CONȚINUT CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE PENTRU BENEFICIARII PUBLICI

în conformitate cu HOTĂRÂRE nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice.

Gheorghe Dirtu

Semnat digital de Gheorghe Dirtu
Data: 2024.02.27 16:28:01 +02'00'

STUDIU DE FEZABILITATE

"CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW

LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD SUCEAVA"

DECEMBRIE 2023

FINACON

FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: **FINACON INTERNATIONAL CONSULTING S.R.L.**

COLECTIV DE ELABORARE:

SOCIETATEA COMERCIALĂ FINACON INTERNATIONAL CONSULTING S.R.L. BUCUREȘTI - ROMÂNIA

- Manager de proiect: DRĂGOI COSMIN EMILIAN
- Inginer autorizat ANRE: GRUIȚĂ CRISTIAN ARON
- Responsabil financiar: PANAIT OANA

FINACON

Contents

A. PIESE SCRISE 9

➢ **INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII 9**

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII 9

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR 9

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERŢIAR) 9

1.4. BENEFICIARUL INVESTIŢIEI 9

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE 9

1.5.1. Subcontractori 9

2. SITUAŢIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII 10

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ŞI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ŞI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE ŞI PROPUSE SPRE ANALIZĂ 11

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAŢIE ŞI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUŢIONALE ŞI FINANCIARE 11

2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului 15

2.3. ANALIZA SITUAŢIEI EXISTENTE ŞI IDENTIFICAREA DEFICIENŢELOR 21

2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului 21

2.3.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului 27

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ŞI LUNG PRIVIND EVOLUŢIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂŢII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII 28

2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național 28

2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni 34

2.4.3. Cererea și necesarul de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului 39

2.4.4. Potențialul solar al României 40

2.4.5. Concluzii 41

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIŢIEI 42

PUBLICE 42

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE 44

3.1. IDENTIFICAREA ŞI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPŢIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII 44

3.1.2. Evaluarea potențialului solar 46

3.1.3. Scenariul 1 – Centrală electrică fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWAC, module PV 560 Wp 52

3.1.4. Scenariul 2 – Centrală electrică fotovoltaică de 96,20 kWp / 90,00 kW_{AC}, module PV de 650 Wp . 59

3.2. PARTICULARITĂŢI ALE AMPLASAMENTULUI *64*
3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului .. 64
3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile 64
3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite 65
3.2.4. Surse de poluare existente în zonă 65
3.2.5. Date climatice și particularități de relief 65
3.2.6. Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / 66
protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferențe cu monumente 66
istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat 66
învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate; 66
terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine 66
publică și siguranță națională 66
3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar: 66
3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ *69*
3.3.1. Scenariul 1 – Centrală electrică fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWAC, module PV 560 Wp 69
3.3.2. Scenariul 2 – Centrală electrică fotovoltaică de 96,20kWp/90,00kW$_{AC}$, module PV 650Wp 75
3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI *80*
3.4.1. Scenariul 1 – Centrală electrică fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWac dezvoltat utilizând module PV de 560 Wp și invertoare solare de 30 kW 80
3.4.2. Scenariul 2 – Centrală electrică fotovoltaică de 96,2 kWp / 90,00kWac dezvoltat utilizând module PV de 650 Wp și invertoare solare de 45 kW 83
3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ŞI MENTENANŢĂ *85*
3.5.1 Scenariul 1 – Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 570 Wp și invertoare solare de 20 kW 85
3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 545 Wp și invertoare solare de 30 kW 87
3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC. GEOTEHNIC. ANALIZĂ ŞI STABILITATE A TERENULUI, ETC. *88*
3.6.1. Studiu Topografic 88
3.6.2. Studiu Geotehnic 88
3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului 91
3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI *92*

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E) 95

4.1 PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINŢĂ ŞI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINŢĂ *95*
4.2 ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA *96*
4.3 SITUAŢIA UTILITĂŢILOR ŞI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂŢI ŞI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUŢII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂŢILOR NECESARE. *108*
4.4 SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII: *109*
4.4.1 Impactul social și cultural. egalitatea de șanse; 109

4.4.2. Estimări privind forţa de muncă ocupată prin realizarea investiţiei: în faza de realizare, în faza de operare; 109
Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversităţii şi a siturilor protejate. după caz; 111
Impactul obiectivului de investiţie raportat la contextul natural şi antropic în care acesta se integrează, după caz. 112
4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII..... 113
4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANŢĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ..... 113
4.6.1. Scenariul 1- Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 570 Wp și invertoare solare de 20 kW - versus Scenariul în care nu se va realiza nici o investiție 115
4.6.2. Scenariul 2 - Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 650 Wp și invertoare solare de 45 kW -versus scenariul in care nu s-ar realiza nici o investitie de catre beneficiar 123
Concluzie..... 131
4.7 ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANŢĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ŞI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE..... 132
4.7.1 Scenariul 1 vs scenariul fără investiție 132
Scenariul 2 vs scenariul fara investitie 137
4.7.2 Concluzie..... 141
4.8 ANALIZA DE SENZITIVITATE..... 141
4.9 ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR..... 144

5. SCENARIUL/OPŢIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 150

5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPŢIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:..... 150
5.1.1 Obţinerea si amenajarea terenului 150
5.1.2 Asigurarea utilităţilor necesare funcţionării obiectivului..... 150
5.1.3 Probe tehnologice şi teste. 150
5.2. SELECTAREA ŞI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPŢIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E).... 151
5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENŢI OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII: 152
5.3.1 Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiţii, exprimată în lei cu TVA şi respectiv fără TVA 152
5.3.2 Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă și indicatori de rezultat și realizare..... 152
5.3.3 Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliţi în funcţie de specificul şi ţinta fiecărui obiectiv de investiţii; 153
5.3.4 Durata estimată de execuţie a obiectivului de investiţii, exprimată în luni..... 153
5.4 PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE 153
5.5 NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE ALE INVESTIȚIEI..... 156

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME 156

6.1 CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBŢINERII AUTORIZAŢIEI DE CONSTRUIRE 156
6.2 EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ. CU EXCEPŢIA CAZURILOR SPECIALE. EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE 156
6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂŢII COMPETENTE PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAŢIA TEHNICO-ECONOMICĂ 156
6.4 AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂŢILOR 156
6.5 STUDIU TOPOGRAFIC. VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ŞI PUBLICITATE IMOBILIARĂ 157
6.6. AVIZE, ACORDURI ŞI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCŢIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII ŞI CARE POT CONDIŢIONA SOLUŢIILE TEHNICE 157

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 157

7.1 INFORMAŢII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 157
7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI 160
7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ŞI ÎNTREŢINERE: ETAPE, METODE ŞI RESURSE NECESARE 162
7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂŢII MANAGERIALE ŞI INSTITUŢIONALE 163

8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI 165

BIBLIOGRAFIE 168

FINACON

LISTĂ DE FIGURI

Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 30.07.2018 – 07.10.2022 14
Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030 21
Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [3] 22
Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3] 23
Figura 2.6 – UAT Ilișești 27
Figura 2.7 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Noiembrie 2023 28
Figura 2.8 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 30.09.2022 30
Figura 2.9 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 - 30.09.2022 32
Figura 2.10 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -30.09.2022 33
Figura 2.11 – Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE 35
Figura 2.12 – Clasamentul Statelor Membre în ceea ce privește capacitatea instalată per 35
capita în centrale fotovoltaice 35
Figura 2.13 – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene 36
Figura 2.14 – Prognoza de creștere a capacităților instalate în surse regenerabile – energie solară 37
Figura 2.15 – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în 38
România 38
Figura 2.16 – Harta României privind Potențialul Solar 40
Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar 46
Figura 3.2 – Iradianța medie lunară – Amplasament Centrală Electrică Fotovoltaică 48
de 96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$ 48
Figura 3.3 – Iradianța medie zilnică – Decembrie – Amplasament Centrală Electrică Fotovoltaică 49
de 96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$ 49
Figura 3.4 – Iradianța medie zilnică – August – Amplasament Centrală Electrică Fotovoltaică 49
de 96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$ 49
Figura 3.5 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020 50
Figura 3.6 – Temperatura medie orară în luna Iunie 51
Figura 3.7 – Temperatura medie orară în luna Ianuarie 51
Figura 3.8 – Modul PV 560 Wp 52
Figura 3.9 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 53
Figura 3.11 – Amplasamentul propus pentru construire CEF 96,32kWp / 90,00kWAC 64
Figura 3.12 – Simulare amplasament – Module PV 560 Wp – Orientare SUD, azimut -11.59° 71
Figura 3.13 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 560 Wp + invertoare 30kW 72
Figura 3.15 – Simulare amplasament – Module PV 650 Wp 76
Figura 3.16 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 650Wp + invertoare 45 kW 77
Figura 3.17 – Graficul Gantt al implementării proiectului 94
Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 560 Wp + invertoare 30 kW 166

FINACON

LISTĂ DE TABELE

Tabelul 2.1 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 –30.09.2022). 31
Tabel 2.2 Evoluția necesarului anual de energie electrică Februarie 2022 – Ianuarie 2023 39
Tabel 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză 45
Tabel 3.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 560 Wp 70
Tabel 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 30 kW 70
Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 560 Wp + invertoare 30KW 72
Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 560 Wp + invertoare 30 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV) 74
Tabelul 3.8 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 650 Wp 75
Tabelul 3.9 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 45 kWp 76
Tabelul 3.10 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 650Wp + invertoare 45 kW 77
Tabelul 3.11 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 650 Wp + invertor 45 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV 79
Tabelul 3.12 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării 80
Tabelul 3.13 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării 83
Tabelul 4.1 – Principalele riscuri 145
Tabelul 4.2 – Matrice evaluare riscuri 149
Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială 151
Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect 167

A. PIESE SCRISE

➢ INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru ***"CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD SUCEAVA***

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- UNITATEA ADMINISTRATIV TERITORIALĂ (UAT) COMUNA ILIŞEŞTI;

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERŢIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIŢIEI

Beneficiarul investiției este UAT COMUNA ILIŞEŞTI.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

- **Societatea** FINACON INTERNATIONAL CONSULTING SRL
- **Sediu social**: str. Puțul lui Zamfir nr. 9, sector 1, Municipiul București
- **E-mail**: secretariat@finacon.ro
- **Site: www.finacon.ro**

- **Tel: 031.425.7071**
- **CUI**: RO 27711528/ **ONRC** J40/11119/2010;

1.5.1. Subcontractori

Nu este cazul.

2. SITUAŢIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII

Obiectivele vizate de prezenta investiție sunt:

- ✓ ***Realizarea unei noi capacități de producere a energiei electrice din surse solare*** – proiectul investițional

are în vedere înființarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse solare cu scopul reducerii dependenței de sursele energetice externe.

- ✓ ***Reducerea amprentei de carbon***– înființarea unei unități de producție a energiei electrice din resurse regenerabile va reduse semnificativ gradul de utilizare a resurselor energetice poluante motiv pentru care amprenta de carbon rezultată din activitatea curentă se va reducere semnificativ;
- ✓ ***Creșterea ponderii utilizării resurselor energetice regenerabile*** - înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare permite creșterea ponderii utilizării resurselor regenerabile. Înființarea unității de producție energie electrică din surse solare reprezintă o modalitate de aliniere a activității întreprinderii cu Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată
- ✓ ***Creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile la nivel național*** - înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare contribuie la dezvoltarea în ansamblu a infrastructurii naționale de producție energie din surse regenerabile în conformitate cu inițiativa emblematică Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie.

Implementarea prezentului proiect investițional vizează achiziția de echipamente și servicii și lucrări specifice cu scopul dezvoltării unității de producție a energiei electrice din surse solare.

2.1. CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE ȘI PROPUSE SPRE ANALIZĂ

Nu a fost realizat un studiu de Prefezabilitate în prealabil.

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAŢIE ŞI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUŢIONALE ŞI FINANCIARE

Decarbonizarea sistemului energetic al UE este esențială pentru atingerea obiectivelor climatice stabilite pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor și **dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile**.

Producerea energiei din surse regenerabile contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit obiectivul ca, până în 2030, 32 % din consumul de energie al UE să provină din surse regenerabile de energie. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții ale UE în materie de climă, colegiuitorii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici viitor pentru perioada de după 2030. În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia a propus o modificare a **Directivei privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001]** pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 % până în 2030 și promovează utilizarea combustibililor din surse regenerabile, precum hidrogenul în industrie și transporturi, cu obiective suplimentare. Aceasta vizând să mențină poziția de lider mondial a UE în domeniul surselor regenerabile și, în sens mai larg, să ajute UE să își îndeplinească angajamentele de reducere a emisiilor asumate în temeiul **Acordului de la Paris**.

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030. La momentul realizării Studiului de Fezabilitate**, Directiva (UE) 2018/2001** a fost transpusă în legislația națională, prin intermediul **Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie**. La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – *A.N.R.E.* În acest sens,

acest domeniu se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- ✓ Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;
- ✓ LEGE nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de
- ✓ promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie cu modificările și completările ulterioare
- ✓ Ord. 85/2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conţinutului-cadru al avizelor tehnice de racordare Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului a instituit un sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune, pentru a promova reducerile emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40 % față de nivelurile din 1990. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel național, care a fost prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015. Realizarea unor reduceri suplimentare ale emisiilor

reprezintă o provocare. Prin urmare acest demers va necesita investiții publice masive și eforturi sporite pentru a direcționa capitalul privat către acțiuni în domeniul climei și al mediului, evitându-se totodată continuarea unor practici care nu au un caracter durabil. UE trebuie să se afle în prima linie a coordonării eforturilor internaționale în direcția creării unui sistem financiar coerent care să sprijine identificarea de soluții durabile. Aceste investiții inițiale reprezintă, de asemenea, o ocazie de a înscrie decisiv Europa pe o nouă traiectorie de creștere durabilă și favorabilă incluziunii. Pactul ecologic european va accelera și va sprijini tranziția necesară în toate sectoarele.

Obiectivele ambițioase în materie de mediu ale pactului nu vor putea fi realizate prin eforturile izolate ale Europei. Drept urmare au fost instituite mai multe mecanisme de finanțare pentru decarbonarea sectorului energetic pentru a sprijini obiectivele stabilite:

1. **Facilitatea de Redresare și Reziliență**, un cadru care va pune la dispoziție 672,5 miliarde EUR în împrumuturi și subvenții pentru a sprijini reformele și investițiile în țările membre. **37% din cheltuieli vor fi direcționate către investiții și reforme climatice.** Prin componenta de investiții 1 din PNRR privind **Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile,** Romania va aloca în jur de 460 mil. Euro.

2. **Mecanismul de Tranziție Justă,** factorul cheie al Pactul Verde European, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition" cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).

3. **Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabil**e, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie;

4. **Fondul pentru Modernizare** se adresează proiectelor de eficiență energetică.

Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.

5. **Fondul pentru Inovare (10 miliarde EUR)** se concentrează pe investiții în

tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor. Companiile, entitățile publice și organizațiile internaționale au posibilitatea de a obține până la 60% din costurile legate de inovație pentru astfel de proiecte.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO_2 echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de până la **96,53 EUR/certificat la 18.08.2022**, după cum se poate observa și în Figura 2.1, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MW_t [1] a crescut sensibil.



Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 30.07.2018 – 07.10.2022

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat *Fit for 55,* prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice. Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO_2 pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO_2 echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

În ceea ce privește **ponderea energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie, *Fit for 55* crește ținta de la 32% la 40% până în anul 2030**.

2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțărilor pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO_2/kWh_e produs [2].

De asemenea, pentru a susține tranziția către sustenabilitate și către o Comunitate Europeană Verde, BEI a decis ca începând cu anul 2023 să nu mai finanțeze proiecte cu un factor de emisii specifice mai mare de 100 gCO_2/kWh_e produs. În acest mod, se încurajează investițiile în surse de energie bazate pe energie regenerabile, precum centralele fotovoltaice, eoliene și proiectele ce au un grad ridicat de utilizare combinată a surselor convenționale de energie (gaz natural) și a surselor alternative de energie, cu proveniență curată (hidrogen verde).

Proiectul nu are niciun impact previzibil asupra obiectivului de mediu legat de efectele directe și indirecte primare ale proiectului pe parcursul întregului său ciclu de viață, având în vedere natura sa, precum și faptul că proiectul prevede investiții în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (solar), acesta sprijină cu un coeficient de 100% obiectivul privind atenuarea schimbărilor climatice.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului în conformitate cu prevederile Directivei 2014/52/UE a Parlamentului European și a Consiliului, de modificare a Directivei 2011/92/UE privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului,

transpusă în legislația națională prin Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, a fost demarată prin depunerea documentației specifice către Agenția pentru Protecția Mediului (APM) pentru obținerea unui punct de vedere privind necesitatea evaluării impactului asupra mediului.

Implementarea prezentului proiect permite atingerea unei contribuții semnificative la criteriile generice aferente principiului de a nu aduce prejudicii semnificative pentru adaptarea la schimbările climatice. Contribuția proiectului la punerea în aplicarea a unor soluții de adaptare pentru combaterea riscurilor legate de climă **se regăsesc pe următoarele paliere:**

- ✓ **Combaterea riscurilor privind schimbarea temperaturii prin:**
- ✓ **Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO_2.**
- ✓ **Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO_2**

Proiectul investițional presupune dezvoltarea unei Centrale electrice fotovoltaice pentru producția energiei electrice din surse regenerabile, respectiv energie solară, acesta generând următoarele beneficii asupra combaterii riscurilor privind schimbarea temperaturii:

- ✓ Reducerea consumurilor de apă pentru producție energiei – sistemele Fotovoltaice nu prepune necesitatea utilizării resurselor de apă pentru funcționare în timp ce modalitățile convenționale de producție a electricității implică utilizarea unor volume semnificative de apă pentru producției electricității.
- ✓ Eliminarea emisiilor gazelor cu efect de seră în timpul procesului de producție a energiei electrice; utilizarea combustibililor fosili pentru producția energiei implică emisii semnificative de gaze cu efect de seră precum metanul și CO2, astfel având un impact extrem de dăunător asupra calității aerului, asupra încălzirii globale și implicit a creșterii temperaturilor. Energia solară nu implică nici un fel de emisii de gaze cu efect de seră acest aspect facilitând un comportament preventiv în raportul cu calitatea aerului și încălzirea globală.

Analiza privind respectarea principiului ”DNSH” pentru investiția preconizată s-a realizat prin raportare la principiile directoare pentru evaluarea conform principiului ”DNSH” menționate în

cadrul Comunicării Comisiei Orientări tehnice privind aplicarea principiului de „a nu prejudicia în mod semnificativ” în temeiul Regulamentului privind Mecanismul de redresare și reziliență (2021/C 58/01), avându-se în vedere impacturile directe și indirecte relevante pentru evaluarea principiului. Analiza obiectivelor de mediu este redată în tabelul de mai jos prin raportare la specificul investiției.

Obiectiv de mediu	Necesită evaluare de fond		Justificare și explicații
	DA	NU	
Atenuarea schimbărilor climatice		X	Proiectul nu are impact negativ asupra atenuării schimbărilor climatice având în vedere următoarele aspecte: - Implementarea prezentului proiect investițional nu implică posibilitatea generării de emisii de gaze de seră, activitatea productivă a energiei electrice prin intermediul unei Centrale electrice fotovoltaice nefiind generatoare de gaze cu efect de seră. - Operaționalizarea investiției contribuie la reducerea amprentei de carbon astfel limitându-se emisiile de gaze cu efect de seră generate de activitatea curentă. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de reprezintă o aliniere și o contribuție la obiectivele reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a neutralității din punct de vedere al emisiilor de carbon, așa cum acestea sunt definite în documentele programatoare ale Comisiei Europene.
Adaptarea la schimbările climatice		X	Implementarea prezentului proiect investițional contribuie la creșterea capacității de adaptare la schimbările climatice, astfel: - În contextul obiectivelor de mediu privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră de la nivel global pentru prevenirea creșterii temperaturii globale, înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de contribuire la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. - Înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de adaptare la schimbările climatice ca urmare a alinierii politicilor proprii la nevoia reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, unitatea de producție a energiei electrice asigurând accesul la energie verde regenerabilă. - Implementarea proiectului investițional reprezintă o modalitate de adaptare la politicile privind schimbările climatice vizându-se complementaritatea între sursele convenționale de energie și cele regenerabile, cu o politică de tranziție către neutralitate din punct de vedere al emisiilor de CO2.
Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine		X	Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative pentru utilizarea durabilă și proiecția resurselor de apă și a celor marine având în vedere următoarele aspecte: - Echipamentele preconizate a fi achiziționate nu utilizează resurse de apă pentru a funcționa astfel că în timpul proceselor productive este eliminat complet riscul deteriorării rezervelor de apă sau de utilizare excesivă a acestor resurse.

			- Investiția nu este amplasată în proximitatea unor resurse de apă locale, neexistând de asemenea nici un interacțiune cu pânza freatică din zona locației de implementare. - Echipamentele din cadrul Centralei electrice fotovoltaice (CEF) nu utilizează substanțe cu risc poluant care pot fi deversate în resursele de apă locale. - Natura investiției preconizate nu este de natură de a afecta diversitatea biologică, de a genera eroziune costieră sau de a determina stres hidric, urmare a faptului că funcționarea CEF de producție energie electrică se bazează exclusiv pe resursele solare.
Economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora		X	Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al economiei circulare, inclusiv din perspectiva prevenirii generării de deșeuri și reciclarea acestora, având în vedere următoarele aspecte: - Operaționalizarea propriu zisă a investiției nu presupune generarea de deșeuri de nici o natură dat fiind faptul că nu se operează cu materii prime și nu au loc procese fizice de procesare cu potențial generator de deșeuri. - Durata de viața a investiției este prognozată pentru o perioadă de minim 20 de ani, astfel că prevenirea deșeurilor nu reprezintă o provocarea în condițiile în care activitatea productivă de energie electrică din surse solare nu presupune generarea de deșeuri direct corelate cu activitatea productivă. - Panourile solare sunt compuse din sticlă, plastic și aluminiu, trei materiale cu un ridicat nivel de reciclare și care permit ca la finalizarea duratei de viață a panourilor, acestea să poată fi reciclate integral. Industriile reciclatoare de plastic, aluminiu și sticlă sunt suficient de dezvoltate din punct de vedere tehnologic cât să asigure reciclarea integrală a tuturor materialelor ce compun structura panourilor solare. Toate componentele CEF pot fi reciclate, neexistând elemente nereciclabile. - Panourile solare pot fi reutilizate fie prin reutilizare directă, fie prin reutilizare ulterior unor operațiuni de recondiționare; operațiunile de recondiționare nu au caracter poluator și permit reintroducerea în circuitul economic al panourilor. - Din punct de vedere al economiei circulare implementarea prezentului proiect investițional permite implementarea și aplicarea principiului ”reducere, reutilizare și reciclare”; funcționarea CEF contribuie la reducerea cantităților de deșeuri urmare a faptului că aceasta nu generează deșeuri în etapa de exploatare; specificațiile tehnice ale componentelor CEF favorizează implementarea

			principiului de reutilizare (urmare a posibilităților de recondiționare a panourilor și reintroducerea acestora în circuitul economic), respectiv de reciclare (dată fiind posibilitatea reciclării tuturor materialelor din care sunt manufacturate panourile solare).
Prevenirea și controlul poluării aerului, apei sau solului		X	Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al prevenirii și controlului poluării aerului, apei sau solului, astfel: - Activitatea propusă prin proiect nu contribuie la fabricarea, introducerea pe piața sau utilizarea de substanțe chimice enumerate în anexa I sau anexa II la Regulamentul (UE) 2019/1021 al Parlamentului European și al Consiliului. - CEF nu este caracterizată de emisia de noxe care pot ajunge în atmosferă, de utilizarea unor lichide cu potențial poluator asupra apei sau solului și nici nu vizează operarea cu nici un fel de substanțe cu impact de poluare asupra aerului, solului sau apei.
Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor		X	Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al protecției și refacerea biodiversității și a ecosistemelor, având în vedere următoarele aspecte: - Din punct de vedere al impactului asupra biodiversității și a siturilor protejate facem precizarea că locația de implementare nu este situată într-o zonă protejată motiv pentru care activitatea productivă nu va avea nici un impact asupra biodiversității și a siturilor protejate. În respect față de principiul protecției biodiversității, locația de implementare a proiectului a fost aleasă astfel încât aceasta sa nu afecteze ecosistemele locale; - Activitatea propusă nu are potențial de poluare astfel că afectarea ecosistemelor nu reprezintă o provocare din punct de vedere al operaționalizării investiției propuse; - Amplasamentul investiției nu se află în proximitatea unor ecosisteme naturale sau a unor arii protejate.

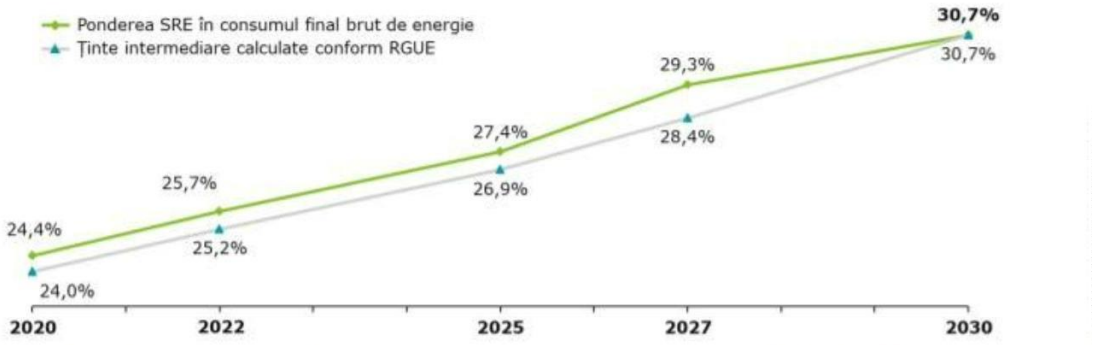
2.3. ANALIZA SITUAŢIEI EXISTENTE ŞI IDENTIFICAREA DEFICIENŢELOR

2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului

2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului "Energie Curată pentru Toți Europenii". Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (a se vedea ***Figura 2.2***). Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030



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

România a ales să adopte o abordare relativ prudentă cu privire la nivelul de ambiție, ținând cont de particularitățile naționale care țin atât de stabilitatea și siguranța SEN și necesitatea capacităților de stocare, precum și de impactul asupra prețului la consumator a costurilor de investiții, dar și având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuiri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii.

Contribuția României la atingerea țintelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul din ***Figura 2.3*** pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.

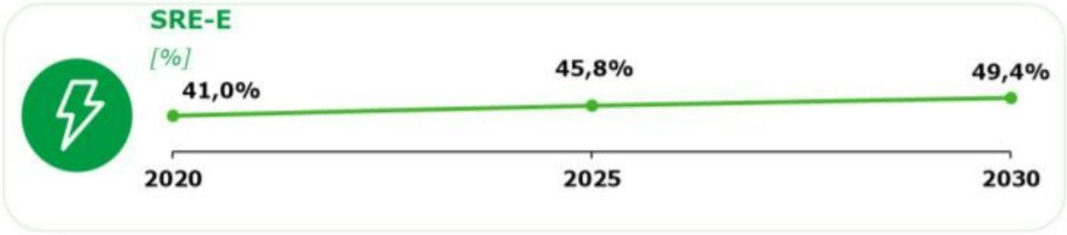


Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea [3], traiectoriile estimate, defalcate per tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în ***Figura 2.4***.

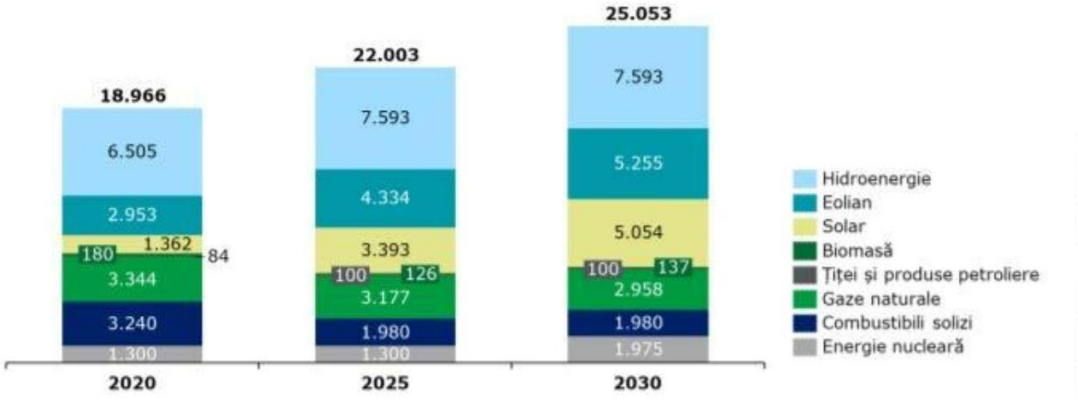


Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [3].

2.3.1.2. Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în ***Figura 2.5***.

Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3]

ktep	2020	2025	2030
Hidroenergie[14]	1.415,9	1.457,9	1.460,3
Eolian[15]	564,6	828,8	1004,9
Solar	170,4	424,6	632,6
Alte surse regenerabile	77,4	77,4	77,4
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile	**2,228,4**	**2.788,7**	**3.175,2**

ktep	2020	2025	2030
Consum final de energie	3.481,2	3.892,1	4.026,5
Căldură derivată	76,2	170,0	263,7
Pompe de căldură	-	55,0	119,6
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile în sectorul Încălzire & Răcire	**3.557,4**	**4.117,0**	**4.409,8**

ktep	2020	2025	2030
Energie electrică din surse regenerabile în transportul rutier	2,2	10,5	55,7
Energie electrică din surse regenerabile în transportul feroviar	46,9	72,2	97,6
Energie electrică din surse regenerabile în alte tipuri de transport	1,3	5,3	16,2
Biocarburanți de generația I[16]	505,7	490,5	474,3
Biocarburanți de generația a II-a[17]	-	40,5	63,6
Total consum final brut de energie din surse regenerabile în sectorul transporturilor	**635,4**	**728,4**	**989,9**

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în [3], noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) **EOLIAN**:

+ 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;

+ 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;

+ 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;

+ 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) **FOTOVOLTAIC**:

+ 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;

+ 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;

+ 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;

+ 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În

acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;

Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în prim plan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050. România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia.

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat. Impactul pozitiv se poate vedea în special în reducerea dependenței de importuri din țări terțe, de la un nivel de 20,8% în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană. Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

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

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându- se între

66% și 75% în privința raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune ofertate. Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018- 2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 15,4% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier ca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de interconectare de cel puțin 15,4% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă din punct de vedere financiar soluție de producere descentralizată a energiei electrice în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acesteia la creșterea continuității în alimentare a acestuia. Cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2022 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970. Chiar dacă anul 2021 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%.

Se estimează că cererea de energie va crește cu 4,6% în anul 2022, depășind astfel valorile anterioare pandemiei COVID-19, cu toate că în anul 2020 a fost înregistrată cea mai mare scădere a cererii de energie de la al Doilea Război Mondial până în prezent, de peste 4%.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice.

Abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice. Costul marginal pe termen lung (**CMTL**) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat. Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport-distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic.

Întrucât producerea la vârf a energiei electrice este necesară pentru o perioadă foarte scurtă din zi, adesea sunt utilizate centrale electrice existente, complet amortizate din punct de vedere financiar, având cheltuieli investiționale (CAPEX) practic nule – modernizarea acestora generând un CAPEX pentru dezvoltare neglijabil prin comparație cu CAPEX-ul inițial. Se recomandă așadar utilizarea indicatorului Cheltuieli Totale Actualizate (TOTEX) pentru analiza viabilității financiare a acestora.

Tranziția către neutralitate din punct de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea CAPEX-ului aferent producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului. Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia, pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

Implementarea proiectului va aduce o contribuție semnificativă la obiectivele României privind tranziția către sustenabilitate și către neutralitate climatică, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare.

2.3.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului

Implementarea proiectului se va realiza pe o parcelă de teren, identificată cu numărul cadastral **30499**, având o suprafață totală de **2.300 m^2**, aparținând Primăriei **Comunei Ilișești –** a se vedea **Figura 2.6**.



Figura 2.6 – UAT Ilișești

Conform Extrasului de Carte Funciară nr. 30499 anexat prezentei documentații, terenul nu este grevat de sarcini.

Scopul proiectului este acela ca **UAT Ilișești** să dobândească calitatea de producător de energie, coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

La momentul întocmirii prezentei lucrări, **UAT Ilișești** înregistrează un consum mediu anual de energie electrică de **94.906 kWh/an**, la care se va adăuga consumul previzionat pentru o pompă de căldură, de aproximativ **13.968,00 kWh/an, așadar un consum total de 108.874 kWh / an.**

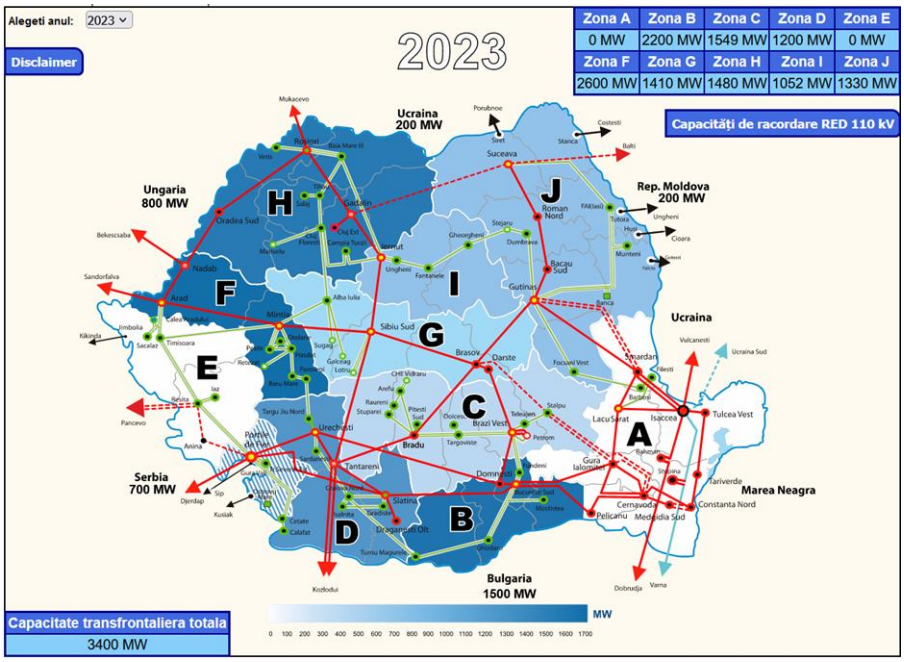
Acesta are o amprentă de mediu asociată de **66,62 tone $CO_{2\ echivalent}$/an**, considerând un *factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh* .

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ŞI LUNG PRIVIND EVOLUŢIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂŢII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII

2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național

Din punct de vedere al analizei congestionării rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta încărcării rețelei, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă de capacitate de transport, așa cum se prezintă în **Figura 2.7**, **Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWAC** este situată în zona J, o zonă care suportă o capacitate nouă de transport a energiei de 1.330 MW.

Figura 2.7 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Noiembrie 2023



În ceea ce privește analiza cererii de energie la nivel național, Prestatorul a realizat o analiză de piață bazată pe evoluția istorică a prețelor de energie, pe baza arhivelor puse la dispoziție de către Operatorul de Piață (OPCOM).

Se observă (v. **Figura 2.8**) că în perioada de analiză 11.09.2020 – 30.09.2022, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 300%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține pe termen mediu / lung.

Cu toate acestea, conform literaturii de specialitate, rapoartelor Comisiei Europene și a experienței Prestatorului, o rată de creștere a prețului energiei electrice în perioada 2022 – 2050 cuprinsă între 8 și 20%/an este realistă, ca urmare a eforturilor financiare generate de tranziția Comunității Europene către Sustenabilitate.

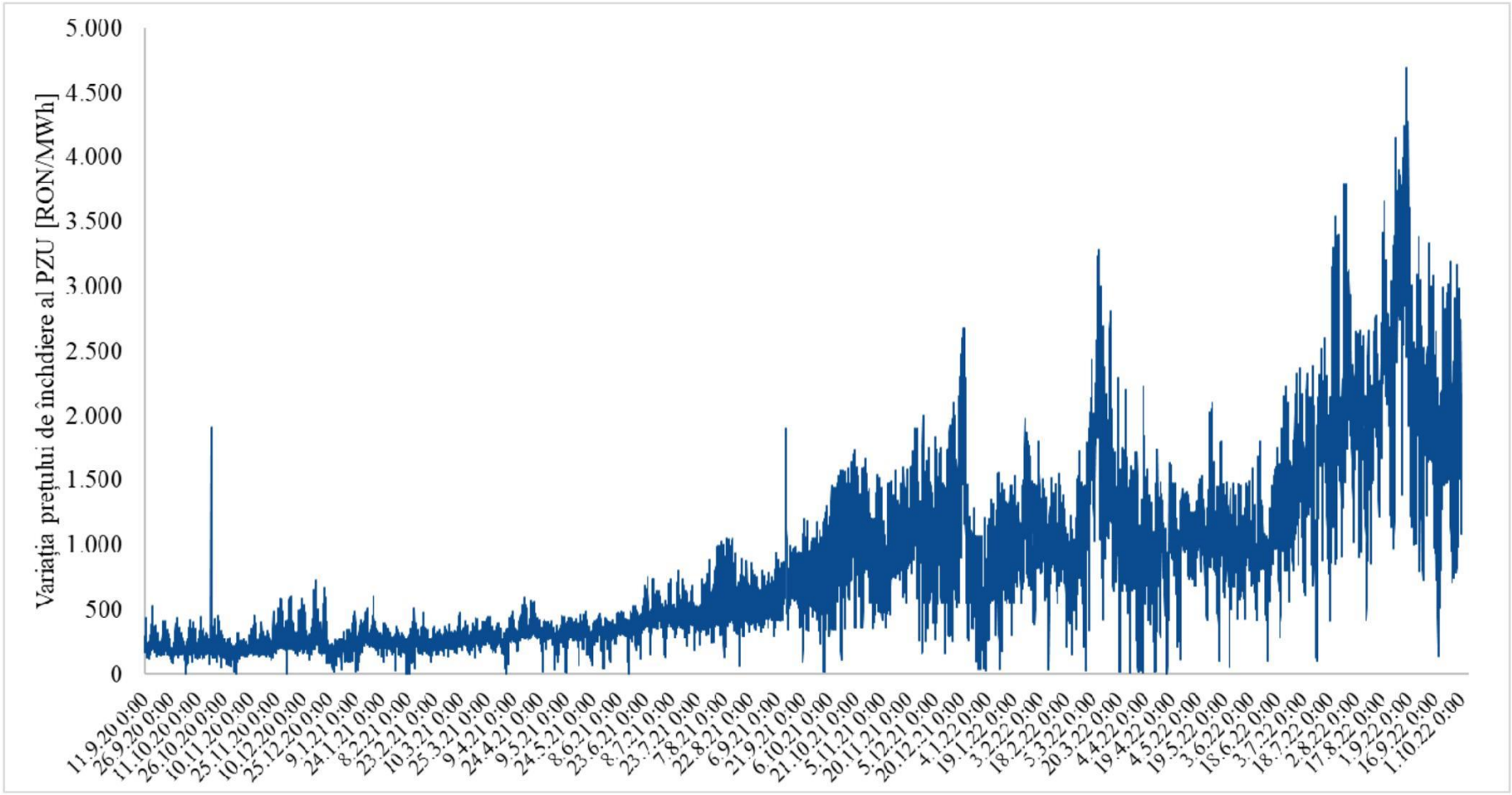


Figura 2.8 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 30.09.2022

Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 30.09.2022 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa (a se vedea **Figura 2.9**) că există un ușor dezechilibru între Cererea de energie electrică și Oferta de energie electrică disponibilă pe plan național, fapt ce a condus la importuri de energie aproape în fiecare interval de decontare / tranzacționare din perioada de analiză, după cum se poate observa și în **Figura 2.10**.

Există așadar un deficit aproape constant de energie electrică la nivelul OPCOM, fapt ce susține necesitatea dezvoltării proiectului propus în prezenta lucrare.

În ceea ce privește Prețul Mediu de Închidere al PZU agregat orar, Prestatorul a realizat o analiză orară, multi lunară, a acestor valori. Matricea de repartiție orară a prețurilor energiei electrice, pentru o săptămână medie, va fi prezentată în **Tabelul 2.2**.

Tabelul 2.1 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 –30.09.2022).

ORA	Luni	Marți	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	658,52	609,05	769,10	787,93	780,70	750,95	744,06
1:00	582,11	567,67	719,13	728,46	722,18	695,15	700,95
2:00	549,72	514,51	693,00	699,54	690,72	669,03	677,13
3:00	499,32	475,28	653,77	674,83	644,36	638,05	630,10
4:00	482,11	452,15	642,43	649,32	623,95	617,89	618,25
5:00	483,07	488,72	678,46	684,93	652,07	642,51	617,94
6:00	533,39	579,32	767,12	783,47	724,37	730,61	642,93
7:00	610,06	735,46	889,62	900,99	856,83	838,53	713,48
8:00	689,78	888,16	1.007,89	1.025,60	971,72	928,72	773,48
9:00	746,26	980,48	1.088,74	1.099,41	1.043,67	956,59	813,00
10:00	767,09	990,17	1.090,71	1.071,32	1.016,85	942,25	820,60
11:00	740,86	940,37	1.003,93	973,03	944,66	869,93	787,43
12:00	714,78	905,02	949,92	928,51	882,08	836,56	754,73
13:00	678,73	860,83	892,69	883,02	832,27	791,66	706,13
14:00	621,87	835,08	831,67	841,91	801,69	754,54	671,23
15:00	610,70	807,77	803,57	822,54	762,27	725,51	649,60
16:00	627,95	816,40	829,29	846,47	793,33	740,21	665,00
17:00	681,93	851,31	869,63	876,54	837,13	781,79	708,78
18:00	740,40	899,10	928,23	931,28	903,23	850,58	766,49
19:00	837,50	991,85	1.026,59	1.031,85	993,01	952,24	850,79
20:00	885,27	1.033,04	1.085,56	1.090,32	1.025,83	993,76	893,23
21:00	856,13	1.020,58	1.055,44	1.054,91	984,60	978,01	874,04
22:00	778,42	928,34	950,13	957,05	900,74	885,66	821,85
23:00	695,97	841,79	863,62	863,71	797,62	804,86	735,28

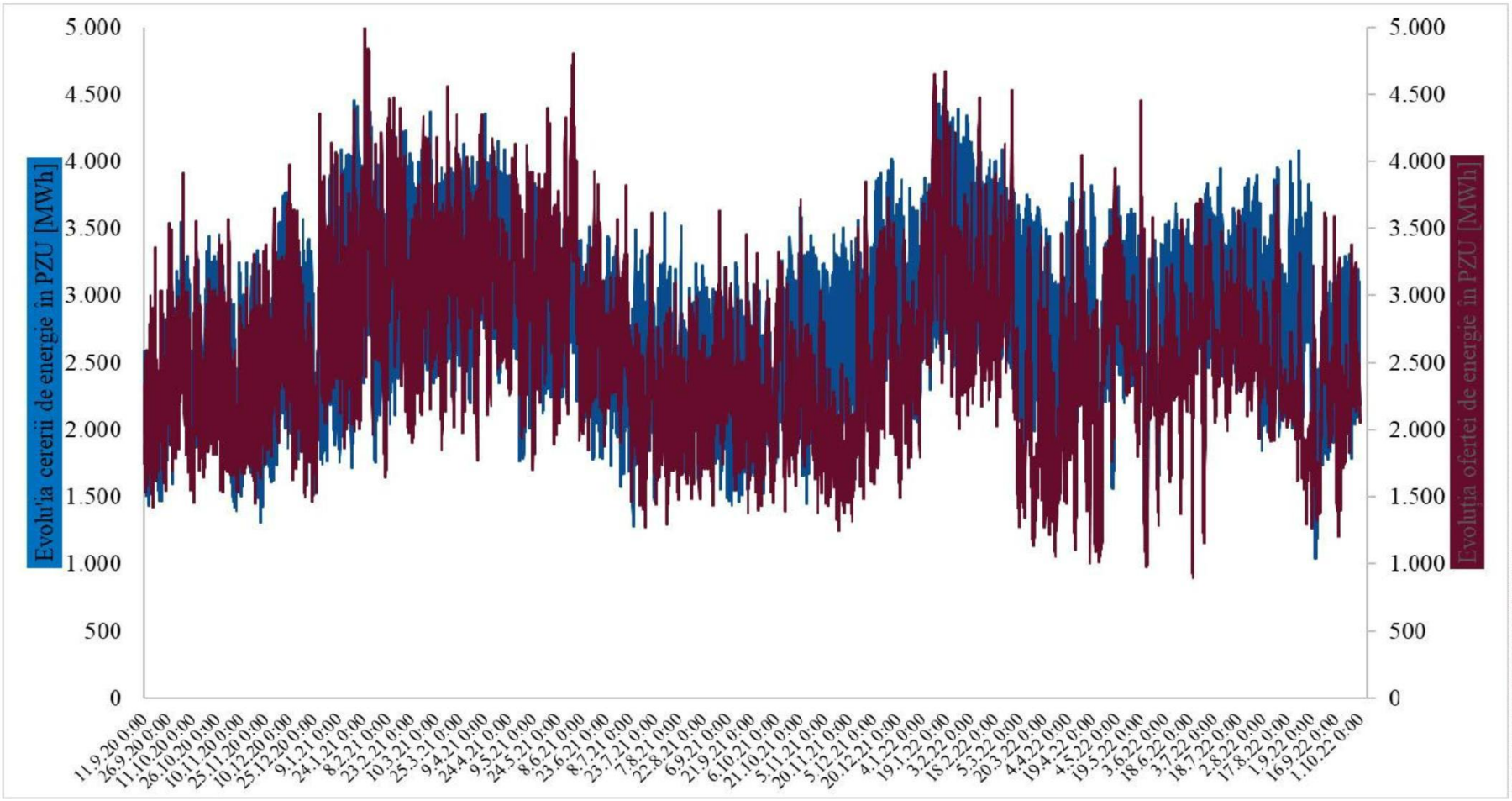


Figura 2.9 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -30.09.2022

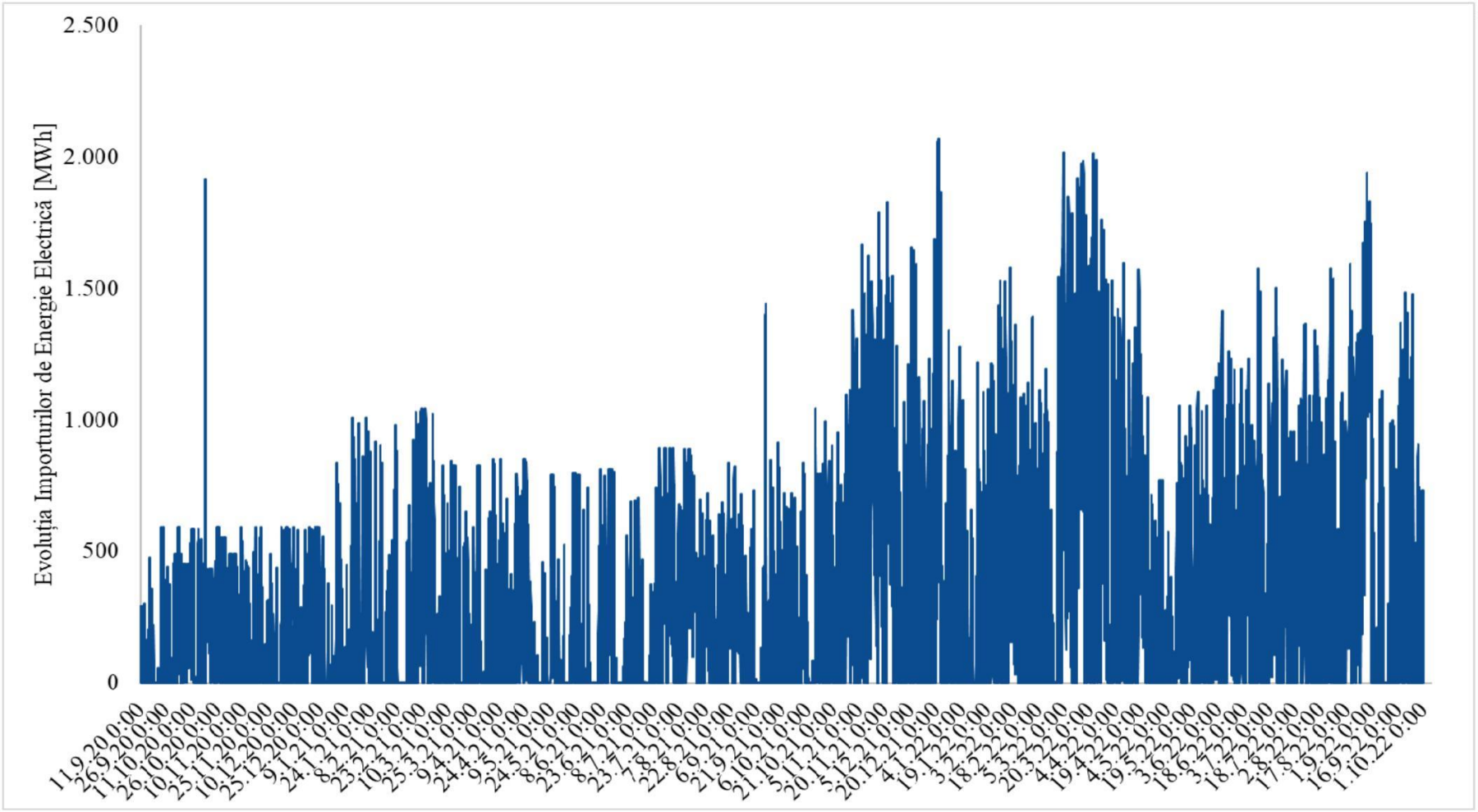


Figura 2.10 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -30.09.2022

2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta de 22%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate din 1990, scăzând cu 6%/an între 1990 și 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO2 (MtCO22). nivelul lor din 1990).

Potrivit PNIESC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, inclusiv 49,4% în consumul de energie electrică, 33% în încălzire și răcire și 14,2% în transporturi. Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **creează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile**.

La nivelul Uniunii Europene, conform previziunilor, în anul 2021 s-a înregistrat o creștere semnificativă a cererii pentru energie solară. La nivelul celor 27 de state membre au fost instalate facilități de producție energie din surse solare reprezentând aproximativ 25,9 GW reprezentând o creștere de 34% față de capacitățile reprezentând 19,3 GW instalate în anul 2020 la nivelul Uniunii Europene. Capacitățile instalate în anul 2021 reprezintă un record de capacități de producție instalate într-un singur an, depășind recordul prealabil de 21,4 GW din anul 20111.

Cel mai mare producător de energie din surse solare de la nivelul Uniunii Europene este Germania, care doar în anul 2021 a instalat capacități de producție reprezentând 5,3 GW, urmată de Spania cu 3,8 GW, Olanda cu 3,3 GW, Polonia cu 3,2 GW și Franța cu 2,5 GW. Capacitățile de producție de energie din surse solare la nivelul Uniunii Europene reprezintă 196.23 GW în anul 2020, cu o creștere de 19% față de anul 2019 când capacitățile totale de producție reprezentau 164,9 GW. Producția de energie din surse solare este dominată de doua state la nivelul European, Germania și Italia, care împreună dețin facilități de producție de peste 50% din totalul capacităților existente la nivelul Uniunii Europene .

[1] EU market Outlook for Solar Power 2021 – 2025, SolarPower Europe.

La nivel european, cele mai performante state din punct de vedere al capacităților de producție energie din surse solare instalate raportate la numărul de locuitori sunt Olanda cu 765 W/capita, Germania cu 715 W/capita și Belgia cu 596 W/ capita. Topul este completat de state precum Malta, Danemarca, Grecia sau Spania, România aflându-se la coada acestui clasament indicând o nevoie acută pentru accelerarea investițiilor în instalarea de noi capacități de producție.

Figura 2.11 – Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE

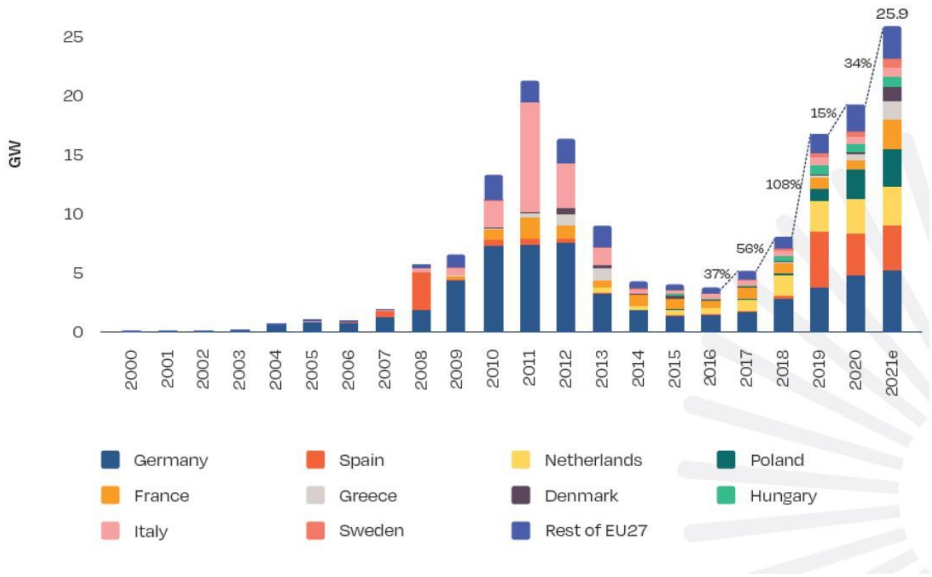
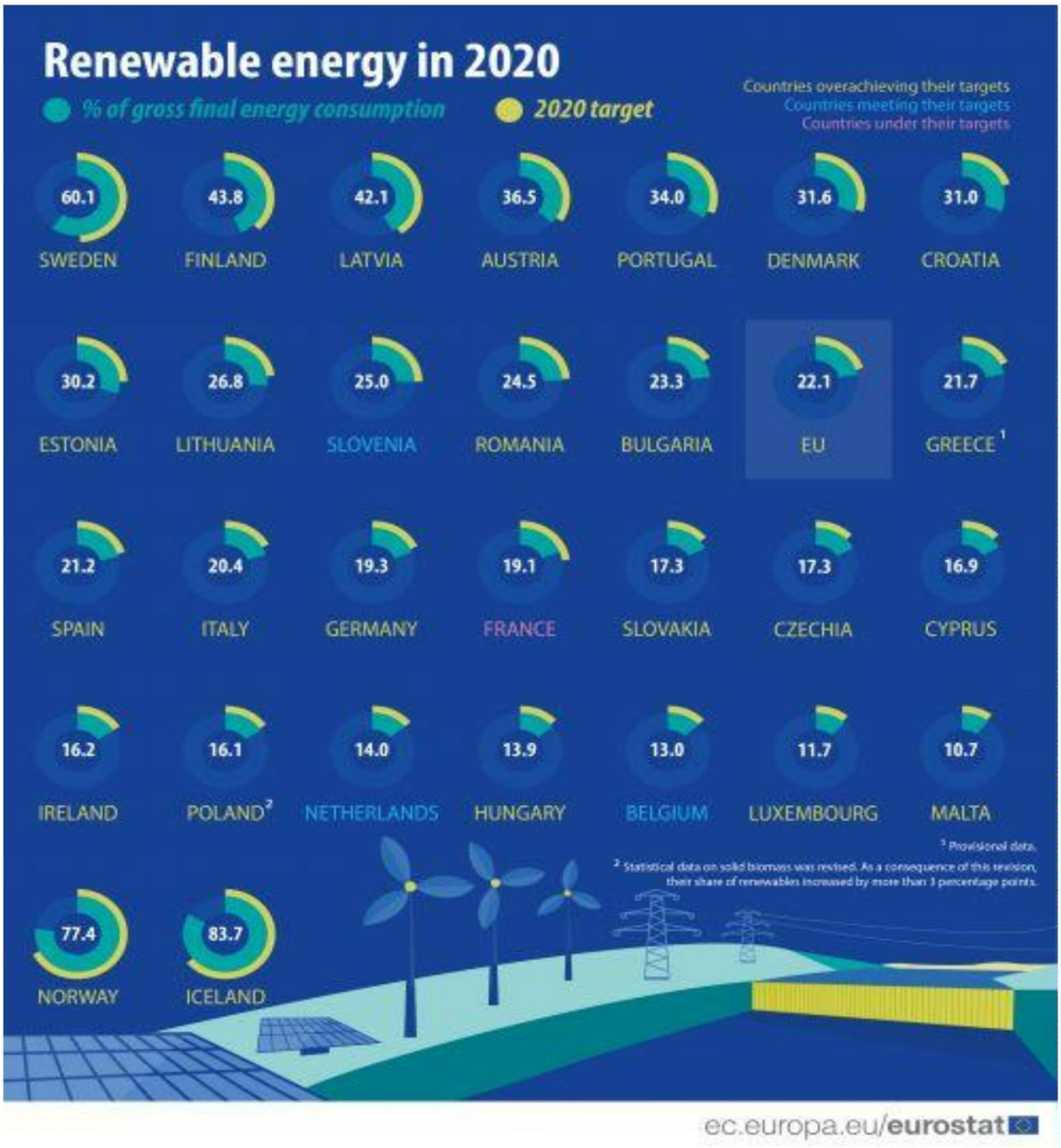


Figura 2.12 – Clasamentul Statelor Membre în ceea ce privește capacitatea instalată per capita în centrale fotovoltaice



Figura 2.13 – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene



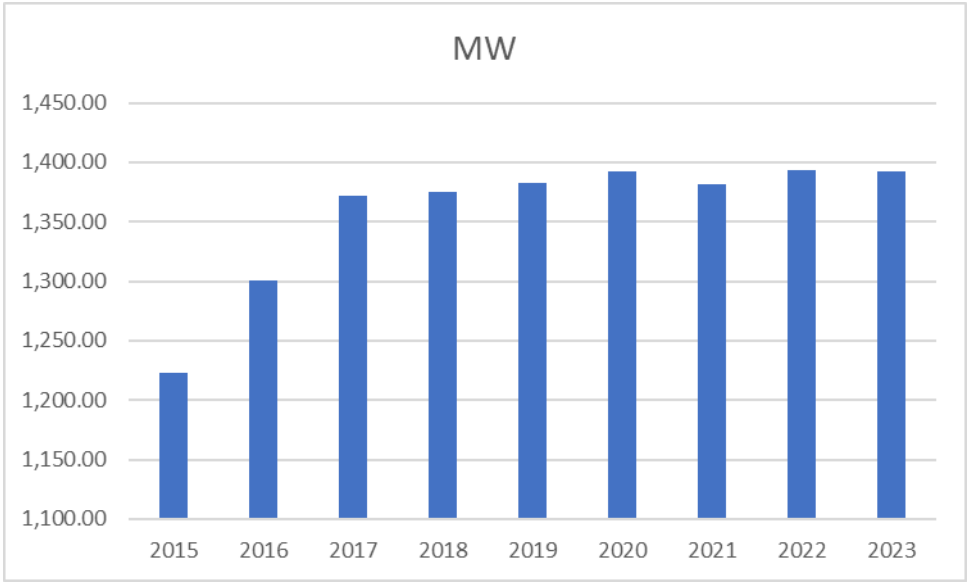
Conform prognozelor pentru perioada 2022 – 2025 este așteptat ca instalarea capacităților de producție energie din surse regenerabile să înregistreze o creștere medie anuală cu 16% ceea ce va aduce noi recorduri anuale privind capacitățile de producție instalate. Pentru anul 2022 este prognozată o creștere cu 16% ceea ce înseamnă că se vor instala capacități de producție reprezentând 30 GW, în timp ce în anii 2024 se va menține trendul de creștere cu 16%, acesta urmând a se stabiliza

în jurul valorii de 11% în anul 2025. Acest ritm de creștere va fi suficient pentru ca în anul 2024 să se ajungă la o valoare de 44,6 GW capacități noi instalate, iar în anul 2025 capacitățile nou instalate să atingă valoarea de 49,7 GW.

Vectorii care susțin creșterea cererii pentru energie din surse solare sunt:

- În ciuda creșterii recente pentru echipamentele de producție energie solară, curba de reducere a costurilor pentru energia solară este intactă; conform raportului ”Levelized Cost of Energy Report 2021” costul mediu pentru scara utilităților din surse solare a scăzut cu 3% față de anul 2020, practic cel mai mic cost dintre toate opțiunile existente de producție a energiei electrice.
- Versatilitatea energiei solare este neegalată permițând o varietate de aplicații care răspund eficient cererii de pe piață ținând cont de reducerea costurilor de producție a energiei solare. Energia solare are aplicații multiple din punct de vedere al amplasării unităților de producție, al conectivității directe cu consumatorii de energie precum și a versatilității sistemelor de producție energie solară de a se adapta industriilor deservite.

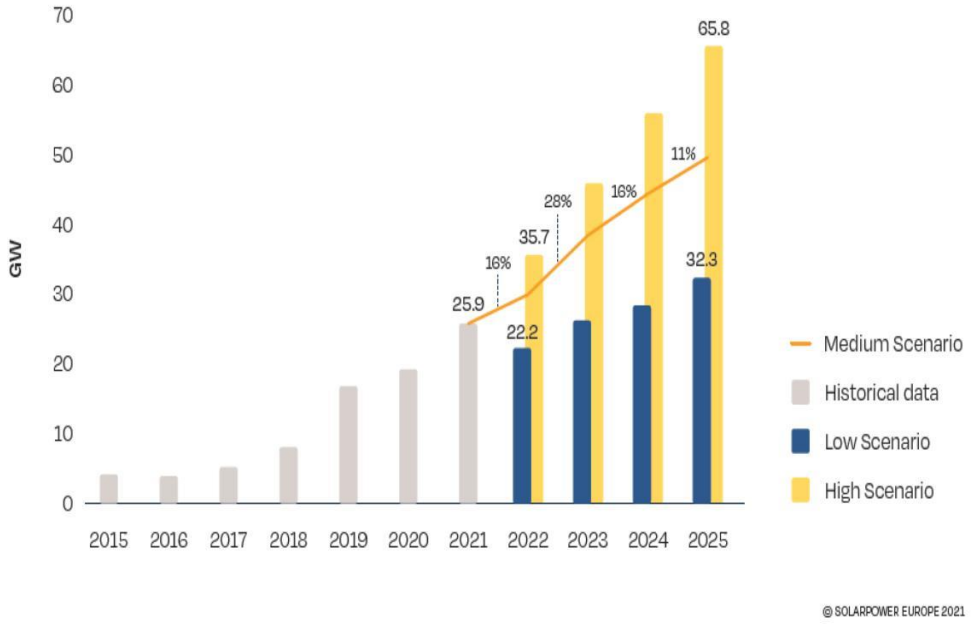
Figura 2.14 – Prognoza de creștere a capacităților instalate în surse regenerabile – energie solară



La nivel național, România se află la coada clasamentului privind facilitățile de producție energie din surse solare instalate. Astfel în anul 2023 în România existau facilități de producție de energie solară reprezentând doar 1.398 MW, însă cel mai îngrijorător aspect este legat de faptul că în perioada

2015 – 2023 în România au fost instalate capacități de producție energie solară de doar 168.96 MW, înregistrându-se în perioada 2015 – 2023 o creștere de doar 12.14 % pe întreg orizontul de operare.

Figura 2.15 – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în România



2.4.3. Cererea și necesarul de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului

Pentru a putea determina necesarul de energie electrică al Beneficiarului și pentru a evalua tehnic, energetic și financiar proiectul propus către implementare, a fost realizată o analiză anuală a necesarului de energie electrică, pentru anul 2022 -2023, respective, lunile Februarie 2022- Ianuarie 2023 (v. **Tabelul 2.2**).

Loc consum		**Total/Loc Consum** [kWh/an]
5001628180		7.369,00
5001628189		8.612,00
5001628195		11.412,00
5001628216		9.409,00
5001628283		11.539,00
5001628296	SEDIU CONSILIU POPULAR	9.050,00
5001628531	CAMIN CULTURAL ILISESTI	801,00
5001628593		5.427,00
5001628629		17.658,00
5001628756		5.558,00
5001637239	CAMIN CULTURAL BRASCA	40,00
5003156060		5.572,00
5003352774		66,00
5003648724	LOCUINTA – IL CIMITIR	2.393,00
Total Consum		**94.906,00**

Tabel 2.2 Evoluția necesarului anual de energie electrică Februarie 2022 – Ianuarie 2023

Se poate așadar observa că, pentru perioada Februarie 2022 – Ianuarie 2023, necesarul anual de energie electrică la nivelul UAT Comuna Ilişeşti a fost de **94.906 kWh/an**.

Pe lângă aceste consumuri de energie electrică în calculul necesarului de energie , mai trebuie luată în considerare și energia electrică ce urmează a fi consumată de pompa de căldură de 19kW (termic) achiziționată și ce urmează să fie pusă în funcțiune.

Din estimările făcute de producătorul pompei de căldură rezultă un consum de energie electrică anuală de aproximativ 13.968 kWh/an. Astfel, necesarul anual de energie electrică al Beneficiarului va fi de 108.874.00 kWh/an

2.4.4. Potențialul solar al României

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.250 kwh/m^2/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m^2/an (v. **Figura 2.16**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m^2/an.

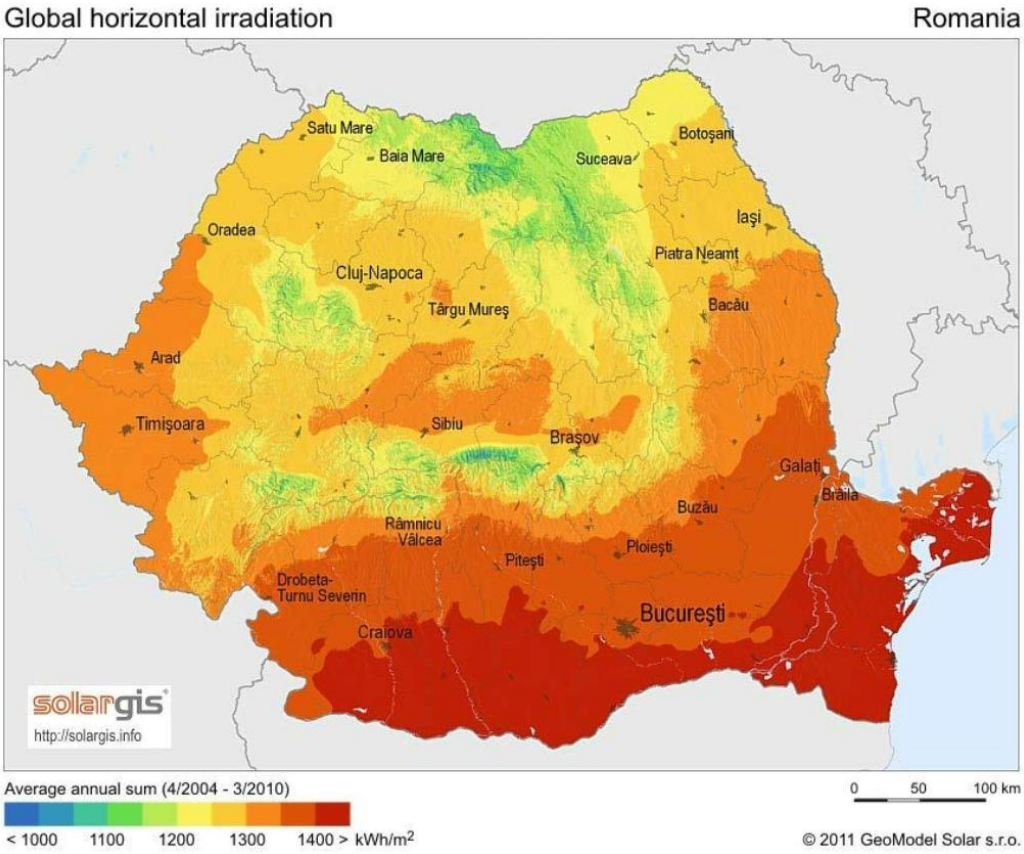


Figura 2.16 – Harta României privind Potențialul Solar

2.4.5. Concluzii

Conform A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021”, cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, s-a observat că anul 2021 a adus o creștere de peste 5% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970. Chiar dacă anul 2020 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%, trend menținut și pe parcursul anului 2021. În prezent există numeroase posibilități de finanțare nerambursabilă sau în condiții speciale pentru proiecte de producere a energiei electrice din surse regenerabile. În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea de fonduri nerambursabile.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei Centrale Electrice Fotovoltaice având o putere instalată de **96,32 kWp / 90,00 kW$_{AC}$**, se urmărește creșterea gradului de energie electrică produsă din surse regenerabile la nivelul României și, așadar, contribuția la atingerea țintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO_2 echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice ***"CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD SUCEAVA"*** astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unei Centrale Electrice Fotovoltaice de către UAT Ilișești în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică al acestuia.

Obiective specifice:

- Crearea unei Centrale Electrice Fotovoltaice cu putere instalată de **96,32kWp /90,00kW$_{AC}$** până la data 31.12.2025.
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032;
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția brută de energie primară **9,32 t.e.p./an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **2.055,04 MWh într-o perioada de 20 de ani**;

- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **1257,48 tone de CO_2 echivalent/an într-o perioada de 20 ani**;
- Asigurarea unei ponderi de autoconsum (direct și indirect, prin compensarea cantității de energie electrică injectată în SEN) de: **108,32 MWh/an (99,49%) în primul an de funcționare**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$**;
- Energia electrică introdusă în SEN în proporție de **99,5% din capacitatea produsă** *(producție netă de energie electrică)*.

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE

3.1. IDENTIFICAREA ŞI PREZENTAREA SCENARIILOR ŞI OPŢIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII

3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate

În vederea elaborării prezentului Studiu de Fezabilitate, au fost analizate **două** variante tehnice relevante, ținând cont de principalele restricții privind performanța minimă a soluțiilor tehnice:

Pentru panourile fotovoltaice:

- Eficiența trebuie să fie de minimum 19% pentru **panourile monocristaline din siliciu**;
- Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:
  - O valoare standard a radiației solare de **1.000 W/m^2**;
  - Masa aerului (AM) de **1,5**;
  - Temperatura celulei PV de **25 °C**.

Pentru invertoarele utilizate:

- Acestea trebuie să fie conforme cu prevederile Ordinelor Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) aflate în vigoare: Ord. nr. 228/2017 și Ord. nr. 132/2020;
- Randamentul minim (european) trebuie să fie de **97%**.

Ținând seama de aspectele prezentate anterior, soluțiile tehnice propuse pentru analiză suntcaracterizate de performanțe net superioare. Acestea vor fi prezentate, sub formă sintetizată, în ***Tabelul 3.1***.

Vor fi așadar comparate două variante distincte de dezvoltare a **obiectivului de investiții**:

- **Scenariul 1 –** Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$ care va fi instalat având orientarea către SUD, azimut 11,59°, folosind module PV de 560 Wp și invertoare trifazate de 30 kW;
- **Scenariul 2 -** Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,20kWp / 90,00kW$_{AC}$ care va fi instalat având orientarea către SUD, azimut 11,59°, folosind module PV de 650 Wp și invertor trifazat de 90 kW.

Tabel 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză

Varianta	Echipament	Caracteristici*	Valoare	Unitate de Măsură
1.	Panouri PV	Cantitate	172	Buc.
		Putere Nominală	560	W
		Eficienta	21,6	%
		Iradianța (STC)	1000	W/m^2
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
	Invertoare	Cantitate	3	Buc.
		Putere nominală	30	kW
		Randament european minim	98,4	%
	Structura	Orientare	-11,59	Grade
		Inclinație	30	Grade
		Material	Aluminiu, Ozl	-
		Tip	Prefabricat	-
2.	Panouri PV	Cantitate	148	Buc.
		Putere Nominală	650	W
		Eficienta	21,6	%
		Iradianța (STC)	1000	W/m^2
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
	Invertoare	Cantitate	2	Buc.
		Putere nominală	45	kW
		Randament european minim	98,4	%
	Structura	Orientare	-11,59	Grade
		Inclinație	30	Grade
		Material	Aluminiu, Ozl	-
		Tip	Prefabricat	-

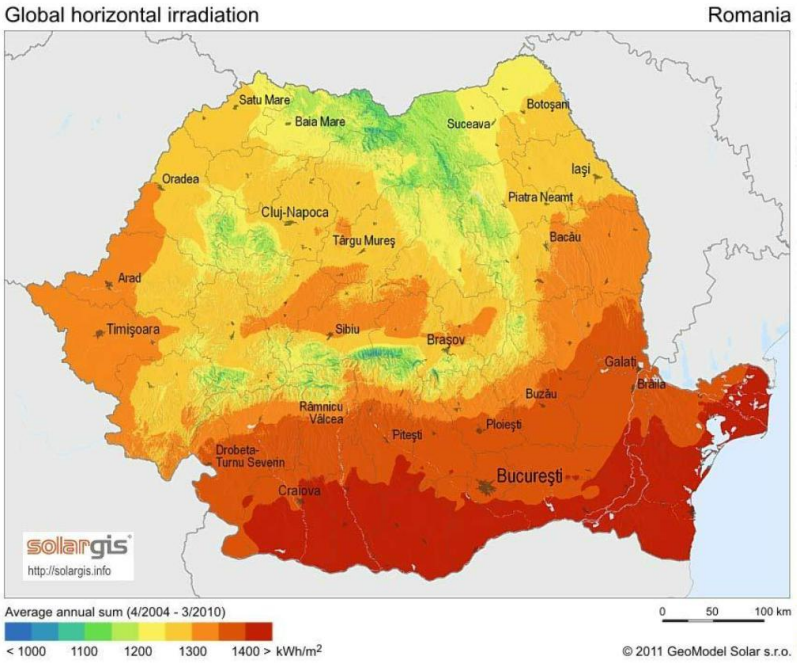
* conform fișelor tehnice anexate

3.1.2. Evaluarea potențialului solar

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1,36 kW/m^2. Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu ± 3,4% pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianţa solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ 1,75 x 10^5 TW. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, 1,05 x 10^5 TW lovesc continuu suprafața Pământului.

Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 TWh). Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.250 kwh/m^2/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m^2/an (v. **Figura 3.1**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m^2/an.

Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar



Pentru a determina producția prognozată, pentru fiecare punct de consum în parte, se poate aplica relația de calcul:

$$W_{produs}^{lunar} = A \cdot \eta_n \cdot I_m \cdot n_{zile} \cdot Cp \quad \left[\frac{kWh}{lună}\right]$$

unde:

$A\ [m^2]$ – suprafața totală a instalației PV;

$\eta_n [-]$ – randamentul nominal al panourilor PV;

$I_m \left[\frac{\frac{kWh}{m^2}}{zi}\right]$ – iradianța medie zilnică lunară, determinată cu ajutorul software-ului RetScreen;

$n_{zile}\ [-]$ – numărul de zile din lună;

$Cp\ [-]$ – coeficientul de performanță al sistemului PV.

Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent de orientare, înclinare ori iradianță. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

- Pierderi de invertor ($\Delta P_{invertor}$) – între 4% și 10%;
- Pierderi la nivelul celulelor fotoelectrice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (AC) – (ΔP_{AC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi datorate umbririi ($\Delta P_{umbră}$) – între 0% și 80%, specifice fiecărei zone geografice în parte, țin seama de gradul de zile însorite;
- Pierderi datorate funcționării invertoarelor la sarcină scăzută ($\Delta P_{min,invertor}$) – între 3% și 7%;
- Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice, sau a altor condiții climatice ce pot conduce la acoperirea celulelor fotoelectrice cu particule solide de materiale ($\Delta P_{acoperire}$) – cca. 2%;
- Alte pierderi de putere și energie, necuantificabile.

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotoelectrice propuse este obținută la o iradianță medie de 1 kW/m^2, la o temperatură medie ambientală de 20 ˚C. Pentru simplificare s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medie ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotoelectrice, are o valoare de -0,4%/ grad Celsius.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul Studiului, se va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH 2. Așa cum se poate observa în **Figura 3.2**, nivelul mediu al iradianței solare are valori cuprinse între 36,35 kWh/m^2 în luna decembrie (cu o valoare de vârf de 169.03 W/m^2 la ora 11:00 – a se vedea **Figura 3.3**) și 204,24 kWh/m^2 în luna august (cu o valoare de vârf de 504,02 W/m^2 la ora 10:00 – a se vedea **Figura 3.4**).

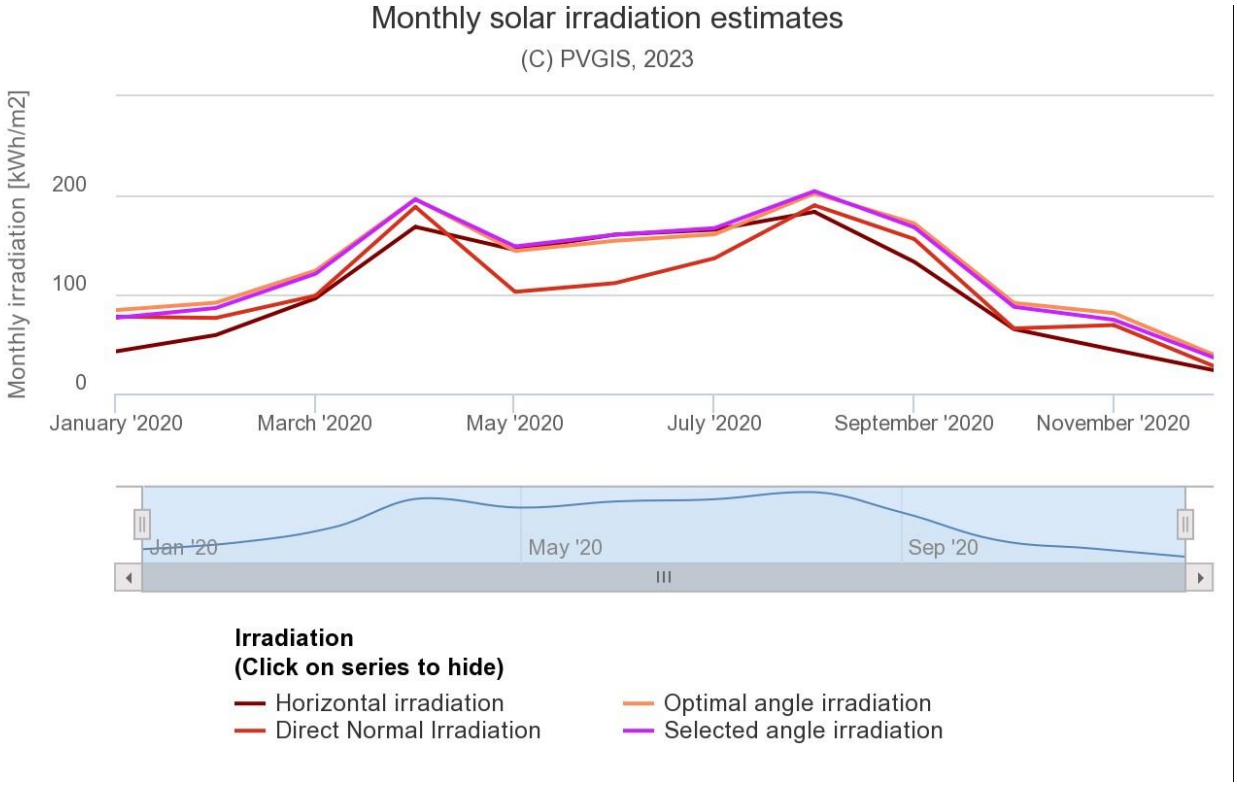


Figura 3.2 – Iradianța medie lunară – Amplasament Centrală Electrică Fotovoltaică de **96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$**

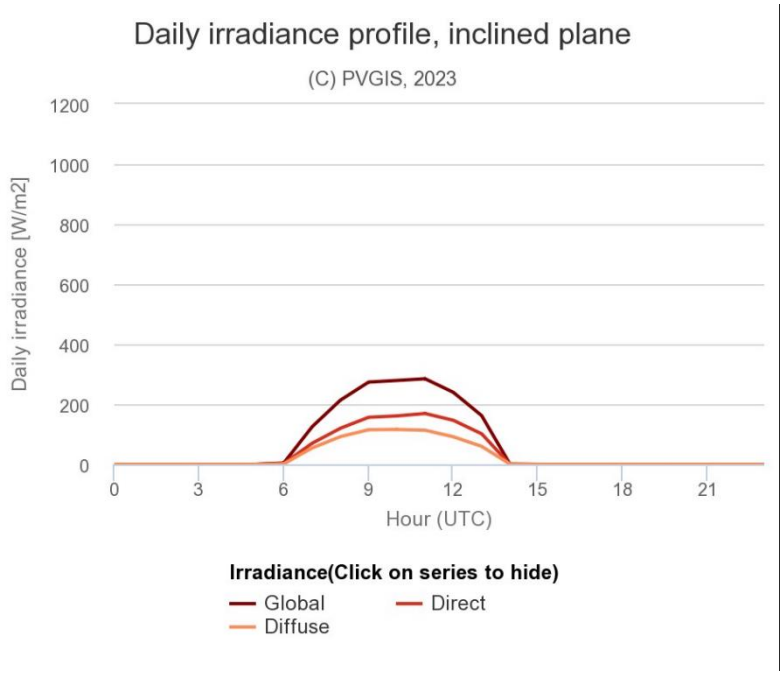


Figura 3.3 – Iradianța medie zilnică – Decembrie – Amplasament Centrală Electrică Fotovoltaică de **96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$**

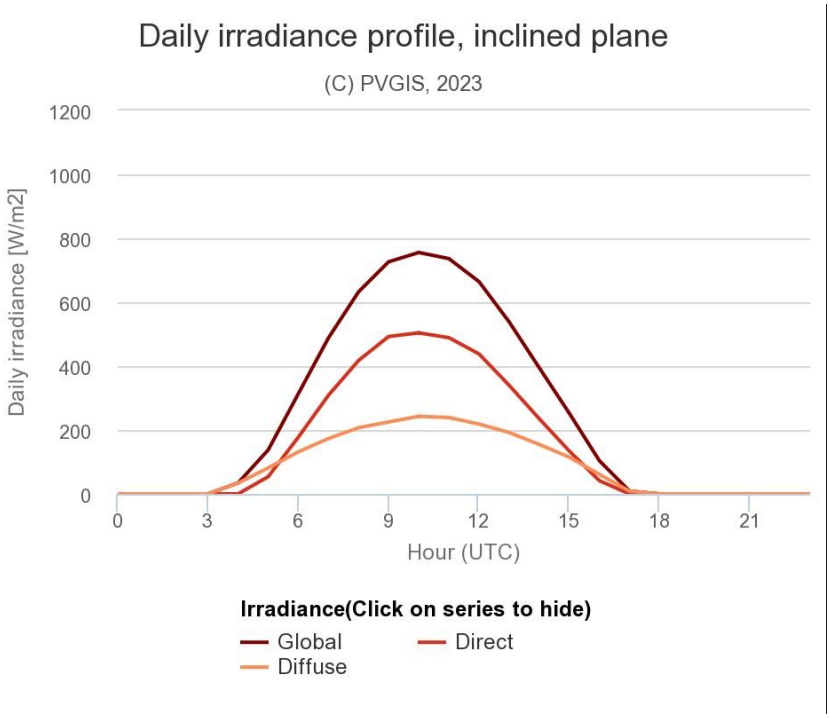


Figura 3.4 – Iradianța medie zilnică – August – Amplasament Centrală Electrică Fotovoltaică de **96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$**

Potențialul solar disponibil în amplasamentul Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF) **de 96,32kWp / 90,00kW$_{AC}$** este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul unei CEF iar eficiența tehnică și financiară a acestuia va fi direct dependentă de randamentul real al Centralei Electrice Fotovoltaice.

Întrucât eficiența tehnică și energetică a sistemelor PV dar și dimensionarea unor parametrii esențiali, precum volumul string-urilor PV legate în invertoarele solare sunt puternic influențate de temperatura mediului ambiental, a fost realizată și analiză a variabilității temperaturii în amplasamentul Centralei Electrice Fotovoltaice de 96,32kWp / 90,00kWAC, utilizând datele oferite de PVGIS SARAH 2.

După cum se poate observa în **Figura 3.5**, **Figura 3.6** și în **Figura 3.7**, în perioada 01.01.2006 – 01.01.2022 temperatura medie exterioară s-a încadrat într-o plajă de variație normală.

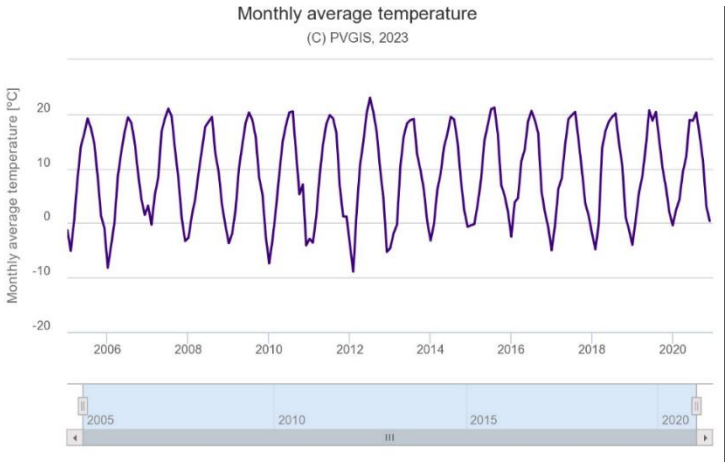


Figura 3.5 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020

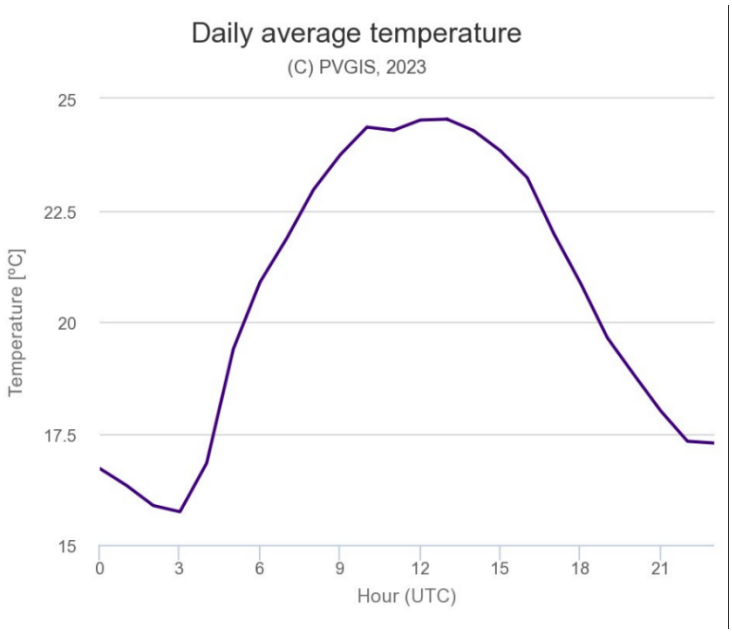


Figura 3.6 – Temperatura medie orară în luna Iunie

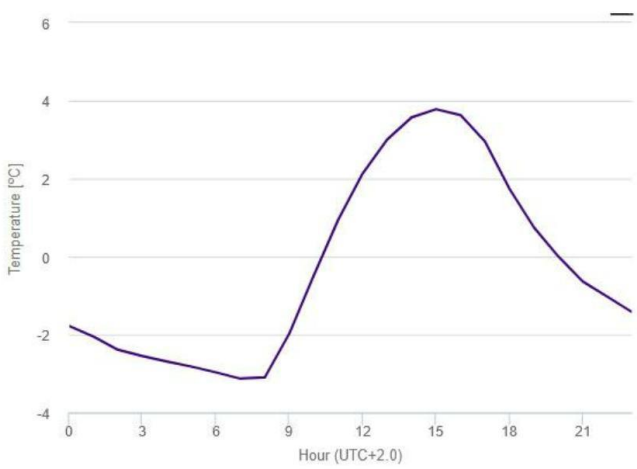


Figura 3.7 – Temperatura medie orară în luna Ianuarie

În continuare se vor prezenta, din punct de vedere tehnic, variantele de echipare ale **Centralei Electrice Fotovoltaice cu puterea instalată de 96,32kWp / 90,00kWAC**.

În vederea întocmirii listei de variante tehnic fezabile s-a ținut cont de analiza celor mai performante sisteme de fotoelectrice și de conversie (invertoare) ce au un potențial comercial ridicat (raport calitate-cost optim).

3.1.3. Scenariul 1 – Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWAC, module PV 560 Wp

Centrala Electrică Fotovoltaică va fi alcătuită dintr-un număr de **172 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 172 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.400 x 1.100-1.340 x 35-40 mm și o greutate de medie de 30-40 kg. Puterea minimă a modulelor PV va fi de **560 W_p**, cu un randament nominal de minimum **21,5%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **85,0%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **30 kW** (**3 bucăți**), conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

În acest sens, pentru analiza tehnico-economică au fost obținute două oferte bugetare ce sunt bazate pe următoarele considerente:

Module PV: **172 module** de **560 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 2**) – a se vedea **Figura 3.8**;

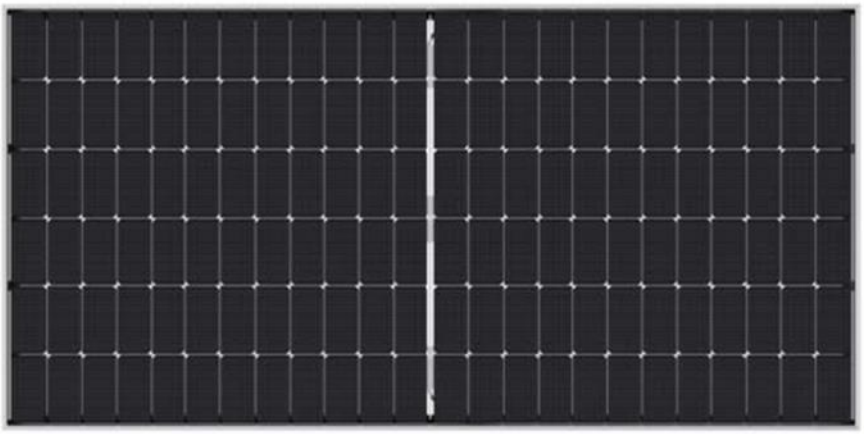


Figura 3.8 – Modul PV 560 Wp

 Invertoare solare: **3** invertoare de **30 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 3**) – a se vedea **Figura 3.9**;



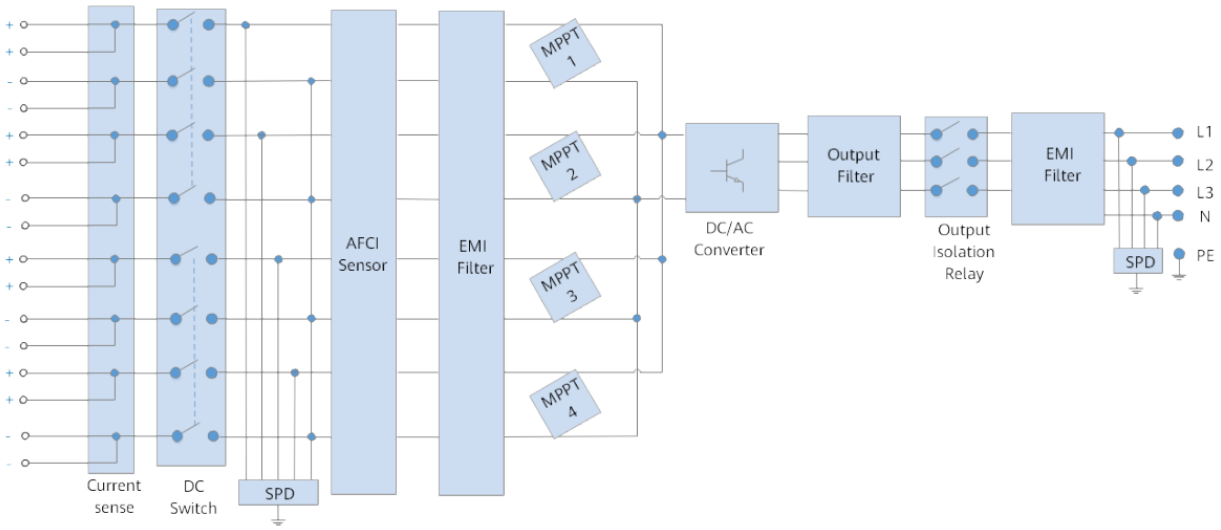


Figura 3.9 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ **0,048 MWh/an**.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertoarele se vor înlocui** în anul 10 și în anul 20, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (**ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză**).

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice, ce respectă cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice şi de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură.

Structura proiectată este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală. Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală se va lăsa un rost de 20mm între panouri, unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.



Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0.7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate. Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi și stâlpi, iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „portret”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 30 de grade (a se vedea **Figura 3.10**), fabricată din aluminiu, cu fixare în fundații de beton.

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare /asamblare a structurii metalice si a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctelede ancorare.

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a Centralei Electrice Fotovoltaice prin legătura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătății coeficientul prizei. Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 6 mm^2 rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi

riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice. Pentru circuitele de **curent alternativ** se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP.

Legătura dintre invertoare și Tabloul Electric aferent Centralei Electrice Fotovoltaice (TCEF) se va asigura prin **Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip CYABY-F 5x10 mm^2**. Racordul la rețeaua electrică de distribuție va fi asigurată prin intermediul **unei Linii Electrice în Cablu (LES) de 0,4 kV, tip CYABY-F 5x70**, cu o lungime de aproximativ **100 m**. Racordul se va realiza în dreptul celui mai apropiat stâlp de Joasă Tensiune, situat în Vestul terenului. Sistemul de protecție împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o rețea de platbandă Ol-Zn 40x4 mm^2 la care se racordează și structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a Centralei Electrice Fotovoltaice se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Centrala Electrică Fotovoltaică va debita o putere nominală de **96,32kWp /90,00kWAC**. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică,constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre **SUD, azimut -11,59°**, la o înclinație față de orizontală de **30º**.

Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție. Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să se evite umbrirea unor module de șirul din fată, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Se vor monta **172 module** PV de putere **560 Wp**, în grupuri de câte aproximativ 16 panouri fotovoltaice, care vor forma un modul fotovoltaic. Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne se ridică la aproximativ **0,5 MWh/an**.

Centrala Electrică Fotovoltaică trebuie să fie prevăzut cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice. Centrala Electrică Fotovoltaică va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor.

Centrala Electrică Fotovoltaică va avea căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centrala Electrică Fotovoltaică în sistem fix, are mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice;
- Panourile au un randament crescut fată de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială;
- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă;

- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare;
- Viteza vântului, în zona **amplasamentului**, poate atinge valori de 16.9 m/s (61 km/h), conform www.meteoblue.com.

Accesul utilajelor în incintă se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor. La amplasarea capacităților energetice (PT+LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007. Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacitaților energetice. Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele si echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante si nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanta pentru serviciul public de Distribuție a Energie Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% pe an.
b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni – nu trebuie să aibă o abatere mai mare de ± 10% din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite. Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general sunt prevăzute montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu Ol beton cu ϕ = 2 ½", de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de Rp<1Ω. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat. Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Centrala Electrică Fotovoltaică va fi protejat împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de cel puțin 30 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 6 m și vor fi montate pe stâlp metalic. Responsabilitatea protejării lucrărilor executate şi depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

3.1.4. Scenariul 2 – Centrala Electrică Fotovoltaică de 96,20 kWp / 90,00 kW_{AC}, module PV de 650 Wp

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **148 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.400 x 1.200-1.400 x 30-40 mm și o greutate de medie de 30-40 kg. Puterea minimă a modulelor PV va fi de **650 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,9%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu un invertor trifazat de tip string inverter cu o putere instalată de **45 kW** (**2 bucăți**), conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,3% STC**. În acest sens, pentru analiza tehnico-economică au fost obținute două oferte bugetare ce sunt bazate pe următoarele considerente:

- **Module PV**: **148 module** de **650 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată prezentei documentații) – a se vedea **Figura 3.8**;
- **Invertor solar**: **2** invertor de **45 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată prezentei documentații) – a se vedea **Figura 3.9**;

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertorul se vor înlocui** în anul 10 și în anul 20, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (**ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză**).

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ **0,090 MWh/an**.

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice, ce respectă cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice şi de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură.

Structura proiectată este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane şi contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele şi contravântuirile verticale le solidarizează pe direcţie longitudinală.

Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală se va lăsa un rost de 20mm între panouri, unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice fată de suprafața solului (0.7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate. Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi și stâlpi, iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „portrait". Unghiul de înclinare al structurii va fi de 30 de grade (a se vedea **Figura 3.10**), fabricată din aluminiu, cu fixare în fundații de beton. Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice si a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctele de ancorare. Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a Centralei Electrice Fotovoltaice prin legătură cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătății coeficientul prizei. Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 6 mm^2 rezistențe UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ** se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri. Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP.

Tabloul electric TCEF din cadrul instalației fotovoltaice asigură aparatele de comutație și aparatele de protecție și/sau măsură specifice instalațiilor fotovoltaice.

În cadrul instalatiei se va monta cel puțin un dulap electric de conexiune TCEF, echipat cu:

- ✓ întreruptor automat general instalat pe plecarea spre TGD al clădirii cu comandă de
- ✓ la distanță și contacte auxiliare pentru semnalizarea poziției;
- ✓ întreruptoare automate pentru fiecare circuit de AC aferent fiecărui invertor care se conectează la rețea prin intermediul respectivului tablou electric

- ✓ Transformatoare de curent pentru protectia si masura curentului debitat de Instalatia Fotovoltaica
- ✓ Releu de protecție care va comanda întерupătorul general de interfață;

Legătura dintre invertor și Tabloul Electric aferent Centralei Electrice Fotovoltaice (TCEF) se va asigura prin **Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip CYABY-F 5x50 mm^2**.

Racordul la rețeaua electrică de distribuție va fi asigurată prin intermediul **unei Linii Electrice în Cablu (LES) de 0,4 kV, tip CYABY-F 5x70**, cu o lungime de aproximativ **100 m**. Racordul se va realiza în dreptul celui mai apropiat stâlp de Joasă Tensiune, situat în Vestul terenului. Sistemul de protecție împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o rețea de platbandă Ol-Zn 40x4 mm^2 la care se racordează şi structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice. Instalația de împământare va respecta normativele şi standardele în vigoare şi va avea o valoare de maxim 4 Ω având în vedere că la această instalaţie nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația împământare a Centralei Electrice Fotovoltaice se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip30/2004), precum şi toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenţilor de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolaţie sau prin intermediul unui arc electric.

Centrala Electrică Fotovoltaică va debita o putere nominală de **96,20 kWp / 90,00kW$_{AC}$**. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre **SUD, azimut -11,59°**, la o înclinație față de orizontală de **30º**. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară şi cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție. Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Distanţa dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de șirul din faţă, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit. Se vor monta **148 module** PV de putere **640 Wp**, în grupuri de câte 4 șiruri de câte 18 panouri fotovoltaice și 4 șiruri de câte 19 panouri fotovoltaice. Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **0,01 MWh/an**.

Centrala Electrică Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică şi monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice. Centrala Electrică Fotovoltaică va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat

la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat şi o arhivă cu evoluţia datelor parametrilor. Centrala Electrică Fotovoltaică va avea căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanţei corespunzătoare şi în cazul unei defecţiuni să se poată interveni cu promptitudine.

Centrala Electrică Fotovoltaică în sistem fix, are mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărie (tracking) pe o axă sau pe două axe:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieţei de panouri fotovoltaice;
- Panourile au un randament crescut faţă de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială;
- Varianta de sistem cu orientare, deşi creşte energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiţii mai mari, decât cele cu orientare fixă;
- Cheltuielile de întreţinere sunt mai mici decât la cele cu orientare;
- Viteza vântului, în zona **amplasamentului**, poate atinge valori de 16.9 m/s (61 km/h), conform www.meteoblue.com.

Accesul utilajelor în incintă se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale. Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor. La amplasarea capacităților energetice (PT+LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție si zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007. Orice altă construcție viitoare trebuie să

respecte distantele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3. Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător. Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energie Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% pe an.

b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni – nu trebuie să aibă o abatere mai mare de ± 10% din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%. În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale și 72 de ore – în condiții meteo deosebite. Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general sunt prevăzute montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu Ol beton cu ϕ = 2 ½”, de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de Rp<1Ω. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat. Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Centrala Electrică Fotovoltaică va fi protejat împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet. Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de cel puțin 30 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 6 m și vor fi montate pe stâlp metalic. Responsabilitatea protejării lucrărilor executate şi depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

3.2. PARTICULARITĂŢI ALE AMPLASAMENTULUI

3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului

Implementarea proiectului se va realiza la nivelul unui teren încadrat în extravilanul Comunei Ilișești, identificat prin numărul cadastral **30499**, în suprafață totală de **2 300 m^2**, aflat în proprietatea COMUNEI ILIŞEŞTI.

Terenul (v. **Figura 3.11**) nu este grevat de sarcini, nu se află situat în zona protejată, nu este trecut pe lista monumentelor istorice și nu sunt interdicții temporale de construire.

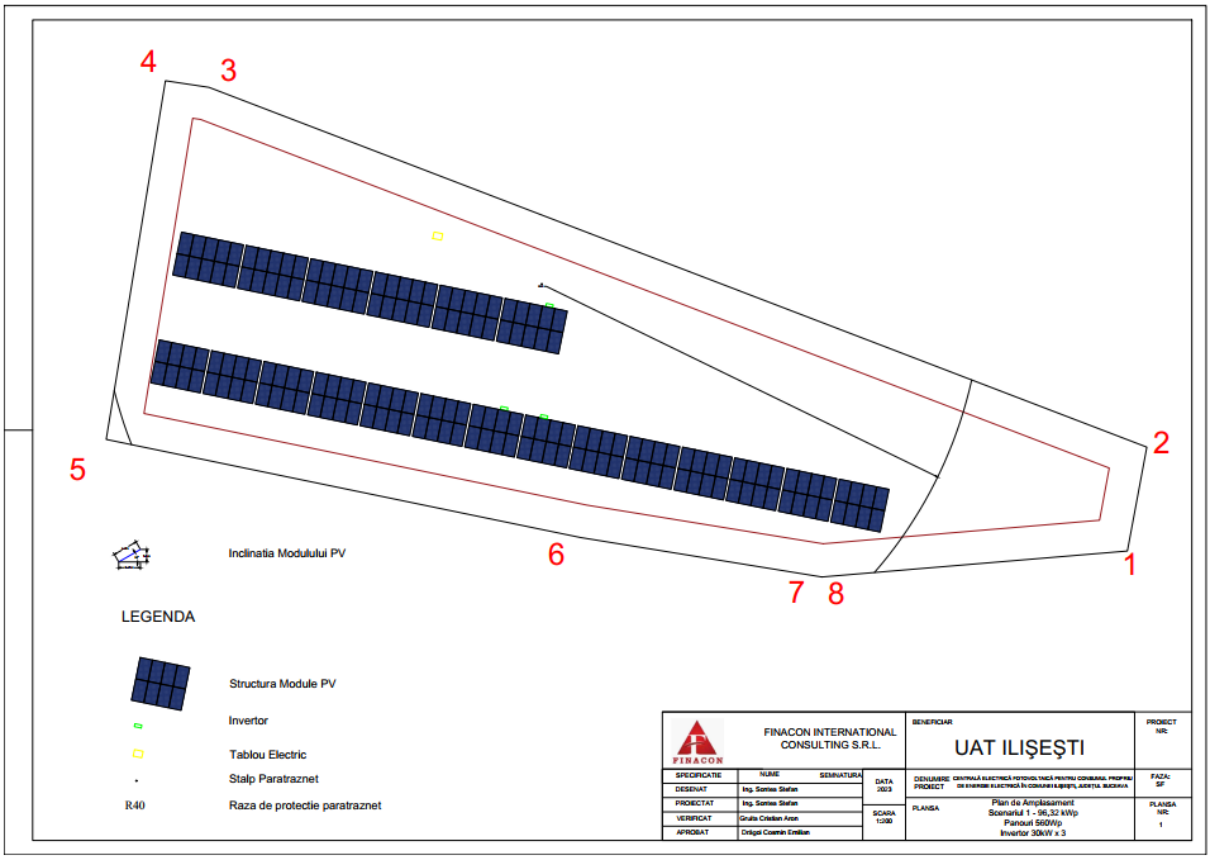


Figura 3.11 – Amplasamentul propus pentru construire **CEF 96,32kWp / 90,00kWAC**

3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

Vecinătățile amplasamentului sunt:

- în partea de Sud: terenuri virane / agricole;
- în partea de Vest: cladiri;

- în partea de Est: terenuri virane / agricole;
- în partea de Nord: terenuri virane / agricole.

Pe o rază de 20 m în jurul terenului nu există locuințe sau alte zone sensibile de arii protejate.

Cel mai apropiat drum de acces este Drumul Județean 178, situat la aproximativ 100 de metri de latura vestica a terenului vizat pentru dezvoltarea proiectului.

3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Pentru maximizarea producției de energie electrică, Centrala Electrică Fotovoltaică de **96,32kWp / 90,00kWAC** va fi dezvoltată prin instalarea modulelor PV pe direcția **SUD, azimut -11,59°**, la o înclinare de **30 de grade**. Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul conturului, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și Tabloul Electric ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în **Planul de Amplasament Propus**, anexat prezentei lucrări.

3.2.4. Surse de poluare existente în zonă

Amplasamentul analizat, se încadrează, conform în zona de poluare I – **slab poluată.**

3.2.5. Date climatice și particularități de relief

Ilișești (în germană Illischestie) este o comună în județul Suceava, Bucovina, România, formată din satele Brașca și Ilișești (reședința). Ea se află situată de-a lungul DN 17, între orașele Suceava (20 km) și Gura Humorului (18 km).

De fapt prin referendumul din 2004 s-a revenit la vechea forma de organizare administrativa existentă în perioada interbelica și în prima parte a perioadei comuniste. În anii 60 s-a hotărât la nivel național, o noua reîmpărțire administrativa, care urmarea reducerea numărului de comune cu circa 15% și transformarea unor așezări rurale cu populație numeroasa in orașe. Existența hărților și a documentelor de arhiva de la Primărie și de la Arhivele Statului dovedesc aceasta revenire administrativă în hotarele existente în perioada interbelică.

Poziția comunei la 17 km de Gura Humorului şi traversarea comunei de către D.E. 576 ce leagă nordul Moldovei cu Transilvania si Maramureșul au impus o anumita dezvoltare socio-economică de care beneficiază locuitorii așezării. La Nord, se învecinează cu comuna Bălăceana, începând de la pârâul Glodosul, culmea Dealului Bahrina și zona de confluență a pâraielor Bălăceana si Ilişaşca. In Est, pe direcția N-S se învecinează cu comuna Stroiești. În partea SV se învecinează cu comuna Păltinoasa, de la izvorul Pârâul Negru până la dealul Ursoaia. În continuare spre vest pe o linie sinuoasa ce urmărește versantul estic al Dealului Ursoaia, Dealul Vârvata și versantul vestic al dealului Salcia, se învecinează cu comuna Pârteștii de Jos.

3.2.6. Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate; terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională

- Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare – nu este cazul;
- Posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată – nu este cazul;
- Existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate – nu este cazul;
- Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională – nu este cazul.

3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:

Date privind zonarea seismică

Conform prevederilor din normativul P100/1-2013, principalele caracteristici seismice ale amplasamentului au următoarele valori:

- valoarea accelerației terenului pentru proiectare: a_g=0,20g

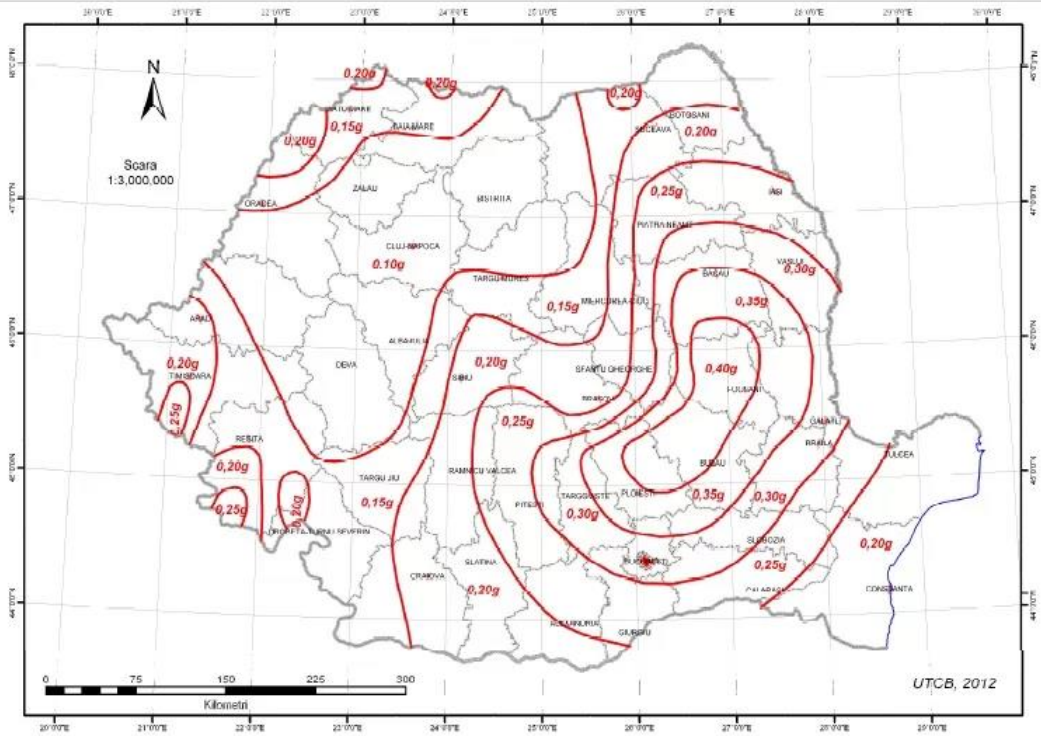


Figura 3.1 România - Zonarea valorilor de vârf ale acceleraţiei terenului pentru proiectare a_g cu IMR = 225 ani şi 20% probabilitate de depăşire în 50 de ani

- perioada de colt: T_c=0,7s

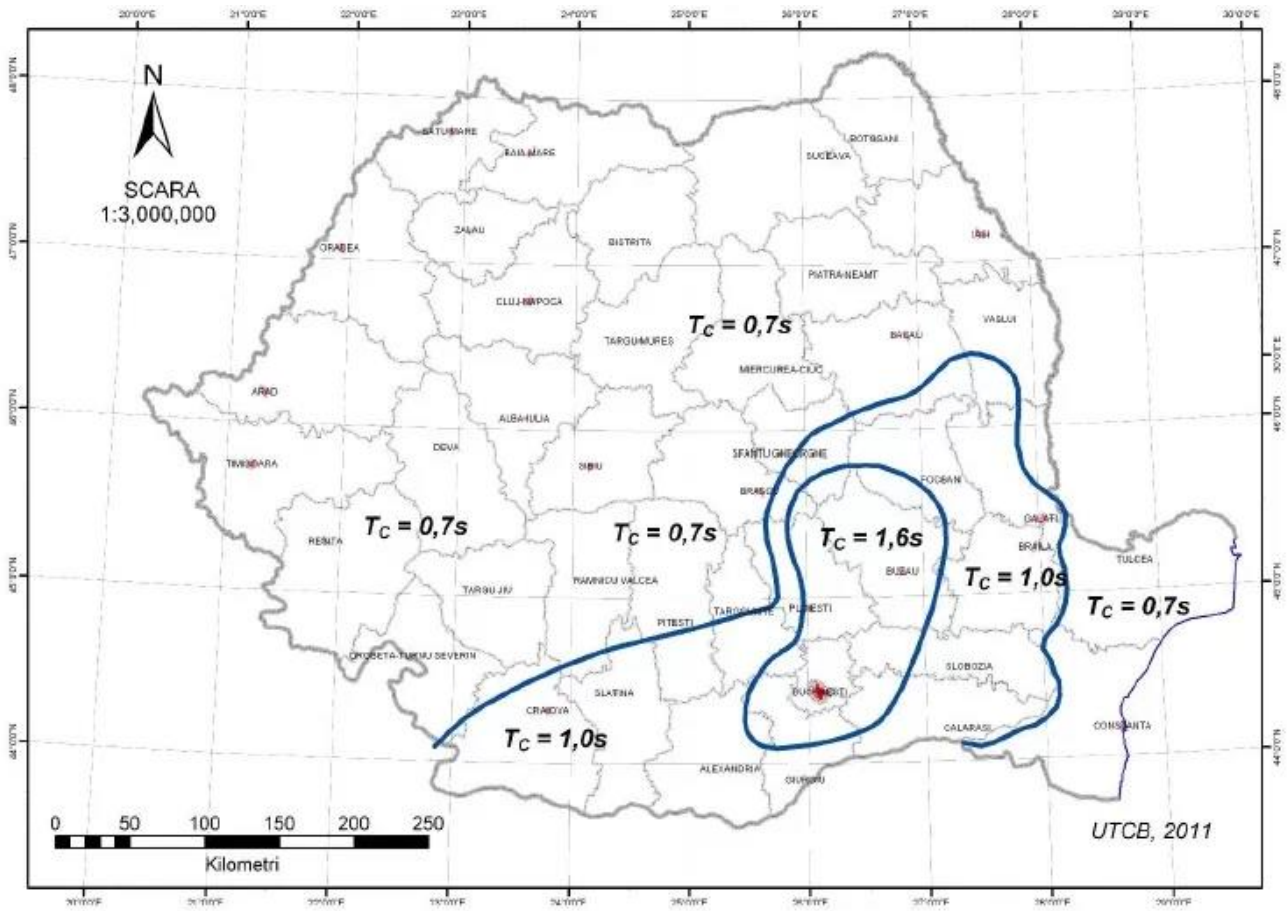


Figura 3.2 Zonarea teritoriului României în termeni de perioada de control (colţ), T_C a spectrului de răspuns

Geologic, amplasamentul studiat se găsește în partea nord-vestică a marii unităţi geostructurale numită Platforma Moldovenească, dezvoltată prin prelungirea spre V, pe teritoriul României, a Platformei Ruse.

Unitatea de platformă este formată din două structuri litostratigrafice distincte:

- Fundamentul cristalin, care face parte din aceeaşi mare unitate de şisturi precambriene, care alcătuieşte cea mai mare parte a fundamentului Platformei Moldoveneşti;

- Cuvertura sedimentară dispusă discordant peste acest fundament.

Litologia terenului din zona amplasamentului viitoarelor construcţii se va urmări pe fişa de stratificaţie (anexa grafică nr.3), putându-se afirma următoarele:

● depozitele geologice de argilă prăfoasă și argilă, reprezintă nivelele pe care se va executa viitorul parc fotovoltaic, stratul prezentând caracteristici corespunzătoare.

Pe baza observaţiilor efectuate în teren, inclusiv prin lucrările geotehnice executate, a rezultatelor de laborator şi literaturii de specialitate consultate, însă şi în funcţie de particularităţile constructive şi tehnologice ale obiectivului care urmează a se realiza, se pot afirma următoarele:

● stratele de fundare ale amplasamentului sunt prezentate în fişa de stratificaţie a lucrărilor geotehnice executate (anexa grafică nr. 3);

● granulometric, depozitele geologice cuaternare, cercetate prin lucrările geotehnice efectuate este încadrat după diagrama ternară în argilă, argilă prăfoasă, ale căror valori granulometrice şi geotehnice sunt prezentate în anexele scrise şi grafice:

3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ

3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Electrică Fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWAC, module PV 560 Wp

Centrala Electrică Fotovoltaică va fi alcătuită dintr-un număr de **172 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.400 x 1.100-1.340 x 35-40 mm și o greutate de medie de 30-40 kg. Puterea minimă a modulelor PV va fi de **560 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,5%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **85,0%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.2**.

Tabel 3.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 560 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 [2x(12x6)]	-
Dimensiuni	2.278 x 1.134 x 30	mm
Greutate	32	kg
Module PV per palet	36	Buc.
Putere nominală (P_{max})	560	Wp
Tensiune la putere maxima (V_{mp})	50,67	V
Intensitate curent la putere maxima (I_{mp})	14,13	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	41,95	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{SC})	13,35	A
Eficiență modul	21,68	%
Temperaturi de exploatare	-40 ÷ 85	° C
Tensiunea maximă a sistemului	1500	V
Capacitate de rupere siguranță serie	30	
Toleranță putere	+3%	
Ramă Modul PV	Aluminiu Anodizat	
Cutie de joncțiune	IP65	

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **30 kW** (**3 bucăți**), conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.3**.

Tabel 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 30 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	30	kW
Putere nominală aparentă (AC)	33	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	47,9	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	640 x 530x 270	mm
Greutate	43	kg
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Temperaturi de exploatare	-25 ÷ 60	˚C
Grad de protecție	IP66	
Consum pe timp de noapte (stand-by)	≤ 5.5	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din aluminiu, la o înclinare de **30˚,** cu orientarea **SUD, azimut -11,59°** (a se vedea **Figura 3.12**) .

Planul de amplasament se regăsește anexat prezentei documentaț

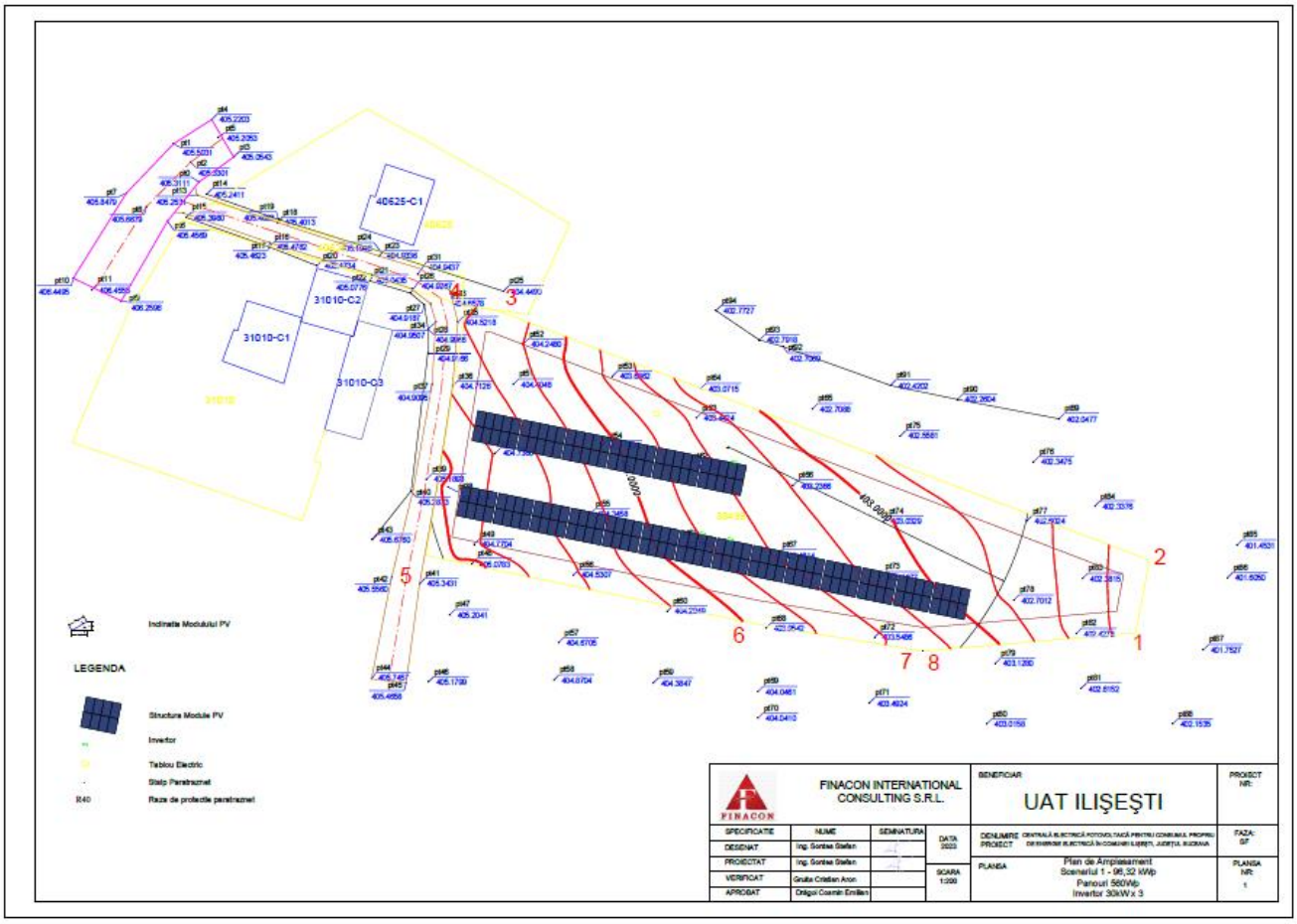


Figura 3.12 – Simulare amplasament – Module PV 560 Wp – Orientare SUD, azimut -11.59°

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, programul PVGIS. Rezultatele simulării sunt prezentate în **Figura 3.13** și în **Tabelul 3.4**.

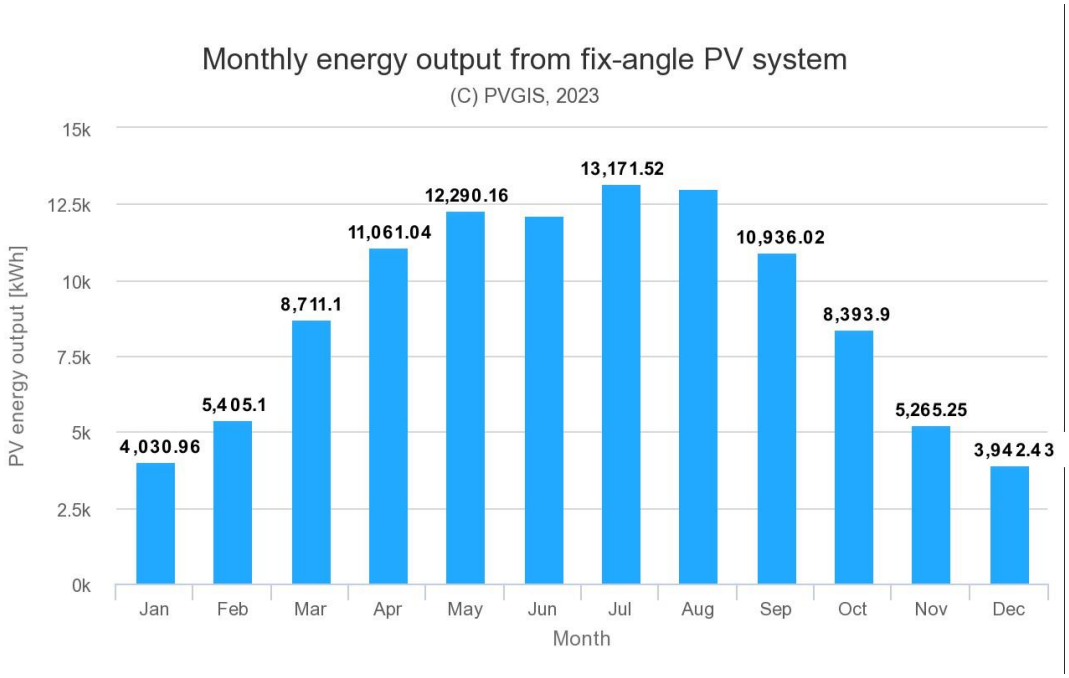


Figura 3.13 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 560 Wp + invertoare 30 kW**

Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 560 Wp + invertoare 30KW**

Luna	**Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]**
Ianuarie	4.030,96
Februarie	5.405,1
Martie	8.711,1
Aprilie	11.061,04
Mai	12.290,16
Iunie	12.110,88
Iulie	13.171,52
August	13.010,52
Septembrie	10.936,02
Octombrie	8.393,9
Noiembrie	5.265,25
Decembrie	3.942,43
Producţie Anuală estimată	**108.328,88**

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în **Tabelul 3.5**.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi:

- Producţia brută de energie primară **9,32 t.e.p./an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **2.055,04 MWh într-o perioada de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **1257,48 tone de CO_2 echivalent/an într-o perioada de 20 ani**;
- Asigurarea unei ponderi de autoconsum (direct și indirect, prin compensarea cantității de energie electrică injectată în SEN) de: **108,32 MWh/an (99,49%) în primul an de funcționare**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **96,32kWp/ 90,00kW$_{AC}$**;

Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 560 Wp + invertoare 30 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	108,32	107,9	107,4	106,9	106,30	105,6	104,9	104,1	103,3	102,5

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	101,9	101,4	100,9	100,5	100,0	99,59	99,16	98,68	98,15	97.54

3.3.2. Scenariul 2 – Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,20kWp/90,00kW$_{AC}$, module PV 650Wp

Centrala Electrică Fotovoltaică va fi alcătuită dintr-un număr de **148 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.400 x 1.200-1.400 x 30-40 mm și o greutate de medie de 30-40 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de 650 Wp, cu un randament nominal de minimum 20,9%(peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.8**.

Tabelul 3.8 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 650 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	32 [2x(11x6)]	-
Dimensiuni	2.384 x 1.103 x 33	mm
Greutate	38,6	kg
Module PV per palet	33	Buc.
Putere nominală (P_{max})	650	Wp
Tensiune la putere maxima (V_{mp})	45,5	V
Intensitate curent la putere maxima (I_{mp})	18,35	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	37,7	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{SC})	17,27	A
Eficiență modul	20,9	%
Temperaturi de exploatare	-40 ÷ 85	° C
Tensiunea maximă a sistemului	1500	V
Capacitate de rupere siguranță serie	35	
Toleranță putere	+5	W
Ramă Modul PV	Aluminiu Anodizat	
Cutie de joncțiune	IP65	

Sistemul va fi prevăzut cu două invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **45 kW** (**2 bucăți**), conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,6% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.9.

Tabelul 3.9 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 45 kWp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	45	kW
Putere nominală aparentă (AC)	49,5	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	79,8	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap	-
Valoarea maximă a THD	< 3	%
Dimensiuni	640 x 530x 270	mm
Greutate	49	kg
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Temperaturi de exploatare	-25 ÷ 60	˚C
Grad de protecție	IP66	
Consum pe timp de noapte (stand-by)	< 3	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din aluminiu, la o înclinare de **30˚,** cu orientarea **SUD, azimut -11,59 °** (a se vedea **Figura 3.15**) – mai multe detalii se pot regăsi în **Anexa 13.2.**

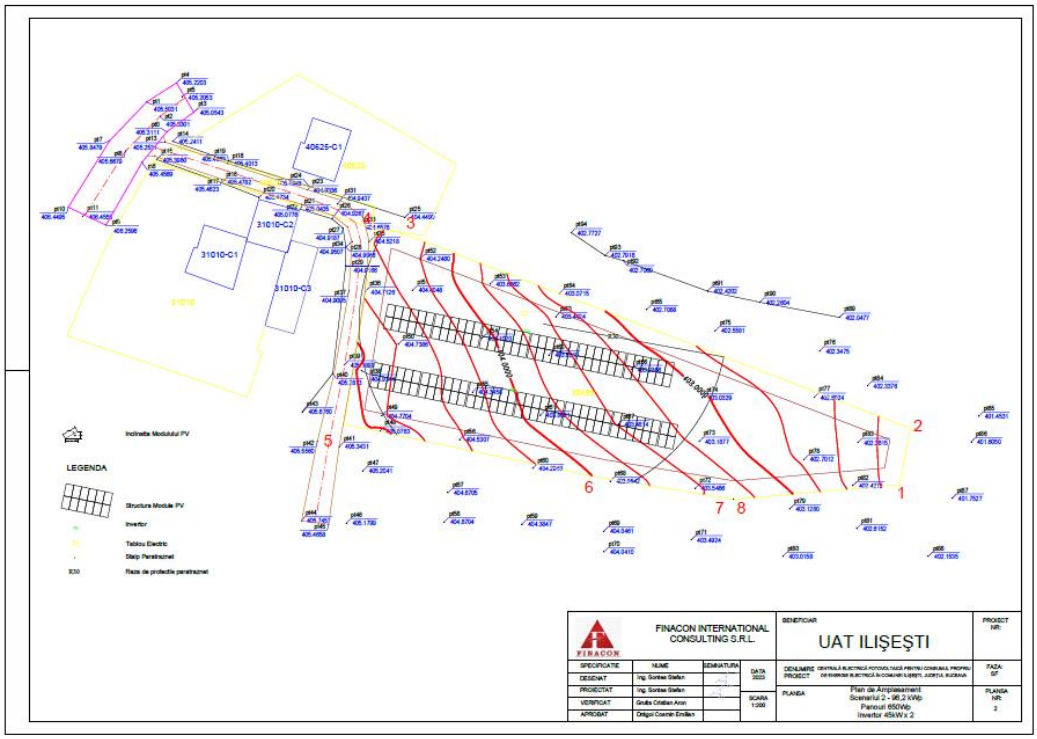


Figura 3.15 – Simulare amplasament – Module PV 650 Wp

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVGIS. Rezultatele simulării sunt prezentate în **Figura 3.16** și în **Tabelul 3.10**.

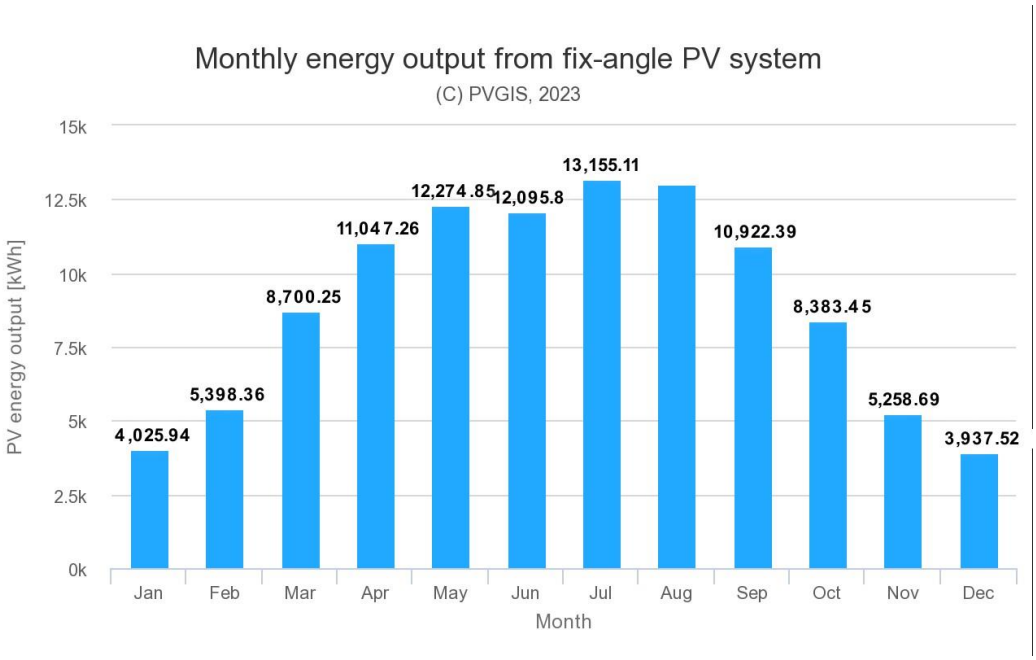


Figura 3.16 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 650Wp + invertoare 45 kW

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	4.025,94
Februarie	5.398,36
Martie	8.700,25
Aprilie	11.047,26
Mai	12.274,85
Iunie	12.095,8
Iulie	13.155,11
August	12.994,31
Septembrie	10.922,39
Octombrie	8.383,45
Noiembrie	5.258,69
Decembrie	3.937,52
Producție Anuală estimată	**108.193,92**

Tabelul 3.10 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 650Wp + invertoare 45 kW**

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (20 de ani). Rezultatele sunt prezentate, sintetic, în **Tabelul 3.11**.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 2 vor fi:

- Producţia brută de energie primară 9,06 t.e.p./an din surse regenerabile;
- Producția netă totală de energie electrică de 2.052,65 MWh într-o perioada de 20 de ani;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 1256,02 tone de CO_2 echivalent într-o perioada de 20 ani;
- Asigurarea unei ponderi de autoconsum (direct și indirect, prin compensare) de: 108,193 MWh/an (99,37%) în primul an de funcționare.

.

Tabelul 3.11 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 650 Wp + invertor 45 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	108,19	107,77	107,27	106,78	106,18	105,48	104,78	103,98	103,18	102,38

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	101,78	101,28	100,78	100,38	99,88	99,47	99,04	98,57	98,04	97,43

3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

3.4.1. Scenariul 1 – Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,32kWp / 90,00kWac dezvoltat utilizând module PV de 560 Wp și invertoare solare de 30 kW

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 1, va fi prezentat în Tabelul

Tabelul 3.12 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării
CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW
LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD. SUCEAVA

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (inclusiv TVA)		
		Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1.	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2.	**Amenajarea terenului**	**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1		**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	130.000,00	24.700,00	154.700,00
TOTAL CAPITOL 2		**130.000,00**	**24.700,00**	**154.700,00**
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	**Studii**	**13.000,00**	**2.470,00**	**15.470,00**
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.1.3. Alte studii specifice	8.000,00	1.520,00	9.520,00
3.2.	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3.	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranță rutieră	0,00	0,00	0,00
3.5.	**Proiectare**	**125.000,00**	**23.750,00**	**148.750,00**
	3.5.1. Temă de proiectare		0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate		0,00	0,00

	3.5.3. Studiu de fezabilitate/Documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	85.000,00	16.150,00	101.150,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.6.	**Organizarea procedurilor de achiziție**	**10.000,00**	**1.900,00**	**11.900,00**
3.7.	**Consultanță**	**109.000,00**	**20.710,00**	**129.710,00**
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	100.000,00	19.000,00	119.000,00
	3.7.2. Auditul financiar	9.000,00	1.710,00	10.710,00
3.8.	**Asistență tehnică**	**35.000,00**	**6.650,00**	**41.650,00**
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului:	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	2.000,00	380,00	2.380,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	25.000,00	4.750,00	29.750,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 3		**292.000,00**	**55.480,00**	**347.480,00**
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1.	**Construcții și instalații**	**10.000,00**	**1.900,00**	**11.900,00**
4.2.	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**38.173,82**	**7.253,03**	**45.426,85**
4.3.	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**297.005,77**	**56.431,10**	**353.436,87**
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5.	Dotări	17.500,00	3.325,00	20.825,00
4.6.	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		**362.679,59**	**68.909,13**	**431.588,72**
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli				
5.1.	**Organizare de șantier**	**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5.000,00	950,00	5.950,00

	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului		0,00	0,00
5.2.	**Comisioane, taxe, cote, costul creditului**	**2.069,91**	**0,00**	**2.069,91**
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	940,87	0,00	940,87
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	188,17	0,00	188,17
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	940,87	0,00	940,87
	5.2.5.Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3.	**Cheltuieli diverse și neprevăzute**	**19.730,39**	**3.748,77**	**23.479,16**
5.4.	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**	**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
TOTAL CAPITOL 5		**31.800,30**	**5.648,77**	**37.449,07**
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2.	Probe tehnologice și teste	5.000,00	950,00	5.950,00
TOTAL CAPITOL 6		**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 7		**0,00**	**0,00**	**0,00**
TOTAL GENERAL		**826.479,89**	**156.637,90**	**983.117,79**
din care C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**188.173,82**	**35.753,03**	**223.926,85**

3.4.2. Scenariul 2 – Centrală Electrică Fotovoltaică de 96,2 kWp / 90,00kWac dezvoltat utilizând module PV de 650 Wp și invertoare solare de 45 kW

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 2, va fi prezentat în Tabelul *3*.

Tabelul 3.13 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării
CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW
LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD. SUCEAVA

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (inclusiv TVA)		
		Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 - Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1.	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2.	**Amenajarea terenului**	**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 1		**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
CAPITOLUL 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	130.000,00	24.700,00	154.700,00
TOTAL CAPITOL 2		**130.000,00**	**24.700,00**	**154.700,00**
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	**Studii**	**13.000,00**	**2.470,00**	**15.470,00**
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.1.3. Alte studii specifice	8.000,00	1.520,00	9.520,00
3.2.	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3.	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranță rutieră	0,00	0,00	0,00
3.5.	**Proiectare**	**125.000,00**	**23.750,00**	**148.750,00**
	3.5.1. Temă de proiectare		0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate		0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/Documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	85.000,00	16.150,00	101.150,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.6.	**Organizarea procedurilor de achiziție**	**10.000,00**	**1.900,00**	**11.900,00**
3.7.	**Consultanță**	**109.000,00**	**20.710,00**	**129.710,00**

	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	100.000,00	19.000,00	119.000,00
	3.7.2. Auditul financiar	9.000,00	1.710,00	10.710,00
3.8.	**Asistență tehnică**	**35.000,00**	**6.650,00**	**41.650,00**
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului:	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	2.000,00	380,00	2.380,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	25.000,00	4.750,00	29.750,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate - conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 3		**292.000,00**	**55.480,00**	**347.480,00**
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1.	**Construcții și instalații**	**10.000,00**	**1.900,00**	**11.900,00**
4.2.	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**44.262,34**	**8.409,84**	**52.672,18**
4.3.	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**296.399,77**	**56.315,96**	**352.715,73**
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5.	Dotări	17.500,00	3.325,00	20.825,00
4.6.	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		**368.162,11**	**69.950,80**	**438.112,91**
CAPITOLUL 5 - Alte cheltuieli				
5.1.	**Organizare de șantier**	**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5.000,00	950,00	5.950,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului		0,00	0,00
5.2.	**Comisioane, taxe, cote, costul creditului**	**2.136,88**	**0,00**	**2.136,88**
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	971,31	0,00	971,31
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	194,26	0,00	194,26
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	971,31	0,00	971,31
	5.2.5.Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3.	**Cheltuieli diverse și neprevăzute**	**19.894,86**	**3.780,02**	**23.674,88**
5.4.	**Cheltuieli pentru informare și publicitate**	**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**

TOTAL CAPITOL 5		**32.031,74**	**5.680,02**	**37.711,76**
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2.	Probe tehnologice și teste	5.000,00	950,00	5.950,00
TOTAL CAPITOL 6		**5.000,00**	**950,00**	**5.950,00**
CAPITOLUL 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 7		**0,00**	**0,00**	**0,00**
TOTAL GENERAL		**832.193,85**	**157.710,82**	**989.904,67**
din care C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**194.262,34**	**36.909,84**	**231.172,18**

3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

3.5.1 Scenariul 1 – Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 570 Wp și invertoare solare de 20 kW

Cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța Centralei Electrice Fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvența	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual cameră termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor. în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploi cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare.
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică în procent de 1%
3	Inspecția si verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	Voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de joncțiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a șirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne), verficarea periodică a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței în aplicație.
5	Verificarea împământărilor la structură și posturi trafo	planificată	o dată pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către alectrician autorizat de tip B

6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	Certificatele PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi răspunzătoare de respectarea planului de metenanță.
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **1.444,8 EUR/an** (considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an).

3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 545 Wp și invertoare solare de 30 kW

Cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei electrice fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvența	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual cameră termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor. în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploi cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare.

2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică în procent de 1%
3	Inspecția si verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	Voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de joncțiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a șirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne), verficarea periodică a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței în aplicație.
5	Verificarea împământărilor la structură și posturi trafo	planificată	o dată pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către alectrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	Certificatele PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi răspunzătoare de respectarea planului de metenanță.
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **1.443 EUR/an**.

3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC. GEOTEHNIC. ANALIZĂ ȘI STABILITATE A TERENULUI, ETC.

3.6.1. Studiu Topografic

Studiul topografic poate fi regăsit în Anexa …..

3.6.2. Studiu Geotehnic

Studiul geotehnic este anexat prezentei documentații.

Studiul geotehnic s-a executat la solicitarea beneficiarului în vederea stabilirii condiţiilor geologice, hidrogeologice şi geotehnice pentru: ***"CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD SUCEAVA"***

Pentru investigarea terenului au fost executate patru foraje geotehnice, analize de laborator pentru determinarea principalelor caracteristici geotehnice ai stratificaţiei întâlnite până la adâncimea cercetată, cât şi cartări de teren privind geomorfologia şi stabilitatea zonei în apropierea amplasamentului.

Din punct de vedere geotehnic, conform Normativului NP 074/2022, lucrările se încadrează în categoria geotehnică 1, **cu risc geotehnic Redus.** Morfologia terenului în zona amplasamentului este caracterizată ca suprafață de terasă superioară a Mureșului în pantă lină care coboară în trepte spre nord-vest. Peste suprafața inițială al terenului s-au aplicat umpluturi eterogene alcătuite preponderent din resturi de materiale de construcții, asfalt, bucăți de beton cu nisip argilos, acoperit cu pământ argilos.

Panourile solare se recomandă va fi fundate pe un sistem de fundaţii izolate, recomandat micropiloți metalici înșurubați sau cu profil metalic, încastrați în stratul de Argilă prăfoasă nisipoasă gălbuie-cafenie cu rar pietriș, consistentă spre vârtoasă, pentru predimensionare luându-se în calcul o presiune convenţională de bază Pconv = 220 kPa.

Din analiza particularităților rezultă faptul că prin implementarea proiectului nu există riscul declanșării unor fenomene de tip alunecări de teren, în condițiile respectării specificațiilor din prezentul document.

În funcție de adâncimea săpăturilor pentru fundații se vor prevede măsuri de asigurare a stabilității taluzurilor rezultate și se vor încadra în prevederile normativului NP120-2014.

Rezultatele obţinute în teren (lucrările geotehnice executate şi prezentate în această D.T.) precum şi cele de laborator, dar şi literatura de specialitate referitoare la zonă, la care se adaugă particularităţile constructive şi tehnologice ale viitorului obiectiv, ne determină să recomandăm următoarele:

● viitorul parc fotovoltaic va avea cota de fundare pe stratul de argilă prăfoasă (zona forajelor F1, F2) și argilă (zona forajului F3), la o adâncime de fundare de minim 1,20 m, față de CTN, asigurându-se şi adâncimea maximă de îngheţ considerată pentru această regiune la 1,00-1,10 m faţă de CTN (conform NP 112-2014), amplasamentul încadrându-se după tipul de umiditate în tipul climatic II (conform STAS 6054-77);

● Presiunea convenţională calculată conform NP 112/2014:

- pentru argilă prăfoasă Pconv = 190 kPa (presiune convenţională calculată pentru o adâncime de fundare de 1,20 m, faţă de CTN);

- pentru argilă Pconv = 200 kPa (presiune convenţională calculată pentru o adâncime de fundare de 1,20 m, faţă de CTN);

● conform prevederilor normativului P100-1/2013, amplasamentul se încadrează la următoarele categorii:

- acceleraţia terenului .....a_g = 0,20;
- perioada de colţ .....Tc = 0,7 sec;
- regiunea este încadrată în gradul 6 de zonare seismică după scara MSK.

● terenul se încadrează ca săpătură manuală, conform normativului în vigoare (TS-81), în categoria:

- argilă, poziţia 27 din TS, săpătură manuală „foarte tare", săpătură mecanică „teren categoria II";
- argilă prăfoasă, poziţia 21 din TS, săpătură manuală „tare", săpătură mecanică „teren categoria II";

● Pentru proiectarea geotehnică se vor respecta prevederile din SR EN 1997-1:2004 și după caz, cu eratele, amendamentele și anexele naționale asociate, SR EN 1998-5:2004, NP 074/2022, NP 122/2010 și NP125/2010.

● Sistemului de fundare proiectat va ține seama de mai mulți factori, printre care cei mai importanți sunt caracteristicile terenului care vor guverna soluțiile de fundare, în funcție de tipul structurii, de nivelul de risc acceptat și de costuri.

În conformitate cu standardul SR EN 1990:2002, se utilizează două tipuri de stări limită:
SLU – Stări limită ultime;
SLE – Stări limită de exploatare (serviciu).

Stările limită ultime sunt cele care au în vedere siguranţa oamenilor şi a construcţiilor şi sunt asociate cu prăbuşirea sau alte forme similare de cedare structurală.
Sările limtă de exploatare (serviciu) sunt cele care au în vedere exploatarea normală şi confortul oamenilor, corespunzând stadiilor dincolo de care încetează a mai fi îndeplinite cerinţele puse de exploatarea construcţiei în ansamblu sau a unei părţi din construcţie.

● SR EN 1997-1 deosebeşte cinci tipuri diferite de stări limită ultime pentru care se folosesc denumirile prescurtate date în SR EN 1990:

- pierderea echilibrului structurii sau terenului considerat ca un corp rigid, în care rezistenţele materialelor structurii şi ale terenului nu aduc o contribuţie importantă la asigurarea rezistenţei (EQU);
- cedarea internă sau deformaţia excesivă a structurii sau elementelor de structură, cum sunt de exemplu tălpile de fundaţii, piloţii sau pereţii de subsol, în care rezistenţa materialelor contribuie semnificativ la asigurarea rezistenţei (STR);
- cedarea sau deformaţia excesivă a terenului, în care rezistenţa pământurior sau a rocilor contribuie în mod semnificativ la asigurarea rezistenţei (GEO);

- pierderea echilibrului structurii sau a terenului provocată de subpresiunea apei (presiunea arhimedică) sau de alte acţiuni verticale (UPL);

- cedarea hidraulică a terenului, eroziunea internă şi eroziunea regresivă, sub efectul gradienţilor hidraulici (HYD).

● lucrarea proiectată este încadrată conform normativului în vigoare NP 074/2022 în categoria geotehnică 1, având risc geotehnic redusă:

Factorul avut în vedere	Descriere	Punctaj
Condiţiile de teren	Terenuri medii	3 puncte
Apa subterană	Fără epuismente	1 punct
Clasificarea construcţiei după categoria de importanţă	Redusă (D)	2 puncte
Vecinătăţi	Fără riscuri	1 punct
Zona seismică de calcul	a_g = 0,20	2 puncte
Riscul geotehnic	Redusă	9 puncte
Categoria geotehnică		1

● De asemenea la realizarea săpăturilor se recomandă:

- programarea lucrărilor de săpături exceptând perioadele de îngheț sau / și de ploi;

- terenul de pe taluzuri și de pe baza săpăturilor va trebui ferit de orice tulburări (mecanice sau datorate factorilor climatici); în cazul unor eventuale înmuieri însemnate, uscări excesive (exfolieri), remanieri prin săpare, îngheț, etc. ale materialului coeziv natural vor trebuie înlăturate părțile afectate și înlocuite cu material local (argilă compactată chiar și cu beton slab);

- dacă din cauze neprevăzute turnarea fundaţiilor nu se efectuează imediat după săpare şi se observă fenomene care indică pericol de surpare, se vor lua măsuri de sprijinire a malurilor în zona respectivă sau de transformare a lor în pereţi cu taluz.

● Prezentele condiţii de fundare sunt definitive pentru amplasamentul cercetat de altfel şi studiul geotehnic efectuat, acesta servind tuturor fazelor de proiectare, însă orice nepotrivire între prevederile sale şi realitatea din teren, la execuţie (situaţii neprevăzute), va fi comunicată proiectantului pentru reexaminarea soluţiei propuse.

3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului

Nu este necesar.

3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Întrucât între cele două scenarii de analiză nu apar diferențe fundamentale. de natură să modifice perioada de implementare a obiectivului de investiții, graficul orientativ de realizare a Investiției va fi prezentat în

Figura

Durata de execuție a obiectului de investiție este de 12 luni de la primirea ordinului de începere a lucrărilor de la beneficiar.

LUNA DE IMPLEMENTARE			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Activitate/ subactivități	Rezultate	Resurse implicate	LUNA 1	LUNA 2	LUNA 3	LUNA 4	LUNA 5	LUNA 6	LUNA 7	LUNA 8	LUNA 9	LUNA 10	LUNA 11	LUNA 12
1.Derulare proceduri de achiziții	Semnarea contractelor de furnizare cu respectarea prevederilor Ordinului Ministrului Fondurilor Europene 1284/2016	Echipa de manag. a proiectului												
1.1 Derulare procedură de achiziție servicii de publicitate	Semnarea contractului de prestări servicii	Echipa de manag. a proiectului												
1.2 Derulare procedură achiziție servicii de management de proiect	Semnarea contractului de prestări servicii	Echipa de manag. a proiectului												
1.3 Derulare procedură achiziție servicii de audit	Semnarea contractului de prestări servicii	Echipa de manag.a proiectului												
1.4 Derulare procedură achiziție servicii proiectare, studii tehnice și asistență tehnică	Semnarea contractului de prestări servicii	Echipa de manag. a proiectului												
1.5 Derulare procedură achiziție echipamente și lucrări de montaj	Semnarea contractului de furnizare	Echipa de manag. a proiectului												
2. Implementarea contractelor de prestări servicii, respectiv de furnizare	Implementarea proiectului	Echipa de manag. a proiectului												
2.1 Implementarea contractului de servicii de informare și publicitate	Respectarea cerințelor de identitate vizuală	Echipa de manag. a proiectului												

proiect														
2.2 Prestarea serviciilor de management de proiect	Prestarea serviciilor de management de proiect	Echipa de manag. a proiectului												
2.3 Implementare contract de servicii de audit	Prestarea serviciilor	Echipa de manag. a proiectului												
2.4 Implementare contract de servicii proiectare, studii tehnice și asistență tehnică	Prestarea serviciilor	Echipa de manag. a proiectului												
2.5 Implementare contract de livrare și montaj centrală fotovoltaică	Livrare și punere în funcțiune echipamente	Echipa de manag. a proiectului												
3.Întocmire și transmitere cereri de rambursare	Realizarea rambursărilor în cadrul proiectului	Echipa de manag. a proiectului												
4. Întocmire și transmitere Rapoarte de Progres	Realizarea raportării obligatorii în cadrul proiectului	Echipa de manag. a proiectului												
4.1 Întocmire și transmitere Rapoarte de Progres Intermediare și Raport Final de Progres	Transmitere Raport de progres	Echipa de manag. a proiectului												

Figura 3.17 – Graficul Gantt al implementării proiectului

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E)

4.1 PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ŞI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ

Proiectul analizează 2 variante de implementare a unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unui Centrale Electrice Fotovoltaice instalată pe **sol**,cu scopul de producție a energiei electrice din surse regenerabile de energie și injectarea acesteia în SEN, în vederea comercializării, astfel:

***Scenariul 1*:** În acest scenariu va fi construită o centrală electrică fotovoltaică, având următorarele caracteristici și indicatori de rezultat:

O centrală electrică fotovoltaică formată din: 172 panouri PV de 560 Wp și 3 invertoare trifazate de 30 kW;

- ✓ Producţia netă de energie primară de: **9,32 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- ✓ Producția netă totală de energie electrică de **2.055,04 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- ✓ Reducerea gazelor cu efect de seră cu: **1257,48 tone de CO_2 echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh);
- ✓ Asigurarea unei producții nete de energie electrică de: **108,32 (99,49%) MWh/an în primul an de funcționare**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- ✓ Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 96,32 kWp / 90,00 kW_{AC}.

Scenariul 2: În acest scenariu va fi construită o centrală electrică fotovoltaică, având următoarele caracteristici și indicatori de rezultat:

O centrală electrică fotovoltaică formată din: 148 panouri PV de 650 Wp și 2 invertoare trifazate de 45 kW;

- ✓ Producţia netă de energie primară de 9,3 t.e.p/an din surse regenerabile;
- ✓ Producția netă totală de energie electrică de 2.052,65 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- ✓ Reducerea gazelor cu efect de seră cu: 1256,02 tone de CO_2 echivalent într-o perioadă de 20 ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh);

- ✓ Asigurarea unei producții nete de energie electrică de: 108,193 (99,37%) MWh/an în primul an de funcționare.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- ✓ Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 96,2 kWp / 90 kW_{AC}.

Diferența față de varianta 1 constă în utilizarea unor module PV cu puteri nominale mai mari și a unor invertoare cu caracteristici tehnice distincte și puteri nominale mai mari.

Alegerea finală a unei variante de implementare va respecta cerințele legislației specifice în vigoare (Legea nr. 123/2012. cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, Ord. ANRE nr. 59/2013 cu modificările și completările ulterioare etc.).

Pentru varianta finală de implementare se va înainta cererea de eliberare a Avizului de Amplasament către Operatorul de Distribuție și, ulterior, cererea de eliberare a Avizului Tehnic de Racordare (și a realizării unui studiu de soluție și a unei analize de sistem. dacă OD le va solicita).

Durata estimată de realizare a investiției este de 12 luni de la data emiterii ordinului de începere a lucrărilor. conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat în capitolul 3. Se estimează că în cursul anului 2024 se vor obține toate aprobările necesare finanțării, termenul fiind influențat de obținerea tuturor avizelor, demararea procedurilor pentru faza PTE și obținerea Autorizației de Construire.

4.2 ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA

Fiind o problemă globală, schimbările climatice presupun o abordare responsabilă și întreprinderea de activități concrete la nivel internațional, regional, național și local. Pentru a putea aborda în mod realistic acest fenomen este nevoie de cooperarea tuturor părților implicate în vederea identificării căilor de acțiune optime.

Modificările regimului climatic se referă în principal la acele variații și/sau diferențe semnificative din punct de vedere statistic ale mediilor parametrilor climatici, mai ales datorită modificărilor din interiorul sistemului climatic și a interacțiunii dintre componentele sale dar și datorită acțiunii factorilor externi de natură antropică.

Un regim climatic este caracterizat de starea proprietăților mai multor componente, și anume: atmosfera, hidrosfera, criosfera, litosfera și biosfera. Acestea se află într-o interconexiune între ele și între ele și factorii externi. Procesele fundamentale ce pun în mișcare un sistem climatic sunt reprezentate de:

încălzirea datorată radiațiilor solare de undă scurtă, răcirea datorată refracției în mediul cosmic al radiației terestre și a radiațiilor de undă lungă.

Fenomenele extreme reprezentative ale schimbărilor climatice pot fi exemplificate prin intermediul unor dezastre naturale de tipul: inundații, alunecări de teren, secetă, uragane, cutremure etc. de o magnitudine mult amplificată.

Ca și răspuns la aceste schimbări, există trei abordări diferite: atenuare, adaptare și acceptare/reparare a daunelor inevitabile.

O evaluare completă a riscurilor va sta la baza pentru determinarea celor mai adecvate măsuri de adaptare/atenuare legate de schimbările climatice.

Când se analizează schimbările climatice, cele mai frecvente și mai relevante fenomene pentru România sunt seceta, inundațiile, vânturile extreme și valurile de căldură.

1. Analiza vulnerabilității

Analiza vulnerabilității este menită să identifice pericolele climatice relevante pentru proiect în locația planificată. Vulnerabilitatea proiectului este o combinație a sensibilității componentelor proiectului la pericolele climatice și probabilitatea ca aceste pericole să se materializeze pe durata de viață a investiției.

A. Analiza de sensibilitate

Sensibilitatea proiectului a fost determinată pe baza contextului actual și a prognozei schimbărilor climatice și a efectelor sale primare și/sau secundare.

Sensibilitatea opțiunilor selectate în raport cu schimbările climatice și efectele adverse a fost realizată separat, raportat la principalele componente ale proiectului: Intrări, Bunuri și Procese.

În context global, fenomenele extreme cauzate de schimbările climatice majore pot avea atât efecte directe, cât și indirecte, precum:

a. Consecințe primare - modificarea temperaturii medii, apariția temperaturilor extreme. modificări ale ritmicității precipitațiilor și ale valorilor medii ale precipitațiilor, modificarea considerabilă a vitezei medii a vântului, modificarea considerabilă a nivelului de umiditate.

b. Consecințe secundare – eroziune, secetă, inundații, alunecări de teren, cutremure, incendiu.

În România fenomenele extreme care pot produce pagube semnificative sunt: inundații, alunecări de teren, grindină, fulgere, îngheț, avalanșe, furtuni, viscol, secetă, valuri de căldură extremă, valuri de frig extrem.

Conform datelor prezentate de Pool-ul de Asigurare pentru Dezastre Naturale (Componenta Programului Român de Asigurare pentru Dezastre, gestionat de Ministerul Administrației și Internelor), în

cazul țării noastre, expunerea care trebuie luată în considerare este asociată cutremurelor, inundații și alunecări de teren.

În contextul schimbărilor climatice, în România, nu este de așteptat ca în viitorul apropiat să apară noi tipuri de fenomene extreme, dar cele existente le pot schimba caracteristicile, precum: frecvența și amplitudinea.

Dar ținând cont de amplasarea geografică a României, de caracteristicile climatice, geomorfologice, geologice și hidrografice, țara noastră este predispusă la manifestarea a trei mari tipuri de fenomene extreme: geomorfologice, hidrologice și climatice. Aceste trei tipuri de fenomene extreme pot fi influențate de schimbările climatice și se pot manifesta atât individual, cât și în plus, să producă efecte generale și locale precum: eroziune, alunecări de teren, inundații, exces de umiditate, secete.

În ceea ce privește inundațiile, zona site-ului nu este sensibilă la acest factor.

În ceea ce privește alunecările de teren, putem menționa că situl se suprapune pe o zonă exclusiv plană., nu au fost înregistrate alunecări de teren în ultimii 100 de ani, frecvența manifestărilor legate de acest factor fiind neglijabilă.

Potențialul de apariție a fenomenelor de alunecare de teren este moderat.

Mai mult, fenomenul de secetă este specific zonelor de câmpie, și prezintă o probabilitate de amplificare din cauza schimbărilor climatice, dar în funcție de specificul proiectului, al cărui sistem proiectat nu este un consumator de resurse acvatice, fenomenul de secetă nu va afecta direct proiectul.

Când vine vorba de precipitații extreme, zona șantierului proiectului este foarte rar afectată de astfel de fenomene. Marea majoritate a precipitațiilor abundente apar sub formă de furtuni de primăvară sau de toamnă care durează doar câteva zile sau furtuni de vară foarte scurte (maximum câteva ore). Probabilitatea ca furtunile să capete avânt din cauza schimbărilor climatice este moderată și nu este probabil să apară până în anul 2050. Cu toate acestea, în cazul unor schimbări climatice majore și în viitorul apropiat, este puțin probabil ca zona sitului să fie afectată datorită sistemului de canalizare care este special conceput pentru a susține cantități mari de apă pluvială.

Pentru evaluarea sensibilității proiectului la schimbările climatice s-a acordat un punctaj, conform clasificării Sensibilitate Scăzută/Mediu/Ridicată, rezultând astfel matricea de evaluare a sensibilității. Următorul tabel prezintă evaluarea sensibilității proiectului analizat:

Risc Climatic	Intrări	Bunuri	Procese	Cel mai ridicat scor
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice				
Modificarea temperaturii medii				
Temperaturi extreme				
Modificarea precipitațiilor medii				
Precipitații extreme				
Viteza medie a vântului				
Umiditate				
Efecte secundare/fenomene extreme				
Seceta				
Inundații				
Alunecări de teren				
Cutremure				
Incendii				
	Nesemnificativ	**Moderat**	**Accentuat**	

Așa cum este identificat și în schema de mai sus proiectul supus analizei este sensibil în cazul cutremurelor.

B. Analiza expunerii

Este foarte important să se identifice cât mai exact zonele proiectului analizat expuse fenomenelor extreme, precum și modul în care aceste zone pot fi afectate pentru a concepe un plan proactiv de acțiune preventivă.

În funcție de clasificarea globală a zonelor expuse fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice, situl este situat într-o zonă în care:

- Temperatura medie prezintă deja fluctuații cu temperaturi mai ridicate pentru perioade mai lungi de timp decât în istoria climatică a zonei geografice.
- Zona cu precipitații medii anuale scăzute

- Mediu contaminat/industrial

Analiza expunerii este prezentată în tabelul următor:

Riscuri climatice	Expunere actuală	Expunere viitoare
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii		
Temperaturi extreme		
Modificarea precipitațiilor medii		
Precipitații extreme		
Viteza medie a vântului		
Umiditate		
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta		
Inundații		
Alunecări de teren		
Cutremure		
Incendii		
	Nesemnificativ	**Moderat** / **Accentuat**

Analiza vulnerabilității combină rezultatul analizei sensibilității și analiza expunerii. Rezultatele sunt prezentate în următorul tabel:

Analiza vulnerabilității		Expunere (actuală + viitoare)		
		Ridicată	Medie	Scăzută
Sensibilitate (cea mai mare dintre cele 3)	Ridicată			
	Medie	Cutremure Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului Incendii	

	Scăzută		Modificarea temperaturii medii Precipitații extreme	Umiditate Secetă Inundații Alunecări de teren

2. Evaluarea riscului

În funcție de severitate și probabilitatea de apariție, se calculeaza Riscul la care sunt sau ar putea fi supuse sistemele proprii proiectului analizat. Amploarea fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice identificate anterior este prezentată în următoarele tabele de evaluare:

Analiza probabilității		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	2	3
Temperaturi extreme	2	4
Modificarea precipitațiilor medii	1	2
Precipitații extreme	1	3
Viteza medie a vântului	2	4
Umiditate	1	2
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta	1	3
Inundații	1	3
Alunecări de teren	1	2
Cutremure	1	2
Incendii	1	1

Unde 1-Rar / 2-Improbabil / 3-Moderat / 4-Probabil / 5-Aproape sigur

Tabelul următor oferă o prezentare generală a analizei de impact, parte a fazei 2:

Analiza Impactului		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	1	1
Temperaturi extreme	1	2
Modificarea precipitațiilor medii	1	1
Precipitații extreme	2	3
Viteza medie a vântului	2	3
Umiditate	1	1
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta	1	1
Inundații	1	1
Alunecări de teren	1	1
Cutremure	3	3
Incendii	3	3

Unde 1-Nesemnificativ / 2-Minor / 3-Moderat / 4-Major / 5-Catastrofal

După evaluarea probabilității și a impactului fiecărui pericol, nivelul de semnificație al fiecărui risc potențial poate fi estimat prin combinarea celor doi factori. Riscurile sunt reprezentate grafic pe o matrice de risc prezentată mai jos:

Matricea de risc – Situația actuală					
Expunere la risc	Redus	Mediu	Ridicat	Neacceptabil	
Impact / Probabilitate	1- Insignificant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar	Modificarea precipitațiilor medii Umiditate Secetă Inundații Alunecări de teren	Precipitații extreme	Incendii Cutremure		
2- Improbabil	Modificarea temperaturii medii Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului			
3- Moderat					
4- Probabil			Viteza medie a vântului		
5- Aproape sigur					

Matricea de risc – Situația viitoare					
Expunere la risc	Redus	Mediu	Ridicat	Neacceptabil	
Impact / Probabilitate	1- Insignificant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar			Incendii		
2- Improbabil	Modificarea precipitațiilor medii Alunecări de teren	Umiditate	Cutremure		

3- Moderat	Modificarea temperaturii medii Seceta Inundații		Precipitații extreme		
4- Probabil		Temperaturi extreme			
5- Aproape sigur					

3. Identificarea și evaluarea măsurilor de atenuare

Adaptarea este capacitatea sistemelor de a reacționa la efectele schimbărilor climatice, inclusiv la cele legate de variabilitatea climei și evenimentele meteorologice, pe termen scurt și lung, cu scopul de a reduce daunele probabile.

Prin urmare, există diferite tipuri de adaptare: anticipată și reactivă, privată și publică. autonomă și programată. Acest proces complex de adaptare se datorează faptului că amploarea efectelor și daunelor variază de la regiune la regiune, de la componentă la componentă, în funcție de expunere, vulnerabilitate fizică, grad de dezvoltare, capacitatea de adaptare la mecanismele de monitorizare a situațiilor extreme, fenomene şi inventarierea dezastrelor naturale.

Principiile adaptării trebuie să ţină cont de rezistenţa tot mai mare a sistemelor analizate în faţa efectelor evenimentelor extreme datorate schimbărilor climatice. Așadar, pentru riscurile identificate în capitolele precedente, doar 7 dintre acestea au fost identificate ca având un impact vizibil, previzibil cu efecte moderate spre severe și anume: Incendii, Inundații, Temperaturi extreme, Cutremure și Precipitații extreme. Măsurile propuse necesare pentru atenuarea cauzelor sunt:

- Foc – În faze de construcții se vor folosi materiale cu rezistență mare la foc. Administratorul va elabora și implementa un plan de stingere a incendiilor.
- Inundaţii - Proiectul este amplasat într-o zonă ferită de inundaţii. Sistemul de drenaj va fi modernizat.
- Temperaturi extreme - Echipamentele care vor fi folosite pentru modernizare au specificații din fabrică de rezistență la temperaturi ridicate. Astfel la alegerea echipamentului se vor acorda puncte pentru rezistență la temperatură.

- Cutremure – Planul de management al situaţiei de criză prevede o serie de măsuri necesare în caz de cutremure. Aceste prevederi vor fi respectate la alegerea materialelor și a echipamentelor de operare.
- Precipitații extreme – Sistemul de drenaj va fi întreținut și curățat de mai multe ori în fiecare an pentru a menține funcționarea deplină.

Impactul proiectului asupra mediului

În faze de proiectare la alegerea soluțiilor tehnologice s-a avut în vedere evaluarea potențialului impact negativ al obiectivelor asupra mediului, în condiții de siguranță și eficiență în toate fazele ciclului de viață proiectat: proiectare, execuție și exploatare pe tot parcursul duratei de viață a instalației prin SR EN ISO 14001/2015 și reglementările în vigoare, în cadrul sistemului integrat de calitate.

Ca urmare. echipamentele/sistemele tehnologice achiziționate, lucrările de execuție planificate, precum și funcționarea stației trebuie să asigure respectarea cerințelor de protecție a mediului în conformitate cu:

- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- OUG nr. 68/2007 privind răspunderea pentru mediu cu referire la prevenirea și repararea daunelor aduse mediului. cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului unor proiecte publice și private asupra mediului;
- OG nr. 2/2021 - privind depozitarea deșeurilor;
- Regulament tehnic pentru construcția liniilor electrice aeriene cu tensiuni peste 1000 V - NTE 003/04/01;
- Legea nr. 59/2016 - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase;
- Legea 278/2013 privind emisiile industriale, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 101/2017 și Legea nr. 144/2018;
- Comandă nr. 119/2014 a ministrului sănătății pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase;
- OMMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Normei tehnice privind depozitarea deșeurilor, cu modificările și completările aduse prin Ordinul nr. 1.230 / 2005 și Ordinul nr. 415/2018;
- Legea nr. 249/2015 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 38/2016 și Legea nr. 87/2018;

- OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;
- HGR nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;
- HGR nr. 210/2007 si OUG nr. 12/2007 pentru modificarea și completarea unor acte normative care transpun acquis-ul comunitar în domeniul protecției mediului;
- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice. cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- Legea apelor nr. 107/1996, cu modificarile si completarile ulterioare aplicabile;
- HGR nr. 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind condițiile de evacuare a apelor uzate în mediul acvatic, cu modificările și completările aduse de HGR nr. 352/2005 și HGR 210/2007;
- Ordinul MAPPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condiţiilor tehnice privind protecţia atmosferei şi a Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanţi atmosferici. cu modificările şi completările ulterioare prin Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului ambiant;
- OMSP NR. 1193/2006 pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- HGR nr. 124/2003 pentru prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, completată de HGR nr. 210/2007 și modificată prin HGR nr. 734/2006.

Proiectul a oferit soluții tehnologice moderne pentru construcția unei noi capacități de producere a energiei electrice care să conducă la reducerea potențialului impact negativ al investiției asupra mediului. Astfel, pentru asigurarea protecției mediului, au fost prevăzute atât măsuri directe, cuprinse tehnic și valoric la capitolul „Amenajări de protecție a mediului”, cât și măsuri indirecte, cuprinse în investiția de bază.

Măsurile directe și indirecte prevăzute în proiect sunt cuprinse în prevederile tehnice și valorice pentru realizarea obiectelor care compun devizul lucrării și se referă la:

a) Reducerea impactului vizual

- Lucrările se desfășoară pe amplasamentele existente ale Beneficiarului, pe terenuri care în prezent sunt neproductive, iar înălțimea echipamentelor ce se vor monta este redusă ceea ce duce la reducerea efectelor negative asupra mediului și evitarea deteriorării resurselor istorice, arheologice și culturale.

b) Protecția aerului

- Nu sunt planificate lucrări majore de demolare care să provoace emisii de praf;
- Antreprenorul va lua măsuri pentru reducerea emisiilor de praf în timpul demolării și construcției.

c) Reducerea impactului sonor

Nivelul de emisie de zgomot al echipamentelor utilizate în timpul execuției lucrărilor va respecta cerințele HGR 1756/2006 privind limitarea emisiilor de zgomot în mediu produse de echipamentele destinate utilizării în exteriorul clădirilor.

d) Gestionarea deșeurilor

- Prin efectuarea lucrărilor de demontare și demolare nu se produc deșeuri periculoase;
- Antreprenorul va depozita selectiv deșeurile rezultate în urma lucrărilor de demolare și demontare (beton, metale feroase și neferoase, ceramică, ulei izolator etc.). urmând să le țină în custodie până la colectarea lor de către prestatorul cu care Beneficiarul are contract de ridicare și valorificare deseuri;
- Antreprenorul va ține evidența gestiunii deșeurilor pe care le recuperează sau le elimină, conform HGR 856/2002 si OUG 92/2021;
- Antreprenorul va respecta cerințele OG 2/2021 privind depozitarea deșeurilor, din Ordinul 1230/2005 privind modificarea anexei la Ordinul MMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Regulamentului tehnic privind depozitarea deșeurilor, al Ordinului MMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor privind ambalajele și deșeurile de ambalaje;
- În cazul în care Furnizorul de Echipamente este o firmă din afara României, ambalajele rezultate în urma lucrării vor fi predate Beneficiarului pe măsură ce acestea devin disponibile. Furnizorul va fi responsabil ca subcontractanții săi de echipamente să includă în lista de ambalare. pe lângă greutatea netă și brută. cantitățile de ambalaje pe tipuri de materiale (lemn, hârtie, metal, plastic). Dacă Furnizorul este o firmă românească, ambalajul rezultat în urma lucrării va fi gestionat de acesta;
- Deșeurile recuperabile, inclusiv uleiurile uzate, rămân în responsabilitatea Beneficiarului;
- Orice deșeu cu conținut sau urme de ulei este considerat deșeu periculos, inclusiv sol contaminat și va fi gestionat. tratat și valorificat sau eliminat în conformitate cu prevederile legislației privind deșeurile periculoase;
- Antreprenorul va elimina deșeurile nerecuperabile numai prin intermediul companiilor care dețin autorizație de mediu, Antreprenorul va asigura trasabilitatea deșeurilor prin furnizarea contractelor încheiate pentru transportul și eliminarea deșeurilor precum și a autorizațiilor de mediu;
- Transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase se va face cu respectarea HG nr. 1061/2008.

e) Protecția solului

- Panourile fotovoltaice și invertoarele folosite sunt izolate uscat și astfel nu implică nici un risc pentru pământ.

f) Managementul substanţelor toxice şi periculoase

- Utilizarea platformelor existente din beton pentru depozitarea temporară a echipamentelor reduce posibilitatea de poluare a solului și a apei.

- Materialele folosite la elementele de construcție și montaj nu conțin azbest.

- Demontarea echipamentelor de ulei nu este asigurată

- Evidența gestionării substanțelor toxice și periculoase se va face conform lit. d)

- Produsele chimice vor fi manipulate și depozitate în conformitate cu specificațiile din fișele cu date de securitate

- Se vor furniza fișe cu date de securitate actualizate pentru toate substanțele chimice utilizate (ulei, baterii, motorină și altele)

- În cazul poluării accidentale în timpul lucrărilor sau în perioada de garanție, executantul răspunde de ecologizarea și readucerea mediului contaminat la starea inițială.

g) Protecția împotriva efectelor câmpului electromagnetic

- Echipamentul furnizat nu provoacă interferențe radio sau TV sau un câmp electromagnetic care ar putea dăuna corpului uman.

h) Protecția apelor subterane

- Echipamentele prevăzute de această lucrare nu produc poluanți pentru apele subterane.

i) Protecție împotriva șocurilor electrice și a accidentelor electrice

- Respectarea distanțelor de siguranță și asigurarea că zonele de lucru reduc șansele de accidente.

j) Protecția împotriva incendiilor

- Soluțiile adoptate prevăd măsuri constructive împotriva producerii și răspândirii incendiilor în noile containere, celule de medie tensiune, transformatoare, precum și în gospodăria de cablu (separări tehnologice. etanșări etc.).

4.3 SITUAŢIA UTILITĂŢILOR ŞI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂŢI ŞI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUŢII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂŢILOR NECESARE.

La implementarea proiectului se va amenaja o organizare de șantier în amplasamentul vizat, prin care vor fi asigurate utilitățile necesare implementării proiectului.

4.4 SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII:

4.4.1 Impactul social şi cultural. egalitatea de şanse;

Principala preocupare în acest moment la nivel european, dar și la nivelul marilor producători este reducerea consumul de energie și implicit a costurilor cu energia. Acesta este și scopul principal al obiectivului de investiții.

Prin prezentul proiect se dorește scăderea impactului global asupra mediului, la nivel național, prin creșterea cantității de energie electrică provenită din surse regenerabile și prin crearea unei noi surse distribuite de energie, eliminând astfel inclusiv pierderile de putere și energie (și, implicit, impactul asupra mediului asociat) din rețelele electrice de transport și distribuție.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul UAT ILIȘEȘTI, în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea entității.

Ca principiu de dezvoltare și implementare a proiectului în toate etapele sale, vor fi luate în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nici o deosebire, excludere, restricție sau preferință, pe bază de: rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie socială, convingeri, sex, vârstă, handicap, apartenență la o categorie defavorizată, precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea, înlăturarea recunoașterii, folosinței sau exercitării, în condiții de egalitate, a drepturilor omului si a libertăților fundamentale sau a drepturilor recunoscute de lege.

De asemenea, societatea va impune furnizorilor de echipamente respectarea legislației în vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

4.4.2. Estimări privind forţa de muncă ocupată prin realizarea investiţiei: în faza de realizare, în faza de operare;

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite. Desemnarea echipei de management, respectiv contractarea unor servicii specializată de management de proiect, reprezintă modalitatea de asigurare a resurselor umane necesare atât pentru faza de implementare a proiectului, cât și pentru faza de operare a acestuia. Cerințele pentru bună funcționare a perioadei de implementare, respectiv pentru perioada de operare sunt:

Pentru perioada de implementare:

Desemnarea unei echipe de management de proiect, care să fie constituită prin reprezentarea principalelor departamente funcționale, care să acopere domeniul de management, domeniul financiar-contabil și domeniul economic;

Contractarea unor servicii de management de proiect externalizat, prin selectarea unei companii de profil.

Pentru perioada de operare:

Crearea de noi locuri de muncă care să completeze necesitățile de competențe și abilități generate de modernizarea fluxului tehnologic prin integrarea noilor echipamente;

Tabelul de mai jos sintetizează nevoile de personal pentru faza de implementare a proiectului, respectiv pentru faza de operare:

Fază a proiectului	Personal necesar	Responsabilități	Abilități necesare
Faza de implementare	Echipa de management a proiectului formată din: ▪ Manager de proiect ▪ Responsabil economic ▪ Responsabil tehnic	▪ Își desfășoară activitatea pe baza Ghidului Solicitantului; ▪ Monitorizează obiectivele proiectului; ▪ Asigură fluxul comunicațional cu Autoritatea de Management ▪ Coordonează și asigură derularea activităților necesare atingerii obiectivelor proiectului; ▪ Stabilește după caz măsurile corective ce se impun, respectiv măsurile de prevenție;	▪ Experiență în domeniul managementului de proiect; ▪ Cunoștințe de management financiar; ▪ Studii tehnice superioare în domeniul relevant.
	Echipa externalizată pentru servicii de management de proiect - Consultant	▪ Derularea activităților de raportare conform Contractului de Finanțare; ▪ Elaborarea documentelor pentru finanțarea proiectului (cerere de rambursare. cerere de plată etc); ▪ Monitorizarea implementării proiectului;	▪ Experiență în domeniul managementului de proiect; ▪ Bună cunoaștere a legislației specifice;

		▪ Coordonarea activităților aferente proiectului; ▪ Identificarea și propunerea de soluții pentru combaterea riscurilor potențiale;	
Faza de operare	În etapa de operare va fi implicat personalul existent în prezent, respectiv persoanele care vor fi angajate după finalizarea proiectului, Departamentul tehnic cuprinzând personal specializat	▪ Utilizarea echipamentelor specifice; ▪ Asigurarea mentenanței și a bunei funcționalități a echipamentelor de lucru.	▪ Cunoștințe avansate în domeniul producției de energie din surse regenerabile; ▪ Cunoștințe tehnice de specialitate; ▪ Abilități de operare a echipamentelor specifice;

Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversităţii şi a siturilor protejate. după caz;

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, centralele electrice fotovoltaice propuse urmând a fi instalate pe sol, în incinta unor amplasamente cu caracter industrial existente, conform celor prezentate în prezentul Studiu de Fezabilitate.
Pentru implementarea proiectului vor fi utilizate materiale și utilaje cu un impact de mediu pe ciclul de viață minimal (de la producție, la punerea în funcțiune, la retragerea din exploatare după finalizarea duratei de viață).
Toate deșeurile rezultate atât în urma implementării proiectului cât și la retragerea acestuia din exploatare (începând cu anul 25 de analiză) vor fi predate către centre de reciclare specializate. asigurând astfel respectarea principiilor de bază ale Economiei Circulare.
În ceea ce privește echipamentele și instalațiile utilizate pentru implementarea obiectivului de investiții, cele mai semnificative din punct de vedere al impactului asupra mediului sunt Panourile Fotovoltaice și Invertoarele solare.

Conform literaturii de specialitate (https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf. https://gvecsolarservice.com/how-clean-is-the-solar-panel-manufacturing-process-how-much-carbon-dioxide-is-produced/ etc.). panourile fotovoltaice monocristaline au un impact de mediu **minimal** (considerând resursele energetice utilizate pentru extracția și prelucrarea materialelor necesare și pentru producția propriu-zisă a acestora), de numai **50 grame CO2 echivalent** per kWh de energie electrică produsă, în primii (cel mult) **3 ani de operare**. Panourile fotovoltaice devin așadar neutre din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră începând din anul 3 de operare. Întrucât durata de viață a acestora este în prezent de cel puțin 25 de ani (unii fabricanți oferind garanții de viață de peste 35 de ani), efectele privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră sunt **net pozitive**.

În ceea ce privește invertoarele solare, conform literaturii tehnice de specialitate (https://www.ske-solar.com/wp-content/uploads), amprenta de mediu generată de producția și utilizarea acestora este de maximum **1,5 tone CO2 echivalent per invertor** pe durata de viață de **25 de ani** a unei centrale electrice fotovoltaice (din care peste 76,12% provin din etapa de exploatare – pierderi în invertor și consum pe timp de noapte). Se poate concluziona că și în acest caz, beneficiile generate de implementarea proiectului sunt **net superioare** emisiilor specifice pe ciclul de viață al echipamentului.

Conductoarele electrice din cupru propuse pentru utilizare au o amprentă specifică de CO_2 echivalent pe durata de viață a proiectului de **25 de ani**, conform metodologiei de calcul propuse de https://iopscience.iop.org. de aproximativ **639,69 tone CO_2 echivalent**.

Per total, conform studiilor științifice (https://www.nature.com). amprenta totală de CO2 echivalent aferentă tehnologiei PV propuse către implementare se ridică la maximum **40 de grame de CO_2 echivalent per kWh de energie electrică produsă**, deci o valoare de peste **10 ori mai mică** decât valoare medie a emisiei specifice de CO_2 echivalent la nivelul României din anul 2020 – **617 grame de CO_2 echivalent per kWh de energie electrică produsă**.

Este așadar evident potențialul extrem de ridicat de reducere a impactului asupra mediului al **obiectivului de investiții**.

Impactul obiectivului de investiţie raportat la contextul natural şi antropic în care acesta se integrează, după caz.

Nu este cazul.

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.

Întrucât **Obiectivul de investiții** are drept scop producția și injecția în SEN a energiei electrice, utilizând surse regenerabile de energie, dimensionarea capacității de producție este direct dependentă de necesarul de energie electrică la nivel zonal, regional, național și European.

Aceste aspecte au fost prezentate, în detaliu, în cadrul Capitolului 2 și Capitolului 3.

4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

Analiza financiară s-a realizat pe baza ghidurilor, normelor și reglementărilor în vigoare la nivel național, conformându-se de asemenea, și cu recomandările Comisiei Europene privind acest tip de analiză, Conform Regulamentului de Punere în Aplicare 2015/2017 al Comisiei Europene.

Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico economice pentru realizarea obiectivului de investiții "" și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectul în cauză.

Rentabilitatea economică a proiectului este evaluată prin cuantificarea beneficiilor și a costurilor economice ale implementării proiectului respectiv în comparație cu 2 scenarii ***CONSTRUIRE CENTRALĂ ELECTRICĂ FOTOVOLTAICĂ (CEF) – 1 MW LA NIVELUL COMUNEI ILIȘEȘTI, JUD SUCEAVA*** alternative în care proiectul investițional nu se realizează si un al 3-a scenariu, considerat contrafactual, în care se realizează o investiție alternativă. Această analiză se efectuează prin compararea veniturilor și a cheltuielilor aferente proiectului investițional. Pentru a compara veniturile și cheltuielile (respectiv beneficiile și costurile) care se realizează în perioade diferite de timp, se utilizează indicatorii Valoarea Actualizată Netă și Rata Internă de Rentabilitate.

Valoarea actualizată netă (VAN) a proiectului investițional este calculată ca suma tuturor fluxurilor financiare viitoare pe durata de implementare și durata de exploatare a proiectului. actualizată prin aplicarea ratei de actualizare financiară conform formulei:

$$VAN = \sum_{i=1}^{N} \frac{f_i}{(1+r)^{y_i}}$$

Unde:

fi reprezintă un element de flux financiar, în total N la număr.

Veniturile se notează cu semn pozitiv (+). iar cheltuielile se notează cu semn negativ (-); yi este anul în care se realizează fluxul financiar fi;

r este rata de actualizare.

Rata Internă de Rentabilitate (RIR) este soluția pentru ecuația care face ca VAN să fie egală cu 0:

$$VAN = \sum_{i=1}^{N} \frac{f_i}{(1+r)^{y_i}}$$

Perioada de referință pentru analiza financiară este de 20 ani, fiind astfel în conformitate cu Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, care recomandă o perioadă de referință de 15-25 de ani pentru proiectele în domeniul energiei. Se consideră că proiectul se implementează în anul 0 pe o perioada de 12 luni de zile de la data emiterii ordinului de începere a lucrărlor de către beneficiar. . În perioada de implementare se suportă costurile investiționale, iar în perioada de exploatare se încasează veniturile / beneficiile economice și se suportă costurile operaționale. Compoziția tipurilor de beneficii și costuri variază în funcție de tipul de analiză și este detaliată în subcapitolele respective. Unul dintre principiile de bază ale Analizei Cost-Beneficiu este că analiza trebuie să fie incrementală. Acest lucru înseamnă că sunt relevante pentru analiză doar beneficiile și costurile strict legate de proiectul investițional, care nu s-ar fi materializat în scenariul în care proiectul investițional nu are loc. Orice cheltuieli sau venituri suportate în toate scenariile analizate sunt excluse din analiză. Teoretic, cheltuielile trebuie să includă costurile de oportunitate – adică să ia în calcul faptul că, în cazul realizării proiectului investițional, fondurile respective nu mai pot fi cheltuite pentru alte proiecte care ar putea aduce beneficii la rândul lor. Respectarea acestui principiu este însă asigurată de autoritatea care acordă finanțare în momentul în care aceasta compară diferite propuneri de proiect depuse și o alege pe cea cu beneficiul net maxim.

Scopul analizei financiare este de a determina rentabilitatea financiară a proiectului, profitabilitatea lui pentru beneficiar, sustenabilitatea financiară a proiectului, precum și de a detalia fluxurile financiare care stau la baza costurilor și a beneficiilor socio-economice. Analiza financiară este efectuată din punctul de vedere al beneficiarului proiectului, care este în același timp și proprietar, și operator al activelor rezultante din acest proiect. Prin urmare, nu este cazul unei analize financiare consolidate.

Analiza financiară constă din:

-Analiza rentabilității tuturor costurilor investiției, indiferent de sursa de finanțare, care determină dacă investiția în sine este profitabilă, prin calcularea Valorii Actualizate Nete Financiare asupra Tuturor

Costurilor Investiției – VANF(C). Valoarea actualizată netă financiară a investiției este definită ca suma care rezultă atunci când costurile de investiție și de operare preconizate ale proiectului (actualizate) sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate

Conform Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, investiția în sisteme fotovoltaice, este în aliniament cu prioritățile europene de creștere sustenabilă prin eficientizarea resurselor europene. Cei mai importanți indicatori urmăriți sunt impactul la nivel de forță de muncă, inovație și efectele asupra mediului înconjurător. Principalul beneficiu economic al acestui proiect, conform Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, este de a eficientiza consumul energetic necesar desfășurării activității operaționale a beneficiarului odată cu punerea în functiune a instalației fotovoltaice.

Ipoteze generale utilizate:

Rata de actualizare s-a considerat 4% conform recomandărilor Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană.

În analiza financiară s-au considerat prețuri constante.

Rata de schimb valutar s-a considerat 1 EURO= 4.939 RON.

TVA-ul aferent investiției nu a fost luat în calcul.

4.6.1. Scenariul 1- Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 570 Wp și invertoare solare de 20 kW - versus Scenariul în care nu se va realiza nici o investiție

Valoarea Totală a investiției fără TVA este **826.479,89 lei.**

VENITURI FINANCIARE

Prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **108,32 MWh/an** la nivelul anului 2025, așa cum se previzionează mai jos. Producția este corelată cu necesarul de energie electrică al Beneficiarului determinat ca urmare a facturilor de energie electrică emise pe o perioadă de 12 luni, de aproximativ 108,874 MWh/an.

Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 560 Wp + invertoare 30 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	108,32	107,9	107,4	106,9	106,30	105,6	104,9	104,1	103,3	102,5

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	101,9	101,4	100,9	100,5	100,0	99,59	99,16	98,68	98,15	97.54

Se consideră că beneficiarul va comercializa 0% din energia produsă, așadar nu se prevede vânzare de energie electrică, ci exclusiv acoperirea consumului propriu. În acest context, veniturile financiare se consideră nule, însă analiza ia în calcul economisirea privind cheltuielile de energie datorată implementării proiectului. detaliată în paragraful „Cheltuieli Financiare".

Valoarea reziduală se consideră nulă, durata de viață a instalației fiind în acord cu perioada de funcționare a proiectului.

CHELTUIELI FINANCIARE

Chetuielile cu Operarea și Mentenanta

Conform literaturii de specialitate, cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei electrice fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanta	Frecventa	Instrument masurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual, camera termoviziune. pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor. în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploi cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de

					protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică in procent de 1%
3	Inspecția si verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	voltmetre. ampermetre. ohmetre	Include verificarea cablurilor. cutiilor de jonctiune. cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC. verificarea panourilor și a șirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne), verficarea periodică a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței în aplicatie
5	Verificarea împământărilor la structura si posturi trafo	planificată	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre alectrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	Certificatele PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivaă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul., filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va răspunde de respectarea planului de mentenață
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **1.444,8 EUR/an** (considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an fără TVA). Aceste cheltuieli vor fi externalizate/subcontractate. De asemenea, cheltuielile se consideră în totalitate fixe.

Se consideră de asemenea costul cu înlocuirea celor 3 invertoare de capacitate 30kW în anul 11 de funcționare, la o valoare de 19.756 lei/invertor echivalentul a 4000Euro/invertor, rezultând o valoare totala de 59.268 lei fără TVA.

Cheltuielile cu Energia Electrică

În această secțiune se detaliază economisirea privind cheltuielile cu energia electrică, consecință a implementării proiectului. Astfel se consideră prețul de achiziție a energiei electrice de 750lei/MWh, iar cantitatea luată în calcul este producția anuală a Centralei electrice fotovoltaice de 108,32 MWh, ce va acoperii 100% consumul anual al beneficiarului. Chetuielile detaliate mai jos se consideră a fi cu semnul „-„(minus) tocmai pentru că ele reprezinta o economisire de care Beneficiarul va beneficia prin implementarea proiectului, și nu o cheltuială propriu-zisă. De asemenea s-au inclus următoarele cheltuielile rezultate din analiza tehnică, precum: cheltuieli cu iluminatul perimetral (7,5 MWh/an), cheltuieli cu sistemul CCTV (1,07MWh/an) , cheltuieli datorate pierderilor de energie prin elementele de rețea interne (LES + Invertoare + PT) -0,5 MWh/an și consumul pe timp de noapte a invertoarelor estimat la aproximativ 0,048 MWh/an. Se consideră achiziția energiei electrice din SEN la pretul de 750lei/MWh.

Scenariul 1-Prognoza Cheltuielilor			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Categoria	Pret LEI/M	UM	Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
Previziuni Fizice																						
Cheltuieli factură de energie - cantitatea de energie electrică economisită prin proiect (preț mediu energie electrică 750 RON/Mwh)	750	MWh	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32	108,32
Cheltuieli iluminat perimetral (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh]	750	MWh	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Cheltuieli CCTV (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh)	750	MWh	1,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07	3,07
Cheltuieli pierderi de energie (preț mediu 750RON/MWh)	750	MWh	0,50	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
Cheltuieli consum de noapte invertoare [preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh]	750	MWh	0,048	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14	0,14
Previziuni Valorice																						
Cheltuieli factură de energie - cantitatea de energie electrică economisită prin proiect (preț mediu energie electrică 750 RON/Mwh)	750	lei	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240	-81.240
Cheltuieli iluminat perimetral (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh]	750	lei	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625
Cheltuieli CCTV (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh)	750	lei	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803
Cheltuieli pierderi de energie (preț mediu 750RON/MWh)	750	lei	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
Cheltuieli consum de noapte invertoare [preț mediu achiziționare energie electrică	750	lei	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Total Cheltuieli			-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice - factura de energie- cantitatea de energie electrică economisită prin proiect: 108,32MWh economisiți/an 2025*100%=108,32 [MwWh/an]

Cheltuieli Valorice - factura de energie- cantitatea de energie electrică economisită prin proiect: -108,32[MWh/an]* 750RON = -81.240 RON

Cheltuieli fizice - iluminat perimetral: 7,5 MWh/an 2025*100%=7,5 [MWh/an]

Cheltuieli Valorice - iluminat perimetral: 7,5[Mwh/an]* 750RON = 5.625 RON

Cheltuieli fizice - CCTV: 1,07Mwh /an 2025*100%=1,07 [MWh/an]

Cheltuieli Valorice - CCTV: 1,07[Mwh/an]* 750RON = 803 RON

Cheltuieli fizice – pierderi de energie: 0,5MWh /an 2025*100%=0,5 [MWh/an]

Cheltuieli Valorice - pierderi de energie: 0,5 [MWh/an]* 750RON = 375 RON

Cheltuieli fizice – consum de noapte invertoare: 0,048MWh /an 2025*100%=0,048 [MWh/an]

Cheltuieli Valorice - consum de noapte invertoare: 0,048[MWh/an]* 750RON = 36 RON

Calculul Indicatorilor financiari

	Anul 2024- 12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	An 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
Venituri operaționale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operaționale și mentenanță		7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	66.403,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87
Cheltuieli factură energie economisire prin proiect. consumuri iluminat, CCTV, pierderi de energie. consum invertoare		-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402
Investiție inițială totală [fără TVA]	826.479,89																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	826.479,89	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-7.998	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266
Net Cash Flow	-826.479,89	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	7.998	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266
Factor de actualizare	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47	0,46
Flux de numerar actualizat	-826.479,89	64.575	61.884	59.866	57.176	55.158	53.140	51.122	49.104	47.086	45.741	5.198	41.705	40.359	39.014	37.669	35.651	34.305	32.960	31.615	30.942

Exemplu de calcul An 1 (2025)

Valoarea Reziduală se consideră nulă.

Veniturile Operaționale se consideră nule.

Total Fluxuri de Intrare = 0lei

Cheltuieli Operaționale și de mentenanță: 7135,87 RON/an

Cheltuieli (economisire energie electrică, iluminat perimetral, sistem CCTV. pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte) conform calculului de mai sus – 74.402 RON

Valoarea Investiției (fără TVA): 826.479,89 RON

Total Fluxuri de Numerar Ieșire: Cheltuieli Operaționale și de mentenanță 7135,87 +Cheltuieli economisire energie electrică, iluminat perimetral, CCTV, pierderi energie. consum invertoare pe timp de noapte -74.402 + Valoarea Investiției 0 = -67.266RON

Net Cash Flow: Total Fluxuri de Intrare- Total Fluxuri de Numerar Ieșire: 0 –(-67.206) = 67.266 RON

Factor de actualizare(calculat pe baza ratei de actualizare): 1/(1*(1+4%)^1= 0,96

Flux de numerar actualizat: Net Cash Flow * Factor de actualizare = 67.266 *0.96 = 64.575 RON

Indicatorii financiari obtinuti sunt:

Valoare actualizată netă financiară (VANF) - trebuie să fie **pozitivă [RON]**	47.790,51
Rata internă de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie **> rata de actualizare [%]**	5%
Rata de actualizare considerată	4%

Rezultatele obținute pentru indicatorii financiari sugerează faptul că investiția in cazul acestui scenariu în comparație cu un scenariu în care nu s-ar realiza nici o investiție, considerată pe parcursul perioadei de funcționare este rentabilă. Valoarea actualizată netă financiară este pozitivă și rata internă de rentabilitate este mai mare decât rata de actualizare.

4.6.2. Scenariul 2 - Centrala Electrică Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 650 Wp și invertoare solare de 45 kW -versus scenariul in care nu s-ar realiza nici o investitie de catre beneficiar

Valoarea Totală a investiției fără TVA în Scenariul 2, este de **832.193,85 lei fără TVA**.

VENITURI FINANCIARE

Prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **108,19 MWh/an**, la nivelul anului 2025, așa cum se previzionează mai jos. Producția este corelată cu necesarul de energie electrică al Beneficiarului determinat ca urmare a facturilor de energie electrică emise pe o perioadă de 12 luni, de aproximativ 108,874 MWh/an.

Previziune Producția Sistemului PV monocristalin – Scenariul 2 (considerarea degradării modulelor PV)- Anual perioada 1-20

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	108,19	107,9	107,4	106,9	106,30	105,6	104,9	104,1	103,3	102,5

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	101,78	101,28	100,78	100,38	99,88	99,47	99,04	98,57	98,04	97,43

Se considera că beneficiarul va comercializa 0% din energia produsă, așadar nu se prevedere vânzare de energie electrică, ci exclusiv acoperirea consumului propriu. În acest context, veniturile financiare se consideră nule, însă analiza ia în calcul economisirea privind cheltuielile de energie datorată implementării proiectului. detaliată în paragraful „Cheltuieli Financiare”.

Valoarea reziduală se consideră nulă, durata de viață a instalației fiind în acord cu perioada de funcționare a proiectului.

COSTURI FINANCIARE

Cheltuieli cu operarea și mentenanța

Conform literaturii de specialitate, cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei electrice fotovoltaice au o valoare medie de **8,42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvența	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual, camera termoviziune. pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor. în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploi cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică in procent de 1%
3	Inspecția si verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	voltmetre. ampermetre. ohmetre	Include verificarea cablurilor. cutiilor de jonctiune. cutiilor de conexiuni, comutatoarelor

					AC/DC. verificarea panourilor și a șirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne), verficarea periodică a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței în aplicatie
5	Verificarea împământărilor la structura si posturi trafo	planificată	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre alectrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	
7	Stoc piese de schimb	preventivaă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul., filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va răspunde de respectarea planului de mentenață
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **7126,98 RON, echivalentul a 1.443 EUR/an**. (considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an). Aceste cheltuieli vor fi externalizate.

De asemenea. cheltuielile se consideră în totalitate fixe. Se consideră de asemenea costul cu înlocuirea celor 2 invertoare de capacitate 45kW în anul 11 de funcționare, la o valoare de 19.756 lei/invertor echivalentul a 4000 Euro/invertor, rezultând o valoare totală de 39.512 lei.

Cheltuieli cu energia electrică

În această secțiune se detaliază economisirea privind cheltuielile cu energia electrică, consecință a implementarii proiectului. Astfel se consideră pretul de achiziție a energiei electrice de 750 lei/MWh. iar cantitatea luată în calcul este producția estimată anuală a Centralei Electrice Fotovoltaice aproximativ de 108,19 MWh care va acoperii 100% consumul de energie electrică anual al beneficiarului. Chetuielile detaliate mai jos se consideră a fi cu semnul „-„(minus) tocmai pentru că ele reprezintă o economisire de care Beneficiarul va beneficia prin implementarea proiectului, și nu o cheltuială propriu-zisă. De asemenea s-au inclus următoarele cheltuielile rezultate din analiza tehnică, precum: cheltuieli cu iluminatul perimetral (7,05 MWh/an), cheltuieli cu sistemul CCTV (1,07 MWh/an), cheltuieli datorate pierderilor de energie prin elementele de rețea interne (LES + Invertoare + PT) -0,5 MWh/an și consumul pe timp de noapte a invertoarelor estimat la aproximativ 0,09 MWh/an. Se consideră achziția energiei electrice din SEN la prețul de 750 lei/MWh.

Scenariul 2-Prognoza Cheltuielilor			**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**2042**	**2043**	**2044**
Categoria	Preț LEI/MWh	UM	Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
Previziuni Fizice																						
Cheltuieli factură de energie - cantitatea de energie electrică economisită prin proiect (preț mediu energie electrică 750 RON/Mwh)	750	MWh	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19	108,19
Cheltuieli iluminat perimetral (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh]	750	MWh	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
Cheltuieli CCTV (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh)	750	MWh	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07	1,07
Cheltuieli pierderi de energie (preț mediu 750RON/MWh)	750	MWh	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Cheltuieli consum de noapte invertoare [preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh]	750	MWh	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
Previziuni Valorice																						
Cheltuieli factură de energie - cantitatea de energie electrică economisită prin proiect (preț mediu energie electrică 750 RON/Mwh)	750	lei	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143	-81.143
Cheltuieli iluminat perimetral (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh]	750	lei	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625	5.625
Cheltuieli CCTV (preț mediu achiziționare energie electrică SEN 750RON/MWh)	750	lei	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803	803
Cheltuieli pierderi de energie (preț mediu 750RON/MWh)	750	lei	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
Cheltuieli consum de noapte invertoare [preț mediu achiziționare energie electrică	750	lei	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
Total Cheltuieli			-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273	-74.273

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice - factura de energie - cantitatea de energie electrică economisită prin proiect: 108,19 MWh economisiți/an 2025*100%=108,19 [MWh /an]

Cheltuieli Valorice - factura de energie- cantitatea de energie electrică economisită prin proiect: -108,19[MWh /an]* 750RON = -81.143 RON

Cheltuieli fizice - iluminat perimetral: 7,5 MWh /an 2025*100%=7,5 [MWh /an]

Cheltuieli Valorice - iluminat perimetral: 7,5[MWh /an]* 750RON = 5.625 RON

Cheltuieli fizice - CCTV: 1,07 MWh /an 2025*100%=1.07 [MWh /an]

Cheltuieli Valorice - CCTV: 1.07[MWh /an]* 750RON = 803 RON

Cheltuieli fizice – pierderi de energie: 0,5 MWh /an 2025*100%=0,5 [MWh /an]

Cheltuieli Valorice - pierderi de energie: 0,5[MWh /an]* 750RON = 375 RON

Cheltuieli fizice – consum de noapte invertoare: 0,09 MWh /an 2025*100%=0,09[MWh /an]

Cheltuieli Valorice - consum de noapte invertoare: 0,09[MWh /an]* 750RON = 67,5 RON

	Anul 2024- 12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	An 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
Venituri operaționale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operaționale și mentenanță		7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	46.638,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98
Cheltuieli factură energie economisire prin proiect. consumuri iluminat, CCTV, pierderi de energie. consum invertoare		-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	########	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50
Investiție inițială totală [fără TVA]	832.193,85																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	832.193,85	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-27.634	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146
Net Cash Flow	-832.193,85	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	27.634	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146
Factor de actualizare	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47	0,46
Flux de numerar actualizat	-832.193,85	64.460	61.774	59.760	57.074	55.059	53.045	51.031	49.016	47.002	45.659	17.962	41.630	40.287	38.944	37.601	35.587	34.244	32.901	31.558	30.887

Exemplu de calcul An 1:

Valoarea Reziduală se consideră nulă.

Veniturile Operaționale se consideră nule.

Total Fluxuri de Intrare = 0lei

Cheltuieli Operaționale și de mentenanță: 1443 Euro/an* 4,939= 7126,98 RON

Cheltuieli (economisire energie electrică, iluminat perimetral, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte) conform calculului de mai sus – 74272,5 RON

Valoarea Investiției (fără TVA): 832.193,85 RON

Total Fluxuri de Numerar Ieșire: -67.146 RON

Net Cash Flow: Total Fluxuri de Intrare- Total Fluxuri de Numerar Ieșire: 0 –(-67.146) = 67.146 RON

Factor de actualizare(calculat pe baza ratei de actualizare): 1/(1*(1+4%)^1= 0,96

Flux de numerar actualizat: Net Cash Flow * Factor de actualizare = 67.146 *0,96 = 64.460 RON

Indicatorii financiari obținuți sunt:

Valoare actualizată netă financiară (VANF) - trebuie să fie **pozitivă [RON]**	53.288,06
Rata internă de rentabilitate (RIRF)- trebuie să fie **> rata de actualizare [%]**	3%
Rata de actualizare considerată	4%

Rezultatele obținute pentru indicatorii financiari sugerează faptul că investiția in cazul acestui scenariu în comparație cu un scenariu în care nu s-ar realiza nici o investiție, considerată pe parcursul perioadei de funcționare este rentabilă. Valoarea actualizată netă financiară este pozitivă și rata internă de rentabilitate este mai mare decât rata de actualizare.

Concluzie

INDICATOR	Scenariul 1 versus scenariul fără nici o investiție	Scenariul 2 versus scenariul fără nici o investiție
Valoare actualizată netă financiară (VANF) - trebuie să fie **pozitivă [RON]**	47.790,51	53.288,06
Rata internă de rentabilitate (RIRF)- trebuie să fie **> rata de actualizare [%]**	5%	3%
Rata de actualizare [%]	4%	4%

Analizând cele 2 scenarii, în care fiecare scenariu a fost comparat cu cazul în care nici un fel de investiție nu s-ar realiza, iar beneficiarul își continuă activitatea ca și până în acest moment, pe baza indicatorilor obținuți, se menționează faptul că:

în cazul scenariului 1 s-a obínut o valoarea VAN pozitivă, iar RIR este mai mare decât Rata de actualizare.

în cazul scenariului 2 s-a obținut o valoare pozitivă pentru VAN, iar în cazul indicatorului RIRF, s-a obținut o valoare sub pragul ratei de actualizare.

Valorile obținute sunt comparabile.

În această situație se consideră scenariul 1 ca fiind scenariul preferat, având valoarea VAN pozitivă și RIR mai mare decât Rata de actualizare.

4.7 ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANŢĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ŞI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE

Spre deosebire de analiza financiară efectuată din punctul de vedere al finanțatorului sau al inițiatorului proiectului investițional, analiza economică se efectuează din perspectiva societății în ansamblu, pentru a stabili dacă acest proiect reprezintă un beneficiu net pentru societate după ce au fost luate în calcul toate urmările economice ale derulării acestui proiect, în comparație cu scenariul alternativ în care investiția nu are loc, respectiv și cu scenariul 3, considerat contrafactual, în care o investiție alternativă s-ar realiza.

Analiza economică se desfășoară pornind de la fluxurile de numerar din analiza financiară a rentabilității costurilor investiției, cu aplicarea unor ajustări pentru a transforma fluxurile financiare în valoarea adăugată economică a activităților respective, respectând principiul costului oportunității. Astfel, prețurile observate pe piață, care poate fi distorsionată, sunt înlocuite cu așa-numitele prețuri-umbră, care reprezintă prețul bunului sau al serviciului respectiv într-o piață perfect competitivă. Descrierile mai detaliate ale ajustărilor sunt prezentate pe categoriile de fluxuri financiare în subcapitolele ce urmează. După efectuarea ajustărilor de rigoare, în mod asemănător cu analiza financiară, se calculează Valoarea Actualizată Netă Economică (VANE) și Rata Internă de Rentabilitate Economică (RRE), pentru a determina dacă proiectul în ansamblul său contribuie pozitiv la bunăstarea societății. Pentru a calcula VANE, fluxurile monetare ce reprezintă beneficiile și costurile economice sunt actualizate utilizând rata de actualizare socială, care este diferită de rata de actualizare financiară. Pe lângă acești doi indicatori, se mai calculează Raportul Beneficiu-Cost. O valoare mai mare ca 1 a acestui raport este echivalentă cu VANE > 0.

Principalul beneficiu economic al acestui proiect, conform Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, este de a crește și a diversifica oferta de energie de pe piață pentru a fi la nivelul cererii în creștere.

În studiul de față s-a ținut cont de recomandarea din Regulamentul CE nr. 2015/207 cu privire la metodologia Analizei Cost-Beneficiu, care stipulează o rată de actualizare de 5% pentru statele beneficiare ale politicii de coeziune (inclusiv România).

4.7.1 Scenariul 1 vs scenariul fără investiție

Indicatorul climatic de rezultat urmărit prin proiect va consta în reducerea gazelor cu efect de seră cu: **1257,48** tone de CO_2 echivalent într-o perioadă de 20 ani.

Monetizarea Beneficiilor Economice ale Proiectului		
Beneficiu	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Reducerea gazelor cu efect de seră	În recomandarea Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană. pretul umbră/tonă al emisiilor de CO2 este de 40EURO/Tonă. Calculul s-a realizat considerând 45 de Euro/Tonă în 2030, astfel încât s-a pornit de la 38EURO/tonă în 2025 ajungând la 57EURO/tonă în 2044. Acest preț este în creștere deoarece se consideră că costul asupra mediului înconjurător va fi tot mai mare cu fiecare an. Proiectul este previzionat a avea un impact de 1257,48 tone/20 ani. Valoarea totală cumulată este de 310.993,8 RON.	S-a considerat un factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh.

În prezent. așa cum a fost descris în introducerea Studiului de Fezabilitate, prin centrala electrică fotovoltaică, se consideră că Beneficiarul va produce o cantitate de energie electrică de **108,32** MWh/an. la nivelul anului 2025, așa cum s-a previzionat anterior, conform necesarului Beneficiarului.

Monetizarea Costurilor Economice ale Proiectului		
Cost	Valoare cumulată pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Cheltuielile cu Investiția	Valoarea investiției fără TVA este considerată 826.479,89 RON. Această valoare nu se va ajusta cu un factor de conversie.	Factorul de conversie considerat este 1. În primul rand se consideră că investitia se va realiza prin licitație deschisă pe

	Valoarea totală cumulată este 826.479,89 RON fără TVA.	baza ofertelor primite și a prețurilor din piață. Din acest considerent nu ar fi nevoie de o ajustare a pretului. De asemenea pentru acest proiect de investiții, cât și pentru operațiune și mentenanță este nevoie de forță de muncă specializată, așadar se va recurge la același proces de licitație. Există posibilitatea de a se continua lucrările cu aceeași firmă implicată în partea de implementare a proiectului. Pentru implementarea și operarea acestei investitți nu este nevoie de muncă necalificată în acest proces, așadar nu este necesară o ajustare din această perspectivă. De asemenea procesul de implementare nu presupune pași care nu aduc valoare adăugată.
Cheltuielile Operaționale și de Mentenanță	Valoarea acestor cheltuieli se consideră fără TVA. Valoarea cheltuielilor anuale 7135,87 RON fără TVA inclus, adăugându-se și costul cu schimbarea invertoarelor în anul 11, de 59.268. Valoarea cheltuielilor exclus de TVA este de 7135,87 RON/an, repectiv 66.403,87 RON/an.11. Valoarea cumulată pe perioada de functionare este de 201.985 RON. NU este necesară o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la prețul pieței și de către forța de muncă specializată, nefiind necesară nici un fel de ajustare suplimentară.
Cheltuieli economisire factura energie prin proiect. consumuri iluminat. CCTV. pierderi de energie. consum invertoare (exclusiv TVA)	Valoarea acestor cheltuieli se consideră fără TVA, anual fiind valoarea de -74.402 RON. Valoarea cumulatĂ pe perioada de funcționare este de -1.488.030 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata. nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.

Calculul Indicatorilor Economici VANE. RIRE. B/C – Scenariul 1

	Anul 2024- 12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	An 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
Venituri operaționale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operaționale și mentenanță		7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	66.403,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87
Cheltuieli factură energie economisire prin proiect. consumuri iluminat, CCTV, pierderi de energie. consum invertoare		-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402	-74.402
Investiție inițială totală [fără TVA]	826.479,89																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	826.479,89	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-7.998	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266	-67.266
Net Cash Flow	-826.479,89	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	7.998	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266	67.266
Factor de actualizare	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47	0,46
Flux de numerar actualizat	-826.479,89	64.575	61.884	59.866	57.176	55.158	53.140	51.122	49.104	47.086	45.741	5.198	41.705	40.359	39.014	37.669	35.651	34.305	32.960	31.615	30.942

Indicatori economici rezultați se regăsesc în tabelul de mai jos:

Valoare actualizată netă economică (VANE) - trebuie să fie **pozitivă**	**129.761,16**
Rata internă de rentabilitate economica(RIRE)> rata de actualizare	7%
Rata sociala de actualizare	5%

Indicatorul Beneficiu/Cost

Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualizare	1	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,4	0,38
Beneficii	0	12.440	12.767	13.094	13.422	13.749	14.077	14.404	14.731	15.059	15.386	15.713	16.041	16.368	16.695	17.023	17.350	17.678	18.005	18.332	18.660
Venituri Nete Actualizate VNA	0	11817,76	11618,07	11261,25	11005,91	10724,38	10557,42	10226,79	10017,27	9637,53	9385,47	9113,76	8982,81	8675,09	8514,68	8170,95	7981,08	7778,12	7562,06	7332,91	7090,66
Venituri Nete Actualizate VNA TOTAL 1-20	187453,97																				
Costuri	826.479,89	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87	7.135,87
Cheltuieli Nete Actualizate CAN	826479,89	6779,08	6493,64	6136,85	5851,41	5565,98	5351,90	5066,47	4852,39	4566,96	4352,88	4138,80	3996,09	3782,01	3639,29	3425,22	3282,50	3139,78	2997,07	2854,35	2711,63
Cheltuieli Nete Actualizate CAN TOTAL 1-20	915464,19																				
VNA/CAN>1	0,20																				

Rezultatele obținute (valoarea actualizată netă are o valoare pozitivă, rata internă a rentabilității este mai mare decât rata socială de actualizare, indicatorul Cost/Beneficiu este <1) indică faptul că scenariul 1 nu este sustenabil din punct de vedere al analizei economice, fără finanțare nerambursabilă.

Scenariul 2 vs scenariul fara investitie

Indicatorul climatic de rezultat urmărit prin proiect va consta în reducerea gazelor cu efect de sera cu: **586,85** tone de CO_2 echivalent intr-o perioada de 20 ani.

Monetizarea Beneficiilor Economice ale Proiectului		
Beneficiu	Valoare cumulată pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Reducerea gazelor cu efect de seră	În recomandarea Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, prețul umbră/tonă al emisiilor de CO2 este de 40EURO/Tonă. Calculul s-a realizat considerând 45 de Euro/Tonă în 2030, astfel încât s-a pornit de la 38EURO/tonă în 2025 ajungand la 57EURO/tonă în 2044. Acest preț este în creștere deoarece se consideră că costul asupra mediului înconjurător va fi tot mai mare cu fiecare an. Proiectul este previzionat a avea un impact de **1256,02** tone/20 ani. Valoarea totală cumulată este 310.620,57 RON.	S-a considerat un factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh.

În prezent, așa cum a fost descris în introducerea Studiului de Fezabilitate, prin instalația de sisteme fotovoltaice. Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **108,19** MWh/an, la nivelul anului 2025, așa cum s-a previzionat anterior, conform necesarului Beneficiarului.

Monetizarea Costurilor Economice ale Proiectului		
Cost	Valoare cumulată pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Cheltuielile cu Investiția	Valoarea investiției fără TVA este de 832.193,85 RON. Această valoare nu se va ajusta	Factorul de conversie considerat este 1. În primul rând se consideră că investiția se va

	cu un factor de conversie. Valoarea totală calculată este 832.193,85 RON	realiza prin licitație deschisă pe baza ofertelor primite și a prețurilor de piață. Din acest considerent nu ar fi nevoie de o ajustare a prețului. De asemenea pentru acest proiect de investiții, cât și pentru operare și mentenanță este nevoie de forță de muncă specializată, așadar se va recurge la același proces de licitație. Există posibilitatea de a se continua lucrările cu aceeași firmă implicată în partea de implementare a proiectului. Pentru implementarea și operarea acestei investiții nu este nevoie de muncă necalificată în acest proces, așadar nu este necesară o ajustare din această perspectivă. De asemenea procesul de implementare nu presupune pași care nu aduc valoare adăugată.
Cheltuielile Operaționale și de Mentenanță	Valoarea acestor cheltuieli se consideră fără TVA. Valoarea cheltuielilor anuale 7126,98 RON fără TVA , la care se va adăuga și costul schimbării invertoarelor în anul 11, în valoare de 39.512 RON fără TVA, Valoarea cheltuielilor fără TVA este 7126,98 RON/an. Valoarea cumulată pe perioada de funcționare este de 182.052 RON. Nu este necesară o ajustare suplimentară.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la prețul pieței și de către forța de muncă specializată, nefiind necesară nici un fel de ajustare suplimentară.
Cheltuieli economisire factură energie prin proiect, consumuri iluminat, CCTV, pierderi de energie. consum invertoare (exclusiv TVA)	Valoarea acestor cheltuieli se consideră fără TVA, anual în valoare de -74.272,5 RON. Valoarea cumulată pe perioada de funcționare este de -1.485.450 RON. Nu este necesară o ajustare suplimentară.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la prețul pieței și de către forța de muncă specializată, nefiind necesară nici un fel de ajustare suplimentară.

Calculul Indicatorilor Economici VANE. RIRE. B/C – Scenariul 2

	Anul 2024- 12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	An 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
Venituri operaționale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operaționale și mentenanță		7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	46.638,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98
Cheltuieli factură energie economisire prin proiect. consumuri iluminat, CCTV, pierderi de energie. consum invertoare		-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	########	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50	-74.272,50
Investiție inițială totală [fără TVA]	832.193,85																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	832.193,85	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-27.634	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146	-67.146
Net Cash Flow	-832.193,85	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	27.634	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146	67.146
Factor de actualizare	1,00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,70	0,68	0,65	0,62	0,60	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47	0,46
Flux de numerar actualizat	-832.193,85	64.460	61.774	59.760	57.074	55.059	53.045	51.031	49.016	47.002	45.659	17.962	41.630	40.287	38.944	37.601	35.587	34.244	32.901	31.558	30.887

Indicatori economici rezultați se regăsesc în tabelul de mai jos:

Valoare actualizată netă economică (VANE) - trebuie să fie **pozitivă**	**-18.514,1**
Rata internă de rentabilitate economica(RIRE)> rata de actualizare	5%
Rata sociala de actualizare	5%

Indicatorul Beneficiu/Cost

Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualizare	1	0,95	0,91	0,86	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64	0,61	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,4	0,38
Beneficii	0	12.424,82	12.751,79	13.078,76	13.405,73	13.732,70	14.059,67	14.386,64	14.713,61	15.040,57	15.367,54	15.694,51	16.021,48	16.348,45	16.675,42	17.002,39	17.329,36	17.656,33	17.983,30	18.310,26	18.637,23
Venituri Nete Actualizate VNA	0	11803,58	11604,13	11247,73	10992,70	10711,50	10544,75	10214,51	10005,25	9625,97	9374,20	9102,82	8972,03	8664,68	8504,46	8161,15	7971,50	7768,78	7552,98	7324,11	7082,15
Venituri Nete Actualizate VNA TOTAL 1-20	187228,998																				
Costuri	832.193,85	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	46.638,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98	7.126,98
Cheltuieli Nete Actualizate CAN	832193,85	6770,631	6485,5518	6129,2028	5844,1236	5559,0444	5345,235	5060,1558	4846,3464	4561,2672	4347,4578	27050,6084	3991,1088	3777,2994	3634,7598	3420,9504	3278,4108	3135,8712	2993,3316	2850,792	2708,2524
Cheltuieli Nete Actualizate CAN TOTAL 1-20	111790,40																				
VNA/CAN>1	1,67																				

Rezultatele obținute (valoarea actualizată netă are o valoare negativă, rata internă a rentabilității este egală cu rata socială de actualizare, indicatorul Cost/Beneficiu este 1) indică faptul că scenariul 2 nu este sustenabil din punct de vedere al analizei economice, fără finanțare nerambursabilă.

4.7.2 Concluzie

Rezultatele sumarizate se regăsesc în tabelul de mai jos:

Indicator economic	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea actualizată Netă Economică VANE (pozitivă)	129.761,16	-18.514,1
Rata internă de rentabilitate economică RIRE(> rata socială de actualizare)	7%	5%
Beneficiu/Cost (>1)	0,20	1,69
Rata socială de actualizare	5%	5%

Conform Analizei Economice realizate, scenariul 1 în comparatie cu scenariul 2 va avea cel mai mare impact din punct de vedere social, avand cea mai ridicată valoare atât pentru Valoarea Actualizată Netă cât și pentru Rata Internă de Rentabilitate.

4.8 ANALIZA DE SENZITIVITATE

Scopul analizei senzitivității este de a selecta variabilele critice ale parametrilor modelului, care sunt acele variabile ale căror variații, pozitive sau negative, comparate cu valoarea utilizată ca cea mai bună estimare în cazul de baza. are cel mai mare efect asupra ratei interne a rentabilității (RIR) sau asupra venitului net actualizat (VNA). Variația parametrilor critici se va produce în condițiile păstrării celorlalte date de intrare neschimbate. Pe scurt, analiza de senzitivitate permite determinarea modului în care se modifică concluziile unei cercetări față de variațiile posibile ale factorilor sau față de erorile de estimații făcute. Prin aceasta se realizează o perfecționare a fundamentării procesului de adoptare a deciziilor, întrucat se asigură o mai bună înțelegere per ansamblu, a riscului existent în diversele alternative de acțiune. Analiza de senzitivitate, deși utilă în numeroase situații, prezintă unele limite. Ea nu permite indicarea probabilității cu care se va realiza varianta inițială sau celelalte alternative decizionale. iar realitățile sunt caracterizate printr-un dinamism accentuat. în care de multe ori variabilele se modifică simultan. în ritmuri și sensuri

diferite. Analiza de senzitivitate constă în analiza variației rezultatelor financiare și a indicatorilor financiari ai investiției. în condițiile variației unor variabile cheie.

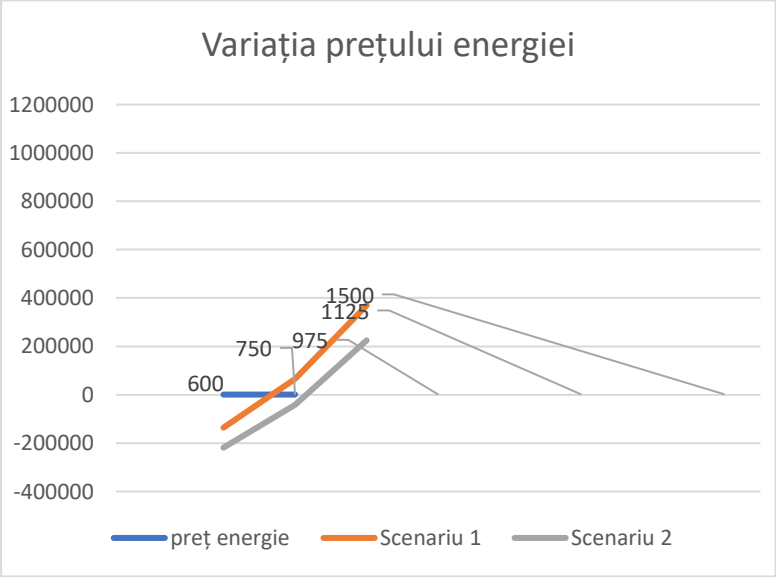
Pentru determinarea variabilelor cheie s-au luat în considerare următorii indicatori :

-Variația prețului energiei electrice cu impact asupra economisirii realizate prin proiect(între 0.8 x prețul actual și 2 x prețul actual);

-Variația cheltuielilor de operare și mentenanță (între 1 x valoarea actuală și 4 x valoarea actuală);

Variația prețului energiei electrice cu impact asupra economisirii realizate prin proiect

Prețul Energiei Electrice RON/MWh	Valoarea Actualizată Netă Financiara (RON) RIRF	
Prețul Energiei Electrice RON/MWh	Scenariul 1	Scenariul 2
0.8 x prețul actual= 0.8x750lei= 600	-136.115,53	-218764,39
Prețul actual 750	66112,6	-41.305,52
1,3x prețul actual= 1,3x750lei=975	369.454,80	224.882,79
1,5x prețul actual= 1,5x 750lei= 1.125,0	571682,93	402.341,66
2x prețul actual= 2x 750lei= 1500	1077253,27	845.988,83



Conform rezultatelor obținute, variația prețului de energie are impact în cazul rentabilității scenariilor.

În situația scăderii prețului cu 20% se obține o valoare negativă pentru VAN, iar în cazul creșterii prețului, VAN devine pozitiv.

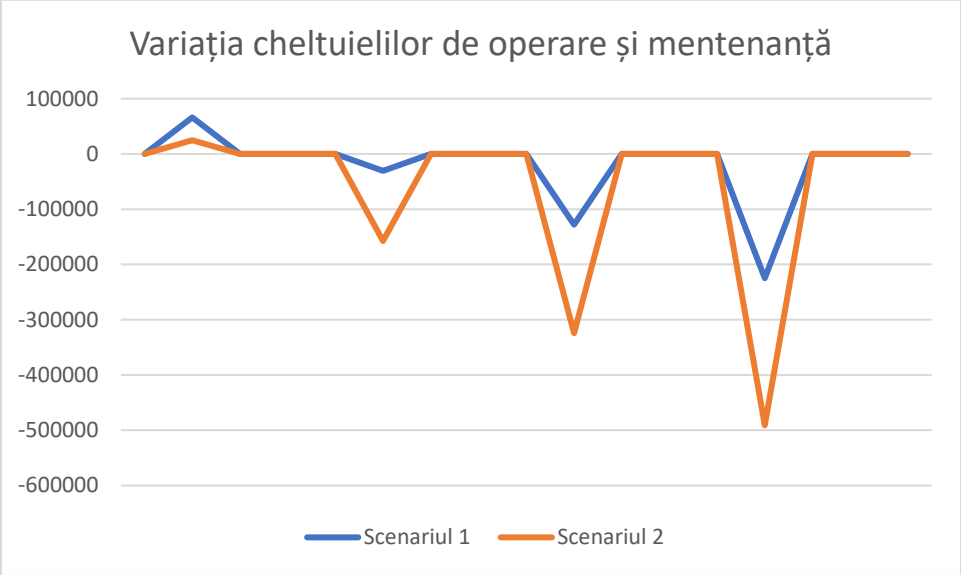
În schimb, în cazul comparației scenariilor cu situatia în care nu s-ar realiza nici o investiție, impactul este mult mai semnificativ în cazul creșterii prețului energiei, cand proiectele devin sustenabile.

Variația cheltuielilor de operare și mentenanță

	Valoarea Actualizată Netă Financiară (RON)	
Producția de Energie Electrică previzionată anual (MWh) [MWh]	Scenariul 1	Scenariul 2
1 x cheltuielile de operare previzionate anual 1x7135,87=7135,87 1x7126,98=7126,98	66112,6	-41.305,52
2 x cheltuielile de operare previzionate anual 2x7135,87=14.271,74 2x7126,98=14.253,96	-30866,2	-126.447,79
3 x cheltuielile de operare previzionate anual 3x7135,87=21407,61 3x7126,98=21380,94	-127847,5854	-196.310,85
4 x cheltuielile de operare previzionate anual 4x7135.87=28.543,48 4x7126,98=28.507,92	-224823,8053	-266.173,91

Se analizează variația anuală a cheltuielilor de operare și mentenanță, în situațiile în care acestea se măresc de câteva ori în comparație cu presupunerilor asumate în proiect. Se observă faptul că odată cu dublarea acestor cheltuieli, atât scenariul 1, cât și scenariul 2 devin rentabile, nemaifiind nevoie de finanțare nerambrsabilă, obținându-se VAN pozitiv.

În schimb, în cazul în care cele 2 scenarii se compară cu scenariul lipsei complete a unui proiect, se menține nevoia de finanțare și scenariul 1 rămâne scenariul preferat în vederea accesării fondurilor.



4.9 ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR

O componentă importantă a activității de management a proiectului/investiției este reprezentată de managementul riscurilor pe perioada de implementare a proiectului/investiției, cu atât mai importantă în măsura în care proiectul este depus și finanțat în cadrul unui program de finanțare nerambursabilă.

În acest context, devine imperios necesară acordarea unei atenții sporite activității de identificare și management a potențialelor riscuri.

Identificarea riscurilor este de dublă factură:

Identificarea calitativă a riscurilor (probabilitate și impact);

Identificarea cantitativă a riscurilor (măsurarea impactului).

Obiectivul principal al unei analize de risc este de a identifica principalele potențiale riscuri asociate unui proiect şi să se identifice măsuri de limitare a acestora în cazul în care acestea sunt importante.

Pe baza rezultatelor analizei de sensibilitate și luând în considerare incertitudinile legate de aspecte care nu sunt cuprinse în calculele ACB, au fost identificate următoarele riscuri și a fost pregătită matricea de risc pentru a identifica posibile măsuri de prevenire și atenuare.

Astfel au fost evaluate probabilitatea și impactul fiecărui risc pentru soluțiile propuse în cadrul prezentei lucrări de investiții. Expunerea la risc este calculată prin combinarea pe o scară bidimensională a rezultatelor evaluărilor de probabilitate și impact. Expunerea la risc este produsul nivelurilor acordate celor două evaluări.

În analiza de risc s-a avut în vedere construirea unei matrici a riscurilor considerând o scară de evaluare cu 5 niveluri.

Tabelul 4.1 – Principalele riscuri

Principalele riscuri identificate, descriere și argumentare	Probabilitatea cu care se manifestă riscurile	Impactul riscurilor	Nivelul riscului	Descrierea strategiei de minimizare a riscurilor identificate	Riscul rezidual
Riscuri legate de cerere:					
Modificarea substanțială a necesarului de energie electrică al beneficiarului	1	3	3	Existența unor perspective și planuri de creștere a activității de bază a beneficiarului ce va duce și la o sporire a necesaului de consum de e.e.	Scăzut
Scăderea prețului de vânzare al e.e. injectate în SEN datorită scăderii cererii de e.e. și creșterii producției globale	1	2	2	Estimările generale sunt îndreptate către creșterea prețurilor în perioada viitoare.	Scăzut
Riscuri legate de proiectare:					
Estimări inadecvate ale costului de proiectare. Apariția de cheltuieli suplimentare în faza de implementare	2	3	6	Bugetul proiectului are cuprinse cheltuieli diverse si neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea riguroasă a cheltuielilor pe bază de oferte. Încurajarea unei concurențe ridicate din partea prestatorilor de servicii în cadrul licitațiilor organizate.	Scăzut

				Impactul creșterii valorii costului de investiție a fost evaluat în cadrul analizei de senzitivitate	
Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6	Selectarea companiilor care sunt bine calificate în domeniul lor de expertiză și care sunt capabile să lucreze în paralel la mai multe sarcini pentru a respecta graficul proiectului.	Scăzut
Studii și investigații inadecvate ale siturilor. Neconcordanța dintre documentația tehnică și situația din teren	3	1	3	Realizarea unei analize riguroase a situației din teren în prealabil	Scăzut
Inovații în producerea de energie sau în tehnologia de stocare a energiei, care fac ca tehnologia proiectului să fie depășită.	1	3	3	Investiția prevede utilizarea de echipamente de ultima tehnologie în domeniul distribuției de energie electrică.	Scăzut
Riscuri administrative și referitoare la achizițiile publice					
Întârzieri procedurale	2	2	4	Echipa de management va elabora din timp toate documentele necesare raportărilor cerute	Scăzut
Un număr mare de contestații cu privire la procedurile de atribuire a contractelor, fapt ce va determina întârzieri în atribuirea contractelor și nu va permite finalizarea proiectului la timp.	4	3	12	Beneficiarul va elabora documentațiile de atribuire astfel încât acestea să corespundă cerințelor legislației din domeniul achizițiilor publice	Mediu
Cofinanțarea din partea UE nu este disponibilă la timp pentru ca plata prestatorilor sa fie realizată în limitele contractuale stabilite	2	3	6	Programarea atentă (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire si verificare a documentelor implicate în procesul de executare a plăților. Identificarea unor surse financiare suplimentare.	Scăzut
Riscuri legate de construcție					

Depășiri ale costului proiectului și întârzieri în ceea ce privește construcția	3	1	3	Folosirea sumelor prevăzute în cadrul bugetului proiectului pentru cheltuieli diverse si neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului au fost considerate în cadrul analizei de senzitivitate.	Scăzut
Nefinalizarea lucrărilor contractate în perioada de implementare a proiectului în termenul asumat.	3	1	3	Asigurarea unui program de monitorizare strictă a progresului lucrărilor. Identificarea aspectelor critice și avertizarea prestatorilor	Scăzut
Riscuri privind privind instalarea corectă a subansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4	Includerea de prevederi contractuale care să oblige Antreprenorul General la garantarea unui factor de operaționalitate ridicat (o disponibilitate minimă garantată de 98%/an)	Scăzut
Depășiri ale costurilor proiectului și întârzieri de construcție din cauza dificultăților neprevăzute din teren	1	3	3	Utilizarea sumelor prevăzute în bugetul proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului a fost luat în considerare în analiza de sensibilitate.	Scăzut
Accidente în timpul construcției sau testării echipamentelor	1	1	1	Echipa de management va face verificări cu privire la respectarea măsurilor de siguranță pe șantier.	Scăzut
Riscuri operaționale:					
Costurile de întreținere și de reparații sunt mai ridicate decât s-a estimat, datorită defecțiunilor tehnice repetate	2	2	4	Ponderea costurilor de întreținere și reparații în cifra de afaceri a proiectului este redusă	Scăzut
Perioade nefuncționale lungi din motiv de	1	1	1	Realizarea investiției va duce la o reducere a întreruperilor de activitate ale	Scăzut

accident sau din cauze externe				beneficiarului generate de alimentarea cu e.e.	
Riscuri privind performanța în timp a subansamblurilor componente ale proiectului.	1	4	4	Oferirea de garanții tehnice și comerciale din partea antreprenorului general și/sau a furnizorilor de echipamente, pe o durată cât mai mare de timp (ex: minimum 12 ani la panourile PV. minimum 10 ani la invertoare)	Scăzut
Riscuri financiare					
Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat ce va pune în pericol sustenabilitatea proiectului	2	3	6	Asigurarea corelării planului de mentenanță (de către Beneficiar sau de către un terț. în cazul subcontractării ulterioare a acestei activități) cu menținerea Raportului de Performanță previzionat al proiectului.	Scăzut
Lipsa surselor proprii ale beneficiarului pentru finanțarea proprie	1	4	4	Proiectul a fost inclus în portofoliul beneficiarului; bugetul pe 2023 la nivel de administrație publică a fost adoptat pentru a lua în considerare rezervarea fondurilor necesare implementării acestui proiect	Scăzut
Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV; invertoare) datorită creșterii cererii pe piețele internaționale	4	3	12	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la demararea contractului, cu plata unui avans de cel puțin 50% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.	Mediu
Riscuri legate de reglementare					
Modificări ale cerințelor de mediu, ale instrumentelor economice (de exemplu ale programelor de sprijin în domeniul surselor regenerabile de energie)	2	1	2	Rezultatul financiar estimat nu este influențat de modificarea schemei UE de alocare și comercializare a certificatelor de emisii.	Scăzut

Schimbarea cadrului legislativ cu efect în implementarea proiectului.	1	3	3	Realizarea unor analize a legislației în vigoare la momentele începerii implementării proiectului și a începerii derulării proiectului	Scăzut

Ținând seama de matricea riscurilor pe faze de realizare a lucrărilor noi și a retehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor (**Tabelul 4.**):

Tabelul 4.2 – Matrice evaluare riscuri

Expunere la risc	Mică	Medie	Mare	Inacceptabilă	
Impact / Probabilitate	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
1	2	1	4	3	
2	1	2	3		
3	3	1			
4			2		
5					

Repartiția riscurilor în funcție de rezultatul obținut este prezentat în **Figura 4.1**.

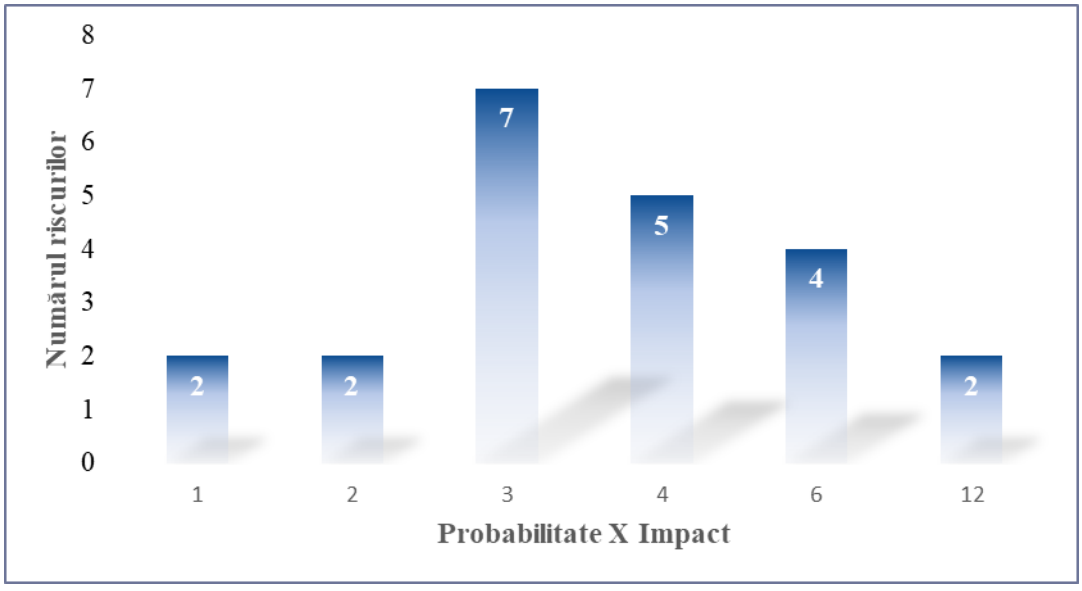


Figura 4.1 – Repartiția riscurilor

Se observă că din totalul celor 22 de riscuri identificate în timpul efectuării analizei, în cazul a 17 dintre acestea există un grad de expunere la risc mic, iar în cazul a 4 dintre riscuri proiectul de investiție are un grad de expunere la risc mediu și doar pentru două dintre riscuri expunerea proiectului este mare.

Se va observa că pentru proiectul analizat nu există riscuri la care gradul de expunere să fie inacceptabil.

5. SCENARIUL/OPŢIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)

5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPŢIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:

5.1.1 Obţinerea si amenajarea terenului

Nu este cazul. Terenul se află deja în proprietatea Beneficiarului.

5.1.2 Asigurarea utilităţilor necesare funcţionării obiectivului

Se vor asigura prin intermediul organizării de șantier pentru implementarea proiectului.

Toate utilitățile necesare sunt disponibile în amplasamentul vizat.

5.1.3 Probe tehnologice şi teste.

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din Centrala Electrică Fotovoltaică propusă prin prezenta lucrare, cu integrarea Centralei Electrice Fotovoltaice proiectat în instalațiile existente și inclusiv injecția de energie în instalațiile OD.

5.2. SELECTAREA ŞI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPŢIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)

Varianta recomandată de proiectant, ținând cont atât de descrierile din proiect și de analiza multicriterială prezentată în Tabelul 5.1 este **Scenariul 1.**

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de **Scenariul 1 – Construire Centrală Electrică Fotovoltaică utilizând panouri de 560 Wp și invertoare de 30 kW.**

Centrala electrică fotovoltaică (CEF) va fi alcătuită dintr-un număr de **172 module PV** cu puterea minimă de **560 Wp**, cu un randament nominal de minimum **22,07%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **30 kW**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

Orientarea modulelor PV va fi pe direcție SUD, la un unghi de înclinare de 35 grade.

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General. este de 826.479,89 RON fără TVA.

Cheltuielile anuale de exploatare pentru Scenariul 1 (OPEX) se ridică la o valoare de **7135,87 RON** fără TVA.

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de **maximum 12 luni** de la data emiterii ordinului de începere a lucrărilor de către beneficiar.

Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială

Indicatori	UM	Tip criteriu	PV S1 - 560 Wp	PV S2 - 650 Wp
Capacitate electrică instalată - DC	MW_e		0,09632	0,0962
Putere electrică netă - AC	MW_e		0,09	0,09
Eficiența electrică la sarcină nominală (condiții ISO)	%	M	98,50%	97,80%
Energie electrică produsă	MWh/an	M	108,32	108,19
Emisii suplimentare (directe) de gaze cu efect de seră	tone CO_2 echivalent / an	M	0,00	0,00
Autoconsum de energie electrică	MWh/an	M	0,055	0,09
	%		0,051%	0,083%
Economia de energie primară	MWh		108,32	108,19

Reducerea gazelor cu efect de seră - la nivel național	tone CO_2 echivalent / an	M	66,28	66,2

5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENŢI OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII:

5.3.1 Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiţii, exprimată în lei cu TVA şi respectiv fără TVA

Scenariul 1

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiției	**826.479,89**	**983.117,79**
Din care Construcții+Montaj	**188.173,82**	**223.926,85**

Scenariul 2

Indicatori economici	Valoare RON, fără TVA	Valoarea RON, inclusiv TVA
Valoarea totală a investiției	**832.193,85**	**989.904,67**
Din care Construcții+Montaj	**194.262,34**	**231.172,18**

5.3.2 Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă și indicatori de rezultat și realizare

Conform aspectelor prezentate anterior, setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiţiei sunt:

- ✓ Crearea unei centrale electrice fotovoltaice cu putere instalată unitară de **96,32 kWp / 90 kW$_{AC}$**. până la data 31.12.2025;
- ✓ Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032 – RST 2019, 2020;
- ✓ Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;

- ✓ Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.
- ✓ Producţia netă de energie primară de **9,32 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- ✓ Producția netă totală de energie electrică de **2.055,04 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- ✓ Reducerea gazelor cu efect de sera cu **1257,48 tone de CO_2 echivalent intr-o perioada de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh);
- ✓ Asigurarea unei producții nete de energie electrică de: **108,32 MWh/an în primul an de funcționare**.
- ✓ Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **96,32 kWp / 90kW$_{AC}$**.

5.3.3 Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliţi în funcţie de specificul şi ţinta fiecărui obiectiv de investiţii;

Având în vedere analiza de cost beneficiu, se constată faptul ca investiția este parțial atractivă, necesitând o anumită intensitate de finanțare din exterior, prin programe de finanțare specifice. Principalele beneficii se referă la impactul benefic asupra mediului înconjurator, cât și la impactul benefic pe care bugetul local îl va avea, odată ce va compensa consumul de energie electrică.

5.3.4 Durata estimată de execuţie a obiectivului de investiţii, exprimată în luni.

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de 12 luni de la data emiterii ordinului de începere a lucrărilor emis de Autoritatea contractantă, dar nu mai târziu de 31.12.2025.

5.4 PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE

La dezvoltarea obiectivului de investiții se vor respecta toate prevederile legislației primare și secundare relevante. dintre care se amintesc:

- ✓ Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;
- ✓ PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- ✓ PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;

- ✓ PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cutensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- ✓ PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajulpunerea în funcțiuneși darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- ✓ PE 116/94 – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- ✓ PE 103/92 – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice lasolicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit;
- ✓ PE 111/92 – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare;
- ✓ PE 120/94 – Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilorde energie și la consumatorii industriali și similari;
- ✓ PE 134/95 – Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- ✓ PE 501/85 – Normativ privind proiectarea protecțiilor prin relee și automatizărilor electrice alecentralelor și stațiilor (modificată 1985);
- ✓ PE 503/87 – Normativ de proiectare a automatizărilor a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicat 1995);
- ✓ PE 504/96 – Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice;
- ✓ PE 832/73 – Condiții tehnice generale pentru generatoare;
- ✓ PE 930/89 – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor electrice din întreprinderileindustriale și similare;
- ✓ PE 009/93 – Norme de prevenire. stingere si dotare împotriva incendiilor pentru producerea.transportul si distribuția energiei electrice si termice;
- ✓ NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- ✓ PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- ✓ NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice;
- ✓ NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- ✓ Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- ✓ HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- ✓ Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- ✓ Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- ✓ Legea nr. 107/1996 privind apele;

- ✓ OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- ✓ Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- ✓ HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- ✓ HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea decătre lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- ✓ HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- ✓ HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale;HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a condițiilor pentru introducerea pe piață;
- ✓ HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- ✓ HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;
- ✓ HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipulareamanuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători. în special de afecțiuni dorsolombare;
- ✓ DGPSI 003/2001 - Dispoziții generale privind echiparea și dotarea construcțiilor. instalațiilor cu mijloace tehnice de prevenire a incendiilor;
- ✓ Ordinul 2/211/118/2004 pentru aprobarea procedurii de reglementare și control al transporturilordeșeurilor pe teritoriul României;
- ✓ OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- ✓ HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- ✓ HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața. sănătatea. securitatea muncii și protecția mediului;
- ✓ Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranța aferente capacităților energetice. actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- ✓ Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;

- ✓ Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice – Cod ANRE : 28.1.013.0.00.30.08.2007;
- ✓ HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.

5.5 NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE ALE INVESTIȚIEI

Bugetul local, finanțări externe nerambursabile sau alte fonduri legal constituite.

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME

6.1 CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBŢINERII AUTORIZAŢIEI DE CONSTRUIRE

La momentul elaborării Studiului de Fezabilitate a fost emis certificatul de urbanism nr. 68/17.11.2023. prezentat în anexă la prezenta documentație

6.2 EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ. CU EXCEPŢIA CAZURILOR SPECIALE. EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE

Extrasul de Carte Funciară nr. 30499 este anexat prezentei documentații.

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂŢII COMPETENTE PENTRU PROTECŢIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAŢIA TEHNICO-ECONOMICĂ

La momentul elaborării Studiului de Fezabilitate a fost demarată etapa de obținere a actului administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

6.4 AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂŢILOR

La momentul prezentului Studiu de Fezabilitate, a fost demarată etapa de obținere a **Avizului de Tehnic de Racordare** din partea Operatorului de Distribuție .

6.5 STUDIU TOPOGRAFIC. VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ŞI PUBLICITATE IMOBILIARĂ

Studiul topografic este anexat prezentei documentații.

6.6. AVIZE, ACORDURI ŞI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCŢIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII ŞI CARE POT CONDIŢIONA SOLUŢIILE TEHNICE

Conform **Certificatului de Urbanism**, pentru dezvoltarea proiectului au fost solicitate:

Avizul tehnic de racordare (ATR) – s-a demarat etapa de onținere a ATR.

Aviz/Clasare de la Agenția pentru Protecția Mediului - s-a demarat etapa de onținere a Avizului

Planul de situație pe suport topo cu viza OCPI - este anexat prezentei documentații

Studiul Geotehnic - este anexat prezentei documentații

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

7.1 INFORMAŢII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției. respectiv UAT ILIȘEȘTI.

În urma analizei realizate au fost identificate 3 poziții cheie necesare în perioada de implementare, fiecare având bine definite atât responsabilitățile în cadrul proiectului cât și aptitudinile și experiența profesională necesară îndeplinirii responsabilităților trasate în cadrul echipei de proiect:

Manager de proiect;

Responsabilități:

- ✓ stabilește responsabilitățile, activitățile membrilor comisiei ținând cont de specificul activităților desfășurate de către aceștia;
- ✓ coordonează derularea activităților proiectului, conform graficului de activități;
- ✓ monitorizează gestionarea eficientă a resurselor financiare, materiale, informaționale și umane implicate în proiect;
- ✓ urmărește respectarea graficului de implementare a proiectului;
- ✓ asigură evaluarea ofertelor din punct de vedere tehnico-economic;
- ✓ negociază contractele de achiziții cu furnizorii;

- ✓ asigură recepția bunurilor achiziționate și asistă la punerea acestora în funcțiune;
- ✓ monitorizează firma de management de proiect în realizarea activităților specifice;
- ✓ verifică și monitorizează activitatea contractorului serviciului de management al proiectului;
- ✓ verifică și avizează rapoartele de progres financiare și tehnice întocmite pentru fiecare cerere de plată, verifică și avizează rapoartele de activitate lunare ale echipei de management a proiectului;
- ✓ întocmește și înaintează autorității contractante eventualele modificări la contractul de finanțare (notificări, acte adiționale), asigură permanenta comunicare cu factorii implicați (Autoritatea de Management, Organismul Intermediar, echipa de management a proiectului, etc.).
- ✓ asigură coordonarea activității de achiziții publice, respectiv verifică documentația dosarelor de achiziții publice întocmite și desfășurarea licitaților;
- ✓ verifică și aprobă documentația de atribuire;
- ✓ face parte din comisia de licitații;
- ✓ verifică corectitudinea desfășurării procedurilor de achiziții publice;
- ✓ verifică atingerea obiectivelor proiectului și a rezultatelor preconizate. monitorizând permanent indicatorii de performanță prevăzuți;
- ✓ monitorizează respectarea prevederilor legale specifice proiectului;
- ✓ asigură fluxul comunicațional și informațional cu părțile terțe implicate în procesul de implementare a proiectului, inclusiv cu Autoritatea de Management și Organismul Intermediar relevant.

Experiență profesională relevantă;

- ✓ Experiență profesională în domeniul managementului;
- ✓ Experiență în derularea a minim 2 proiecte de investiții;
- ✓ Competențe utilizare aparatură TIC;

Responsabil economic:

Responsabilități:

- ✓ Asigură managementul financiar al proiectului;
- ✓ Organizează și conduce contabilitatea proiectului;
- ✓ Gestionează implementarea proiectului din punct de vedere financiar (realizare plăți către terți, înregistrare facturi, etc);
- ✓ întocmirea rapoartelor financiare ale proiectului;
- ✓ ține legătura permanentă cu băncile sau alte organisme financiare;
- ✓ stabilește prețurile serviciilor;

- ✓ recrutarea personalului;
- ✓ realizează analize de eficiență economică;
- ✓ asigură controlul financiar intern la nivel de societate;
- ✓ colaborează cu membrii echipei de management a proiectului, verifică şi avizează rapoartele financiare întocmite de aceasta;
- ✓ întocmește cererile de pre-finanțare/rambursare şi al documentelor justificative;
- ✓ face raportări către coordonatorul de proiect cu privire la stadiul financiar al proiectului.

Experiență profesională relevantă:

- ✓ Studii superioare în domeniul financiar dublate de experiență pe o poziție financiar de minim 1 an.
- ✓ Experiență în domeniul contabil de minim 1 an.
- ✓ Bună cunoaștere a legislației specifice în domeniu;
- ✓ Competențe utilizare aparatură TIC.

Responsabil tehnic:

Responsabilități:

- ✓ Participă, verifică și aprobă aspectele tehnice ale procesului de implementare a proiectului;
- ✓ Contribuie la întocmirea fișei de date și a altor documente cu caracter tehnic și oferă puncte de vedere privind natura tehnică a proiectului;
- ✓ Verifică și întocmește rapoarte tehnice în cadrul procedurilor de achiziție;
- ✓ Verifică documentațiile tehnice și corespondența dintre documentație și situația concretă;
- ✓ Participă la recepția mijloacelor fixe și punerea în funcțiune a acestora;
- ✓ Monitorizează implementarea proiectului pe parcursul tuturor fazelor de producție, inclusiv monitorizarea activităților desfășurate și rapoartele întocmite de către firma de consultanță pentru partea tehnică elaborată de aceasta;
- ✓ verifică şi aprobă conținutul rapoartelor de progres;
- ✓ realizează lunar sau ori de câte ori este nevoie vizite la fața locului (on-site);
- ✓ raportează coordonatorului de proiect eventualele neconcordanțe între proiect şi situațiile din teren;
- ✓ face raportări către coordonatorul de proiect cu privire la stadiul implementării proiectului din punct de vedere tehnic;
- ✓ întocmirea rapoartelor de producție, întocmirea rapoartelor către departamentul de aprovizionare – livrări, precum şi verificarea şi certificarea calitativă a producției obținute.

Experiență profesională:

- ✓ Studii superioare în domeniul tehnic dublate de experiență pe o poziție tehnică de minim 1 an.

Buna cunoaștere a domeniului tehnic care face obiectul investiției derulate prin proiect;

7.2.STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 12 luni de la data emiterii de către Beneficiar a ordinului de înccepere a lucrărilor.

Estimativ, graficul de execuție va avea în vedere următoarele termene de implementare de la data emiterii ordinului de începere a lucrărilor (OI):

Inginerie și proiectare inclusiv obținere acorduri și autorizații și achiziții echipamente: 6 luni de la OI;

Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 6 luni de la OI.

Un grafic de execuție pentru principalele activități ale contractului la cheie va fi asigurat în cadrul ofertei angajante, iar o actualizare a acestuia va fi efectuată înainte de începerea efectivă a contractului respectiv a fazei de execuție propriu-zise.

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară. certificarea și abilități instruite.

Toate uneltele și echipamentele necesare pentru efectuarea lucrărilor și serviciilor din șantier vor fi incluse în prețul contractului: macarale, ridicare persoane, remorcă, dispozitive de sudare, schele, scări, etc. și toate consumurile și lucrările de montaj aferente.

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusiv: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet.

Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

Mai multe detalii vor fi furnizate de potențialii Antreprenori Generali la cerere, în faza ofertei angajante, respectiv în faza de proiectare.

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt, folosind o aplicație software specializată (MS Project sau Primavera EPPM). Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

Termenul limită și unele dintre etapele intermediare relevante (de exemplu finalizarea fazei de proiectare sau obținerea Autorizației de construcție, începerea lucrărilor, etc.) pot fi considerate puncte de referință pentru monitorizarea performanței. Punctele de referință vor fi stabilite în momentul negocierii contractului, luând în considerare condițiile finale ale proiectului de realizare a centralelor electrice fotovoltaice.

Fazele de recepție vor fi efectuate conform reglementărilor legale aplicabile, HG 273/1994 și HG 51/1996, cu ultimele modificări și completări.

După finalizarea tuturor lucrărilor de construcție, se va efectua recepția la terminarea lucrărilor (RTL) și un certificat va fi emis de către beneficiar.

După finalizarea tuturor testelor pentru punerea în funcțiune a instalației, se va efectua recepția punerii în funcțiune (RPIF) și un certificat va fi eliberat de către beneficiar.

După efectuarea cu succes a testului de performanță, beneficiarul va emite un certificat de acceptare definitivă (RD).

După expirarea perioadei de notificare a defectelor (perioadei de garanție), beneficiarul va emite certificatul de recepție finală (RF).

Conform standardului SR EN ISO 9001 și a reglementărilor aplicabile în faza de inițiere a contractului sau în cadrul ofertei angajante. Antreprenorul General va oferi Planul de asigurare a calității (PAC) și planurile de control al calității / planurile de inspecție și testare (PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului. Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Calitatea sudurilor va fi asigurată și monitorizată în conformitate cu standardul EN ISO 3834-2.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate (după caz).

• ANRE – Sisteme electrice și energetice – Proiectare, teste și execuție

• ANRE – Sisteme de gaz natural – Proiectare și execuție

• BRML – Sisteme de măsură – Laborator și montaj

• IGPR – Sisteme de alarmă – Proiectare și execuție

7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ŞI ÎNTREŢINERE: ETAPE, METODE ŞI RESURSE NECESARE

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabilit pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de **UAT ILIȘEȘTI**.

Dupa expirarea perioadei de garanție, furnizorul poate executa contra-cost operațiunile de mentenanță în baza unui contract dedicat, cu acordul beneficiarului.

La momentul licitației, Antreprenorii Generali vor transmite ofertele complete pentru mentenanța predictivă și corectivă a centralei.

Mentenanța de rutină reprezintă totalitatea activităților de întreținere pe care le întreprinde utilizatorul în cadrul actiivităților proprii de exploatare, activități care nu presupun o activitate specializată și care se situează în afara scopului furnizorului de servicii de mentenanță specializată.

Oferta Antreprenorilor Generali va cuprinde și costurile detaliate pentru procedurile de Mentenanță de Rutină (predictivă).

În funcție de dorința Beneficiarului, acesta poate solicita Antreprenorilor Generali și ofertarea serviciilor de Operare a Centralei Electrice Fotovoltaice – în prezentul studiu această ipoteză a fost luată în calcul, dat fiind că în prezent **UAT ILIȘEȘTI** nu are personalul tehnic necesar angajat.

Mentenanța predictivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor de Antreprenoriat General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂŢII MANAGERIALE ŞI INSTITUŢIONALE

Ofertele angajante vor trebui să conțină toate cheltuielile legate de echipa de managementul de proiect și de organizarea de șantier și (facilități și lucrări temporare, container birou, container aprovizionare, spații deschise de depozitare, servicii de pază, garduri/împrejmuiri perimetrale, sistem logistic IT, sistem de supraveghere video).

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001.

Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare. Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului. funcție de cerințele de implementare):

- ✓ Project Manager / Contract Manager
- ✓ Asistent de comunicare și manager de documente
- ✓ Inginer de planificare
- ✓ Coordonator proiectant / manager tehnic
- ✓ Inginer mecanic
- ✓ Inginer electric
- ✓ Responsabil cu protecția mediului
- ✓ Responsabil cu sănătatea și siguranța

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- ✓ Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, factura lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- ✓ Organigrama resurselor umane
- ✓ Resurse tehnice implicate
- ✓ Graficul de timp al proiectului
- ✓ Planul de management și asigurare a calității (PAC)

- ✓ Planuri de control al calității. verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- ✓ Planul de management al protecției mediului (PPM)
- ✓ Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- ✓ Planul de gestionare a traficului (PGT)
- ✓ Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- ✓ monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- ✓ monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- ✓ monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- ✓ întocmirea rapoartelor progres si a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- ✓ derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- ✓ întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- ✓ gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

După încetarea finanțării, investiția va intra în perioada de operare (după caz), perioadă în care prin alocările de resurse umane și financiare de către **UAT ILIȘEȘTI**, se va asigura menținerea/conservarea rezultatelor obținute în urma realizării investițiilor propuse prin prezentul proiect.

Dintre acestea, cele mai importante alocări de resurse financiare sunt:

- ✓ Subcontractarea exploatării și mentenanței centralei electrice fotovoltaice (sau, după caz, angajarea ori menținerea personalului de exploatare / mentenanță propriu) – **pentru cuantificarea financiară, se poate considera o valoare medie (la nivelul României) de 15 EUR/kWp/an, la o durată contractuală de minimum 10 ani**.

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Centrala Electrică Fotovoltaică din prezenta lucrare va fi alcătuită dintr-un număr de **172 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline). Puterea minimă a modulelor PV va fi de **560 Wp**, cu un randament nominal de minimum 22,07% (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționar, cu un randament minim de 98% STC.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **30 kW (3 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020. cu un randament minim de **98% STC**.

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din Oțel, la o înclinare de **25-30˚,** cu orientarea către **SUD**. Rezultatele simulării tehnico energetice sunt prezentate în **Figura 8.1**

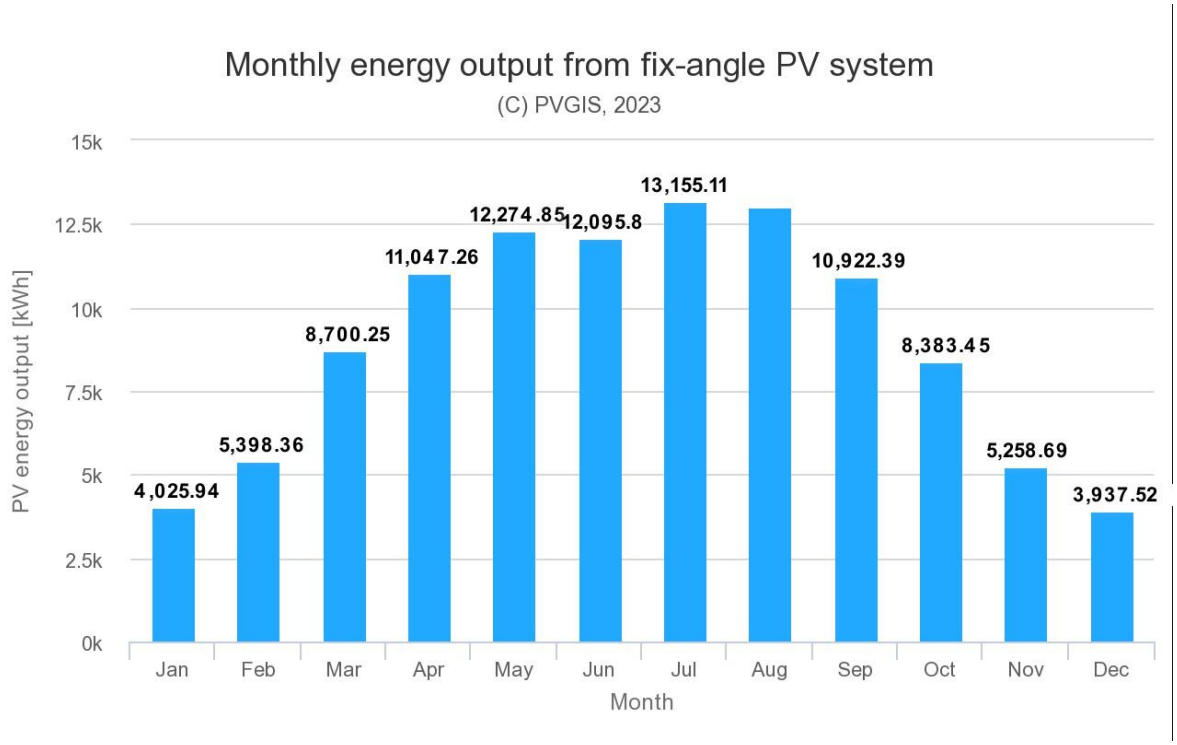


Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 560 Wp + invertoare 30 kW

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi prezenți în Anexe:

- ✓ Producţia netă de energie primară de 9,32 t.e.p/an din surse regenerabile;
- ✓ Producția netă totală de energie electrică de 2.055,04 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- ✓ Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 1257,48 tone de CO_2 echivalent într-o perioadă de 20 ani (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone $CO_{2\ echivalent}$/MWh);,
- ✓ Asigurarea unei producții nete de energie electrică de: 108,32 MWh/an în primul an de funcționare.
- ✓ Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:
- ✓ Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 96,32 kWp / 90kW_{AC}.

Realizarea lucrărilor prevăzute în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate va duce la îndeplinirea cerințelor din Caietul de Sarcini și la dezvoltarea UAT ILIȘEȘTI prin:

- ✓ creșterea rezilienței energetice datorită capacității de a produce intern un procent ridicat din necesarul de consum reducând astfel impactul negativ al întreruperilor în furnizare.
- ✓ creșterea eficienței tehnice datorată reducerii dependenței de energia electrică achiziționată de la distribuitor.
- ✓ reducerea volatilității rezultatelor financiare datorită unei mai bune gestionări a costurilor generate de achiziția de energie electrică și reducerii impactului fluctuației prețurilor specifice acestei piețe asupra profitabilității companiei.

Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect

Rezultate	Indicator	Valoare	Unitate de masura
Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră raportate la economiile de energie realizate ca urmare a implementării investiției (anul I)	Reducerea de emisii de gaze cu efect de seră	66,28	tone $CO_{2\ echivalent}$ /an
Reducerea intensității energetice a activității (anul I)	Reducerea consumului de energie electrică, exprimată în energie echivalentă	9,32	t.e.p./an
Producție netă anuală de energie electrică (anul I)	Producția netă	108,32	MWh/an
O economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică si mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului.	Creșterea capacității instalate în surse regenerabile de energie la nivelul companiei Beneficiarului	0,09632/0,090	MWp / MW_{AC}
Durata de utilizare la sarcină maximă a capacității instalate	T_{Pi}	1.124,58	h/an

BIBLIOGRAFIE

[1] D. G. p. A. A. Comisia Europeană. „Îndrumări asupra interpretării Anexei I din Directiva EU ETS (în afară de activitățile legate de aviație).” 2010.

[2] „EIB.” [Interactiv]. Available: https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy. [Accesat 03 05 2021].

[3] G. României. „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030.” 2021.

[4] A. I. a. Energiei. „Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021.” 2021.

[5] M. F. R. M. F. A. S. A. H. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin. „A review on peak load shavings strategies.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2017.

[6] Z. M. V. M. ș. V. S. Rahimi A.. „A simple and effective approach for peak load shaving using Battery Storage Systems.” *Proceedings of the North American Power Symposium. IEEE.* pp. 1-5. 2013.

[7] S. S. ș. C. S.. „Review of software tools for hybrid renewable energy systems.” *Renewable Sustainable Energy Reviews.* vol. 32. pp. 192-205. 2014.

[8] L. Y. M. S. Chua K.H.. „Energy Storage systems for peak shaving.” *International Journal of Energy Sector Management.* vol. 10. pp. 3-18. 2016.

[9] V. d. B. K. ș. D. E.. „Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs.” *Energy Conversion Management.* vol. 97. pp. 70-75. 2015.

[10] A. I. a. Energiei. „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021.” 2021.

[11] G. României. „PNRR.” 24 01 2022. [Interactiv]. Available: https://mfe.gov.ro/pnrr/.

[12] [Interactiv]. Available: https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH. [Accesat 04 08 2021].

[13] „IPIECA.” [Interactiv]. Available: https://www.ipieca.org. [Accesat 30 March 2022].

[14] „WARTSILA.” [Interactiv]. Available: https://www.wartsila.com. [Accesat 30 March 2022].

[15] W. Amjad. M. Shahid. A. Munir. F. Asghar și O. Manzoor. „Energy Assessment of a Combined Cycle Power Plant through Empirical and Computational Approaches: A Case Study.” *Eng. Proceedings.* vol. 12. nr. 25. 2021.

[16] M. Islam. M.Hasanuzzaman. A.K.PandFINACON și N.A.Rahim. „Chapter 2 – Modern Energy Conversion Technology.” în *Energy for Sustainable Development. Demand. Supply. Conversion and Management*. 2020. pp. 19-39.

[17] „POWERMAG.” [Interactiv]. Available: https://www.powermag.com/another-world-record-for-combined-cycle-efficiency/. [Accesat 31 March 2022].

[18] A. D. Vita. I. Kielichowska. P. Mandatowa. P. Capros. E. Dimopoulou. S. Evangelopoulou. T. Fotiou. M. Kannavou. P. Siskos. G. Zazias. L. D. Vos. A. Dadkhah și G. Dekelver. „ASSET Study on Technology Pathways in decarbonisation scenarios.” Publications Office of the European Union. 2020.

[19] A. A.-V. ș. F. N.-H. Daniel Lugo-Laguna. „A EUropean Assessment of the Solar Energy Cost: KFINACON Factors and Optimal Technology.” *Sustainability.* vol. 13. pp. 1-25. 2021.

[20] World Bank Group. „Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems.” World Bank Group. 2020.

[21] U. S. Environmental Protection Agency - Combined Heat and Power Partnership. „Catalog of CHP Technologies.” 2017.

[22] U.S. Energy Information Administration. „Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants.” 2016.

[23] International Energy Agency . „Gas 2020.” 2019.

[24] Parlamentul Uniunii Europene. „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES.” 2009.

[25] Parlamentul Uniunii Europene. „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră.” 2009.

[26] Parlamentul Uniunii Europene. „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică.” 2018.

[27] Parlamentul Uniunii Europene. „Directiva 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei 2015/1814.” 2018.

[28] Parlamentul Uniunii Europene. „Pactul Verde European.” 2019.

[29] Ministerul Energiei. Anton ANTON. „Memorandum – Prezentarea opțiunilor pentru utilizarea instrumentelor de finanțare specificate de Directiva (UE) 2018/410 și decizia României privind implementarea acestora." 2019.

[30] Laurențiu Miron Goia. Gheorghe Bălan. Teofil Ișfanu. Alexandru Tănăsescu. Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune. București: Editura Tehnică. 1985.

[31] International Electrotechnical Committee . „IEC 60909 - Short - Circuit Currents in three - phase a.c. systems." 2016.

[32] ***. „PE 134/1995 - Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV".

[33] https://www.neplan.ch/.

[34] C. Europeana. „Orientărilor CE privind anumite măsuri de ajutor de stat acordate în contextul sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră după 2021." 21 September 2020. [Interactiv].

[35] „Investing.com." [Interactiv]. Available: https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data. [Accesat 01 07 2021].

[36] „EC.Europa.EU." [Interactiv]. Available: https://ec.europa.eu/info/news/energy-efficiency-first-accelerating-towards-2030-objective-2019-sep-25_en. [Accesat 04 06 2021].

[37] Comisia Europeană. „Recomandările Comisiei privind transpunerea obligațiilor privind economia de energie sub incidența Directivei privind Eficiența Energetică." 25.09.2019..

[38] David Felman et al.. „U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020." Golden. CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324. 2021.

ELABORAT

FINACON INTERNATONAL CONSULTING SRL

DRĂGOI COSMIN EMILIAN

VERIFICAT

Ing. GRUIȚĂ CRISTIAN ARON