GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

SANDOR MARIUS
Digitally signed by SANDOR MARIUS
Date: 2026.11.24 10:04:52 +02'00'

CONȚINUT CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE PENTRU BENEFICIARII PUBLICI

(Proiecte cu construcții-montaj; Proiecte fără construcții-montaj)

în conformitate cu Hotărârea 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.

CENTRALA FOTOVOLTAICA PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICA PENTRU AUTOCONSUM LA FABRICA DE BCA



August 2025
Revizia 1 – august 2026

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: **RELIANS CORP S.R.L.**

RESPONSABIL TEHNIC**: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU**

RESPONSABIL FINANCIAR**: Ec. Adriana COROIAN**

COLECTIV DE ELABORARE:

- Manager de proiect: Bogdan DUMITRACHE
- Responsabil tehnic: Cristian GHEORGHIU
- Responsabil financiar: Adriana COROIAN
- Inginer autorizat ANRE: Vasile Varga
(atestat ANRE tip III A si IIIB cu numărul 202010348)

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

CUPRINS

LISTA DE FIGURI **6**

LISTA DE TABELE **9**

A. PIESE SCRISE **10**

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII **10**

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII *10*
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR *10*
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR) *10*
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI *10*
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE *10*
1.5.1. Subcontractori 10

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII **11**

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 *12*
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ŞI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ŞI FINANCIARE *12*
2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului 16
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ŞI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR *19*
2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului 19
2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România *19*
2.3.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului 25
2.3.2.1. Descrierea fluxului tehnologic de producție *28*
2.3.2.1.1. Producția de BCA *28*
2.3.2.1.1.1. Măcinarea materiei prime *28*
2.3.2.1.1.2. Omogenizare șlam nisip și șlam deșeu *28*
2.3.2.1.1.3. Turnare în tipare *28*
2.3.2.1.1.4. Transportarea *29*
2.3.2.1.1.5. Tăierea *29*
2.3.2.1.1.6. Autoclavizarea *30*
2.3.2.1.1.7. Paletizarea *30*
2.3.2.1.1.8. Înfolierea și legarea *30*
2.3.2.1.2. Producția de adezivi și mortare uscate *31*
2.3.2.1.2.1. Dozarea maeteriei prime *32*
2.3.2.1.2.2. Amestecarea materiilor prime *32*
2.3.2.1.2.3. Ambalarea *33*
2.3.2.2. Utilizările semnificative ale energiei electrice *33*
2.3.2.3. Alimentarea cu energie electrică *34*
2.3.2.4. Evaluarea necesarului de energie electrică *36*
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ŞI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII *40*

2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național 40
2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni 47
2.4.3. Cererea și de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului 52
2.4.4. Potențialul solar al României 53
2.4.5. Concluzii 53
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIŢIEI PUBLICE 54

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII 56

3.1. IDENTIFICAREA ŞI PREZENTAREA SCENARIILOR ŞI OPŢIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII 56
3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate 56
3.1.2. Evaluarea potențialului solar 58
3.1.3. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW 62
3.1.4. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW 73
3.2. PARTICULARITĂŢI ALE AMPLASAMENTULUI 82
3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului 82
3.2.2. Relaţii cu zone învecinate, accesuri existente şi/sau căi de acces posibile 82
3.2.3. Orientări propuse faţă de punctele cardinale şi faţă de punctele de interes naturale sau construite 83
3.2.4. Surse de poluare existente în zonă 83
3.2.5. Date climatice şi particularităţi de relief 83
3.2.6. Existenţa unor: -reţele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferenţe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existenţa condiţionărilor specifice în cazul existenţei unor zone protejate; terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională 89
3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar: 89
3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ 90
3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW 90
3.3.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW 94
3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI 98
3.4.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW 98
3.4.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW 100
3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ 101
3.5.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW 101
3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW 103
3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ ȘI STABILITATE A TERENULUI, ETC 105
3.6.1. Studiu Topografic 105
3.6.2. Studiu Geotehnic 105
3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului 105
3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI 105

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUSE(E) 108

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINŢĂ ŞI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINŢĂ 108

4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA. 110

4.3. SITUAŢIA UTILITĂŢILOR ŞI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂŢI ŞI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUŢII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂŢILOR NECESARE. 120

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII: 121

4.4.1. Impactul social şi cultural, egalitatea de şanse; 121
4.4.2. Estimări privind forţa de muncă ocupată prin realizarea investiţiei: în faza de realizare, în faza de operare; 121
4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversităţii şi a siturilor protejate, după caz; 121
4.4.4. Impactul obiectivului de investiţie raportat la contextul natural şi antropic în care acesta se integrează, după caz. 123

4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ŞI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII. 124

4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANŢĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ 125

4.6.1 Metodologie și ipoteze generale 125
4.6.2 Indicatori de performanță financiară 136
4.6.3 Determinarea contribuției maxime din fonduri europene 138

Asigurarea sustenabilității financiare 140

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 143

4.7.1. Metodologie specifică 143
4.7.2. Corecții fiscale, conversie prețuri și externalități 143
4.7.3. Indicatori de performanță economică 145

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE 148

4.9. ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR 152

5. SCENARIUL/OPŢIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 156

5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPŢIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND: 156

5.1.1. Obținerea și amenajarea terenului 156
5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului 156
5.1.3. Probe tehnologice și teste. 156

5.2. SELECTAREA ŞI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPŢIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) 157

5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENŢI OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII: 159

5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiţii, exprimată în lei, cu TVA şi, respectiv, fără TVA 159
5.3.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă și indicatori de rezultat și realizare 159

5.3.3. Durata estimată de execuţie a obiectivului de investiţii, exprimată în luni..... 159
5.4. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE..... 160
5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANŢARE A INVESTIŢIEI 163

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME..... 164

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBŢINERII AUTORIZAŢIEI DE CONSTRUIRE..... 164
6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ, CU EXCEPŢIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE..... 164
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..... 164
6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂŢILOR 164
6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ŞI PUBLICITATE IMOBILIARĂ..... 164
6.6. AVIZE, ACORDURI ŞI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCŢIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII ŞI CARE POT CONDIŢIONA SOLUŢIILE TEHNICE 164

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 165

7.1. INFORMAŢII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 165
7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI 165
7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ŞI ÎNTREŢINERE: ETAPE, METODE ŞI RESURSE NECESARE 167
7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂŢII MANAGERIALE ŞI INSTITUŢIONALE..... 168

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI 171

BIBLIOGRAFIE..... 174

LISTA DE FIGURI

Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 11.07.2016 – 11.07.2025 16
Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030 ..19
Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030 ..20
Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021). 20
Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021) 21
Figura 2.6 – Centralizarea puterilor instalate în SEN – iulie 2025.....21
Figura 2.6 – Localizarea geografică a CELCO S.A. și a terenului propus (coordonate GPS teren: 44.1583, 28.5896) 25
Figura 2.7 – Plan amplasament – Clădiri.....26
Figura 2.9 – Mori măcinare 28
Figura 2.10 – Omogenizatoare.....28
Figura 2.11 – Mixer mobil și tipare metalice.....29
Figura 2.12 – Mașina de transportat 29
Figura 2.13 – Mașina de tăiat.....29
Figura 2.14 – Autoclave.....30
Figura 2.15 – Mașina de paletizat.....30
Figura 2.16 – Mașina de ambalat.....31
Figura 2.17 – Silozuri materie primă 31
Figura 2.18 – Dozare materie primă 32
Figura 2.19 – Amestecător intensiv 32
Figura 2.20 – Mașină ambalare și benzi transportoare 33
Figura 2.21 – Schema electrică monofilară – Medie Tensiune 34
Figura 2.22 – Schema electrică monofilară – Joasă Tensiune.....35
Figura 2.23 – Stuctura necesarului de energie.....36
Figura 2.24 – Evoluția consumului lunar de energie electrică în anul de referință **2024 ajustat** 38
Figura 2.25 – Evoluția necesarului orar de energie electrică pe perioada de referință 01.01.2024 - 31.12.2024, ajustat.....38

Figura 2.26 – Evoluția necesarului mediu zilnic de energie electrică pe perioada de referință 01.01.2024 - 31.12.2024, ajustat.....39
Figura 2.27 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Decembrie 2025 40
Figura 2.28 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.202441
Figura 2.29 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024.....43
Figura 2.30 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024.....44
Figura 2.31 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2024 – 31.12.2024.....45
Figura 2.32 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent) 46
Figura 2.33 – Ponderea de energie regenerabilă în mixtul total energetic la nivelul UE [Comisia Europeană] 48
Figura 2.34 – Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE 49
Figura 2.35 – Clasamentul Statelor Membre în ceea ce privește capacitatea instalată per capita în centrale fotovoltaice.....50
Figura 2.36 – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene 50
Figura 2.37 – Prognoza de creștere a capacităților instalate în surse regenerabile – energie solară 51
Figura 2.38 – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în România 52
Figura 2.39 – Harta României privind Potențialul Solar 53
Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar 58
Figura 3.2 – Iradianța medie lunară 60
Figura 3.3 – Evoluția tempraturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020.....61
Figura 3.4 – Modul PV 620 Wp – S1 62
Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 100 kW.....63
Figura 3.6 – Sistem montaj module PV – montaj SUD.....66
Figura 3.7 – Sistem montaj module PV – montaj pe acoperiș tip terasă – SUD 67

Figura 3.8 – Modul PV 450 Wp – S2 73
Figura 3.9 – Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 50 kW 74
Figura 3.10 – Localizarea geografică a CELCO S.A. și a terenului propus (coordonate GPS teren: 44.1583, 28.5896) 82
Figura 3.11 – Harta climatică a României 85
Figura 3.12 – Harta adâncimilor de îngheț a României 85
Figura 3.13 – Harta zonelor de zăpadă a României 86
Figura 3.14 – Harta zonelor de vânt a României 86
Figura 3.15 – Harta de zonare eoliană a României 87
Figura 3.16 – Harta de zonare seismică a României 87
Figura 3.17 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de valori de vârf ale acceleraţiei terenului pentru proiectare ag pentru cutremure 88
Figura 3.18 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de perioada de control (colț), Tc, a spectrului de răspuns 88
Figura 3.19 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW** 91
Figura 3.20 – Simularea orară a sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW** 93
Figura 3.21 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 50 kW** 95
Figura 3.22 – Graficul de implementare al proiectului (se poate consulta în **Anexa 15**) 107
Figura 4.1 – Repartiția riscurilor 155
Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW** 171

LISTA DE TABELE

Tabelul 2.1 – Utilizări semnificative ale energiei electrice 33
Tabelul 2.2 – Evoluția consumului de energie electrică în anul de referință – **2025 – an de referință 2024 + contribuția CEF existente** 37
Tabelul 2.3 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 01.01.2024 – 31.12.2024) 42
Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză 57
Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 620 Wp – S1.....90
Tabelul 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW – S1 90
Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW** 91
Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV) 93
Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp – S2.....94
Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate 50 kW – S2 94
Tabelul 3.8 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 50 kW** 97
Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 50 kW** pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV) 97
Tabelul 3.10 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării.....98
Tabelul 3.11 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării.....100
Tabelul 4.1 – Principalele riscuri 152
Tabelul 4.2 – Matrice evaluare riscuri 154
Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială.....158
Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect 173

A. PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru proiectul ***"CENTRALA FOTOVOLTAICA PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICA PENTRU AUTOCONSUM LA FABRICA DE BCA"***.

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- CELCO S.A., cu sediul social în Şos Industrială, nr. 5, Mun. Constanța, Județul Constanţa;
- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: **J1991000758138**;
- Cod Fiscal: RO **1891328**;
- Tel: (+40) 241 677 320/ E-mail: celco@celco.ro / Web-Site: https://www.celco.ro.

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERŢIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIŢIEI

Beneficiarul investiției este compania CELCO S.A.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

- **Societatea**: RELIANS CORP S.R.L.
  - **Sediu social**: Șos. Nicolina 35, Iași, Jud. Iași;
  - **E-mail**: office@relians.ro;
  - **CUI**: RO 13572900 / **ONRC** J22/881/2000 ;
  - **Manager Proiect:** Bogdan DUMITRACHE.

1.5.1. Subcontractori

- **Societatea** GHEORGHIU CRISTIAN PFA
  - **Sediu social**: str. Pravăț, nr. 8, sector 6, București;
  - **E-mail**: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com;
  - **Tel:** +40 732 465 277;
  - **CUI**: RO 45104591 / **ONRC**: F40/2710/2021;
  - **Responsabil proiect**: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU.

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 asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică a punctului de consum – **7,89%/an**.
- ✓ ***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 la nivel național, motiv pentru care amprenta de carbon rezultată din activitatea curentă se va reducere semnificativ – reducere medie (pe 20 de ani) de **259,11 tone CO2/an**.
- ✓ ***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 – instalarea unei CEF cu o putere instalată de **400,52 kWp / 400,00 kW_{AC}**.
- ✓ ***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 – producție medie (pe 20 de ani) de **423,45 MWh/an**.

Implementarea prezentului proiect investițional vizează achiziția de echipamente, 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**.

Totodată, la finalul anului 2022, a fost publicată **Directiva (UE) 2022/2413** privind promovarea surselor regenerabile de energie, prin intermediul țintele privind ponderea surselor regenerabile de energie în mixtul total energetic la nivelul Uniunii Europene sunt fixate la **42,5%** (cu potențialul de a atinge **45%**), până în anul 2030.

Conform acestei directive, creșterea rapidă a producției de energie electrică din surse regenerabile și competitivitatea sporită a acesteia din punctul de vedere al costurilor pot fi utilizate pentru a răspunde unei ponderi tot mai mari a cererii de energie. Energia electrică din surse regenerabile poate fi utilizată, de asemenea, pentru a produce combustibili sintetici destinați consumului în sectoare ale transporturilor greu de decarbonizat, cum ar fi aviația și transportul maritim.

Un cadru pentru electrificare trebuie să permită o coordonare solidă și eficientă și să extindă mecanismele pieței pentru a corela cererea și oferta în spațiu și timp, pentru a stimula investițiile în flexibilitate și pentru a contribui la integrarea unor ponderi mari ale producției variabile de energie electrică din surse regenerabile.

Prin urmare, statele membre ar trebui să se asigure că implementarea energiei electrice din surse regenerabile continuă să crească într-un ritm adecvat pentru a răspunde creșterii cererii. În acest scop, statele membre ar trebui să stabilească un cadru care să includă mecanisme compatibile cu piața pentru a elimina barierele rămase în calea integrării depline în sistemul energetic a unor sisteme energetice sigure și adecvate, adaptate unui nivel ridicat de energie din surse regenerabile, precum și a unor instalații de stocare. În special, acest cadru ar trebui să abordeze barierele rămase, inclusiv cele nefinanciare, cum ar fi lipsa resurselor digitale și umane suficiente din partea autorităților pentru prelucrarea unui număr tot mai mare de cereri de acordare a autorizației.

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 preşedintelui 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 Pactului 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 **99,54 EUR/certificat la 01.02.2023**, 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 (Comisia Europeană, 2010) a crescut sensibil.

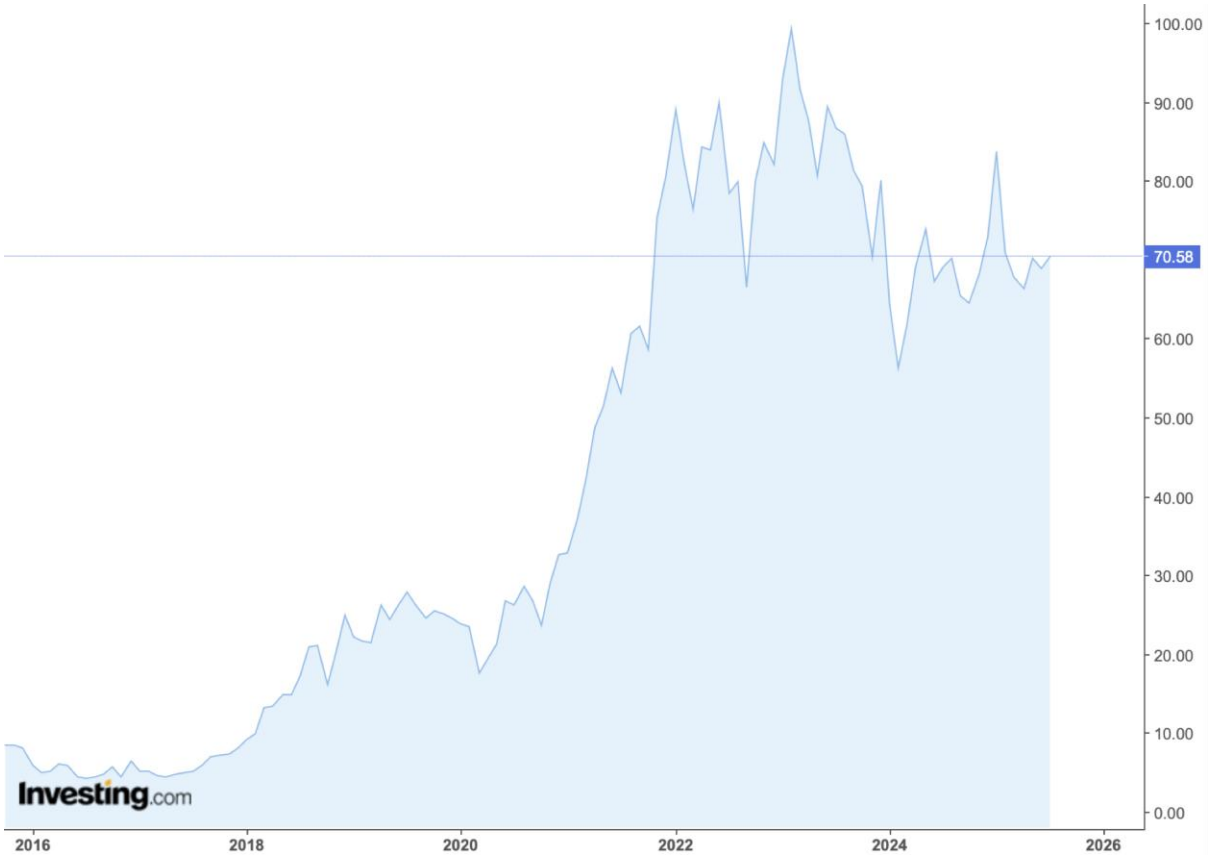


Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 11.07.2016 – 11.07.2025

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 CO2 pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO2 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 (EIB, fără an).

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 şi 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 şi private asupra mediului, a fost depusă adresă de demarare a procedurii de mediu la APM CONSTANȚA, ce poate fi consultată în **Anexa 1**.

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 CO2.**

a) **Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO2**

Proiectul investițional presupune dezvoltarea unei centrale de producție a 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 presupune 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 CO_2, 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 pricipiile 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.

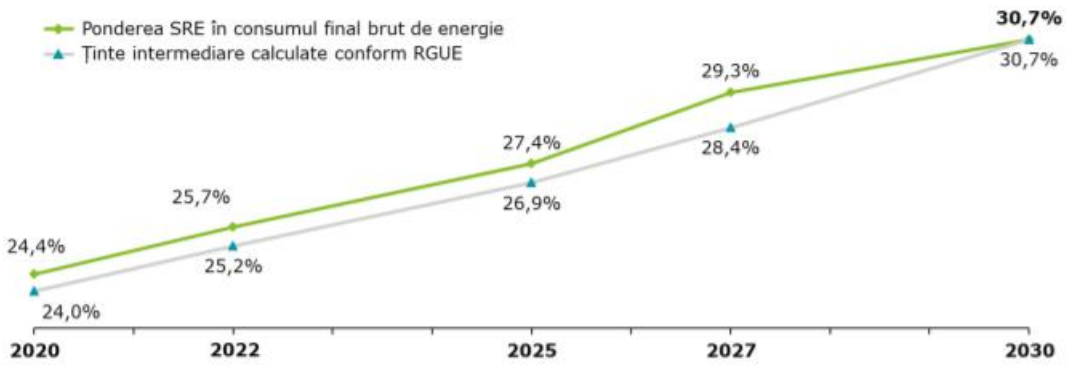
2.3. ANALIZA SITUAŢIEI EXISTENTE ŞI IDENTIFICAREA DEFICIENŢELOR

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% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (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.



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

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

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.

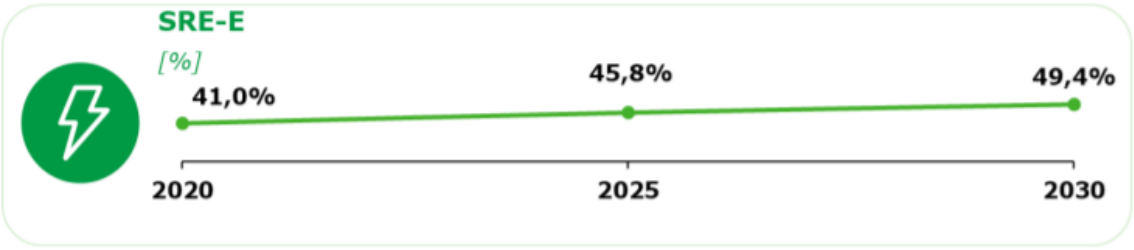


Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021), 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***.

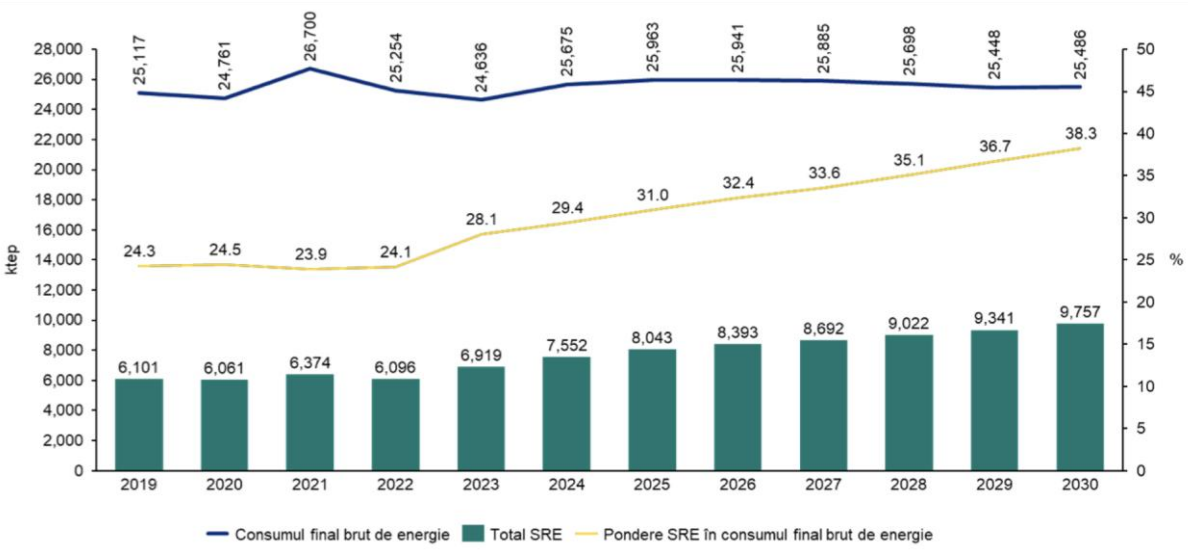


Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021).

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 **Error! Reference s ource not found.**.

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 7.300 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 8.200 MW, așa cum este ilustrat în **Error! Reference s ource not found.**.

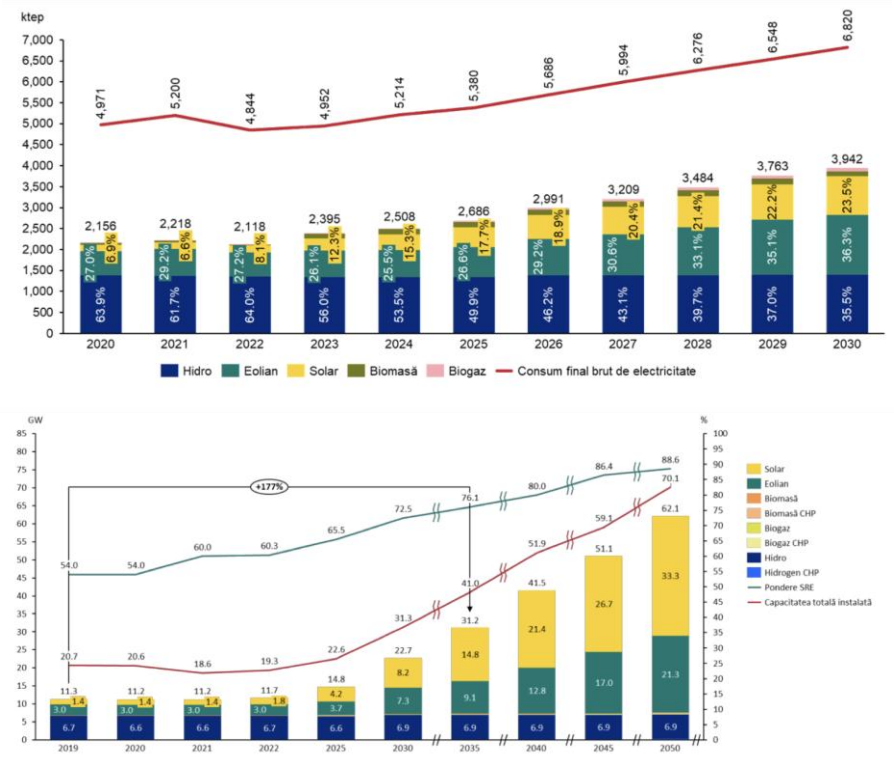


Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021)

La data de **11.07.2025**, situația puterilor instlate în SRE, la nivel național, este următoarea (Energiei A. N., 2025):

- **SOLAR**: **2.529,15 MW**;
- **EOLIAN**: **3.091,31 MW**;

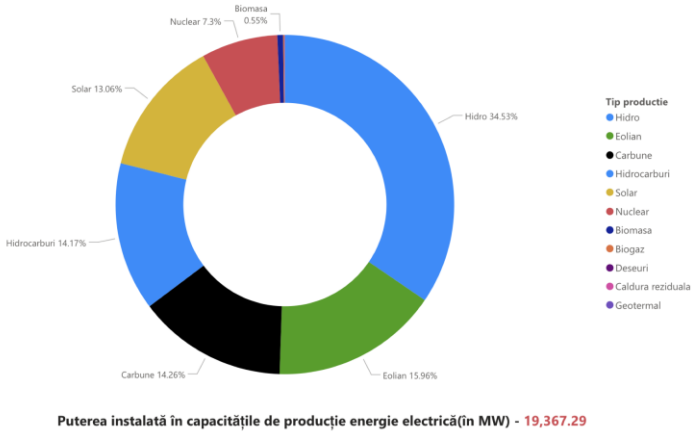


Figura 2.6 – Centralizarea puterilor instalate în SEN – iulie 2025

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 (României, Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030, 2021).

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.

Conform (Energiei A. I., Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021, 2021), 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%.

În **anul 2025**, cererea de energie se situează la o medie națională de **6.135,83 MWh/h**.

Producția din **SOLAR** a atins, în primele 7 luni ale anului 2025, o valoare de **9.138,63 TWh**.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în (Moslem Uddin, 2017), 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 (Rahimi A., 2013), (S., 2014) , (Chua K.H., 2016).

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 (E., 2015), 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 în **locația** situată în Şos Industrială, nr. 5, Municipiul Constanța, Județul Constanţa, aparținând Beneficiarului – vezi **Figura 2.7**.



Figura 2.7 – Localizarea geografică a CELCO S.A. și a terenului propus (coordonate GPS teren: 44.1583, 28.5896)

Dezvoltarea proiectului se va face prin instalarea de panouri fotovoltaice pe:

- Clădiri din cadrul amplasamentului;
- Sol / pe teren – v. **Figura 2.8**.



Figura 2.8 – Plan amplasament – Clădiri

Conform Extrasului de Carte Funciară (**Anexa 2**), proiectul vizat de către **CELCO S.A.**, va fi amplasat pe terenul identificat cu **numărul cadastral 201905**, în suprafață totală de **6.000 m²**, încadrat în Intravilanul Minicipiului Constanța, Jud. Constanța.

Scopul proiectului este acela ca **CELCO S.A.** să dobândească calitatea de utilizator activ (prosumator), coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

CELCO S.A. Constanta cu o traditie de peste 50 de ani in productia de Beton Celular Autoclavizat, in anul 2007 pune in functiune o noua linie de productie a adezivilor si mortarelor

uscate destinate industriei constructiilor civile si industriale.

In anul 2008 in luna Iunie, comuna Corbu situata la 30 km de Constanta a intrat pe harta industriei materialelor de constructii cu cea mai moderna fabrica de var din Romania, ridicata de la zero de CELCO. Investitia de peste 20 de milioane euro intr-o noua fabrica de var constituie cel mai ambitios proiect al unui investitor roman in aceasta zona.

In anul 2012 Celco a investit intr-o cariera de piatra situata in comuna Corbu, dotata cu utilaje performante cu ajutorul carora se ajunge la o capacitate de extractie, concasare si sortare a pietrei de 320 tone/ora.

Astfel organizarea energetica a locurilor de consum permite identificarea si monitorizarea a patru contururi de consum si anume: Fabrica de BCA, Fabrica de mortare uscate (adezivi), Fabrica de Var si Cariera de Piatra.

Ca rezultat de succes al unui mix investitional societatea CELCO SA Constanta a reunit intr-o singura locatie - judetul Constanta - si sub un acelasi nume de brand, intr-o integrare verticala de succes, capacitatile de productie a 4 sectoare industriale:

a) productia de BCA;

b) fabricarea adezivilor si mortarelor uscate;

c) fabricarea varului (indeosebi a varului special creat pentru productia de BCA, furnizat catre ceilalti producatori din Romania);

d) echiparea si exploatarea carierei de calcar localizate in localitatile Tasaul

Aceasta diversificare permite companiei CELCO sa detina controlul absolut asupra unei materii prime ce intra in productia de BCA, garantand astfel calitatea produsului finit.

Ca urmare CELCO S.A. Constanta este producator de:

1. BCA (beton celular autoclavizat) in urmatoarele sortimente CELCO®: STRUCTOTERM, SUPERBLOK, MEGATERM , MEGATERM PLUS, STANDARD,IZOMINERAL – Placi minerale pentru izolarea naturala a structurilor din beton si zidarii,
2. Buiandrugi termoizolanti,
3. Mortare zidarie CELCO® ZID DD-MlO si DD-MS,
4. Adezivi placi ceramice CELCO® PLAC DD-Cl i PLAC DD-C12,
5. Mortare termosistem CELCO® TERM DD-T3 VATOTHERM DD-V9 si VATOTHERM DD V9 IZOMINERAL,
6. Mortare tencuiala CELCO® TINCI DD-MTl8, TENC DD-MTIE7 si TENC

DD-MA6.

2.3.2.1. Descrierea fluxului tehnologic de producție

2.3.2.1.1. Producția de BCA

2.3.2.1.1.1. Măcinarea materiei prime

Dozajul materiei prime se face in mod continuu in doua mori de macinare actionate de motoare electrice de Pn=250 kW/6 kV, iar turatia propruzisa a mori de macinare fiind de circa 24 RPM**.** Mori cu care se realizeaza macinarea si amestecul de nisip, gips si apa, amestec care il cunoastem sub denumirea de slam nisip.



Figura 2.9 – Mori măcinare

2.3.2.1.1.2. Omogenizare șlam nisip și șlam deșeu

Slamul nisip provenit din procesul de macinare si slamul deseu rezultat in timpul procesului de taiere sunt pompate dupa malaxarea cu apa in rezervoare de stocare numite omogenizatoare. Omogenizatoarele de nisip sunt echipate cu motoare electrice Pn=45 kW, iar cele de slam deseu cu motoare electrice Pn= 7.5 kW.



Figura 2.10 – Omogenizatoare

2.3.2.1.1.3. Turnare în tipare

Dupa dozarea materiilor prime, amestecul rezultat este descarcat intr-un mixer mobil si turnat in tipare metalice, in care are loc procesul de expandare si preantarire. Mixarea amestecului se realizeaza cu ajutorul unui motor electric - Pn: 75 kW.



Figura 2.11 – Mixer mobil și tipare metalice

2.3.2.1.1.4. Transportarea

Cand forma este considerata maturizata, produsul este gata de taiere, transportul este realizat cu ajutorul podului rulant ce se pozitioneaza deasupra formei, se ridica produsul pretintarit si transporta catre masina de taiat.



Figura 2.12 – Mașina de transportat

2.3.2.1.1.5. Tăierea

Se executa cu o instalatie complexa ce permite obtinerea unei game largi de dimensiuni de BCA cu o precizie dimensionala superioara de +/- 1 mm. La terminarea taieri o instalatie tip hota, cu putere mare de absorbtie este coborata pentru aspirarea si indepartarea calotei superioare rezultate dupa taiere.



Figura 2.13 – Mașina de tăiat

2.3.2.1.1.6. Autoclavizarea

Dupa taiere materialul este preluat impreuna cu gratarul de maturizare, asezat pe carucioare si introdus in autoclava (recipient cilindric inchis etan). Aici are loc tratamentul hidrotermic, la presiune de 12 atm si temperatura de 180-200° C ,timp de 12 ore.



Figura 2.14 – Autoclave

2.3.2.1.1.7. Paletizarea

Dupa evacuarea din autoclave, materialul este adus in zona de sortare. Paletizarea se face automat, cu ajutorul unei instalati automate de rasturnare si paletizare, dupa care paleti astfel obtinuti sunt transportati catre infoliere cu ajutorul instalatiei de conveioare.

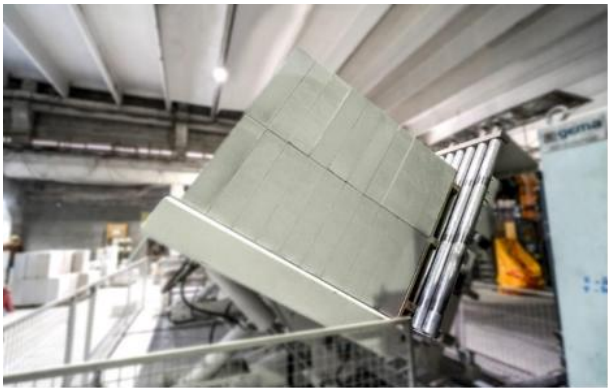


Figura 2.15 – Mașina de paletizat

2.3.2.1.1.8. Înfolierea și legarea

Dupa obtinerea paletilor de BCA acestia sunt adusi cu ajutorul sistemului de conveioare la masina de infoliat, infolierea se realizeaza cu folie strech-hood.

Dupa infoliere sunt transportati catre masina de legat , legarea se face automat cu banda tip PP.

Dupa care sunt preluati cu Motostivuitorul si transportati in depozitul CELCO de unde se livreaza catre beneficiar.



Figura 2.16 – Mașina de ambalat

2.3.2.1.2. Producția de adezivi și mortare uscate

Dozarea automată a cimentului, varului, nisipului și cretei se efectuează într-un cantar cu o cuvă de 500 de litri, conform unei rețete prestabilite.

Aditivii pentru adezivi, cum ar fi polimerul și eterul de celuloză, sunt dozați manual cu asistența unui calculator și adăugați în amestecător printr-o palnie.

Nisipul este uscat utilizând un uscător de tip VAKRO KRAS10. Gazele arse și eventualele particule de nisip rezultate în urma uscării sunt filtrate prin intermediul unei baterii de filtre cu saci prevăzute cu un sistem de scuturare pneumatică, model FPK 105/64, care are o capacitate de debit de 6000 de metri cubi pe oră. După filtrare, gazele sunt evacuate în atmosferă cu ajutorul unui exhaustor.

Nisipul uscat este transportat pe benzi transportoare echipate cu raclete și cupe. Apoi, este supus unui proces de sortare pe o sită specială pentru a obține două sorturi distincte, respectiv nisip cu granulometria de 0-0,7 mm și 0,7-2 mm. Toate silozurile destinate nisipului sunt etanșe și izolate de mediul exterior, iar preluarea nisipului se realizează prin intermediul snecurilor. Celelalte materii prime, cum ar fi creta, varul hidratat și cimentul, sunt depozitate în 3 silozuri separate. Aceste silozuri pentru materii pulverulente sunt dotate cu filtre cu saci cu scuturare care sunt activate de un vibrator electric.



Figura 2.17 – Silozuri materie primă

2.3.2.1.2.1. Dozarea maeteriei prime

Dozarea cimentului, varului, nisipului si cretei se realizeaza automat prin snecuri intr-un cantar cu o cuva de 500 L, in functie de reteta proprie; Dozarea aditivilor pentru adezivi (polimer, eter de celuloza) se realizeaza manual asistat de calculator printr-o palnie in amestecator.



Figura 2.18 – Dozare materie primă

2.3.2.1.2.2. Amestecarea materiilor prime

Amestecarea materiilor prime se realizeaza intr-un amestecator intensiv tip EIRICH RV 12; Amestecatorul se goleste intr-un buncar tampon care stocheaza cantitatea obtinuta in urma amestecarii materiilor prime.



Figura 2.19 – Amestecător intensiv

2.3.2.1.2.3. Ambalarea

Se realizeaza automat cu ajutorul unei instalatii de insacuire WAMA-PP-INDIVIDUAL, in saci de 25 kg.

Sacii ambalati sunt transportati prin intermediul unei benzi transportoare in vederea depozitarii.



Figura 2.20 – Mașină ambalare și benzi transportoare

2.3.2.2. Utilizările semnificative ale energiei electrice

În **Tabelul 2.1** se vor prezenta, sub formă centralizată, **utilizările semnificative ale energiei electrice** identificate în cadrul CELCO S.A.

Tabelul 2.1 – Utilizări semnificative ale energiei electrice

ENERGIE ELECTRICĂ				
Nr. Crt	**Denumire +tip echipament**	**Proces de fabricatie deservit**	**Cantitate [buc.]**	**Putere instalată [kW]**
Secția 1 - DENUMIRE PROCES				
1	Mori macinare- Motoare electrice 250 kW/ 6 kV	Producera slam nisip	2	500
2	Instalatie auxiliara mori macinare	Producere Slam Nisip	1	45
3	Compresoare aer	Productie aer comprimat	5	325
4	Alimentare sectie adezivi	Productie Adezivi si mortare	1	160
5	Statie Hidrofoare apa tehnica	Statie Hidrofoare apa tehnica	1	45
6	centrala abur	productie abur	1	100
7	Iluminat exterior si administrative	Iluminat exterior si administrative	1	50
8	Alimentare Autoclave	Monitorizare si functionare	1	100
9	Alimentare Zona restivuire (conveioare si instalati adiacente)	Restivuire, infoliere si paletizare	1	50
10	Alimentare materii prime	Transport si depozitare materii prime	1	75
11	Alimentare zona tipare, maturare si taiere	Transport produse	1	100
12	Alimentare Masina taiat	Taiare produse	1	150
13	Statie turnare	Preparare si turnare produse	1	130

2.3.2.3. Alimentarea cu energie electrică

Alimentarea cu energie electrică a Beneficiarului este asigurată prin intermediul unui racord la nivelul de **6 kV**, la **S6 0512 – PALAS SUD CT – LES MT 6 kV L 0512**.

Punctul de măsurare este stabilit la nivelul de tensiune de **6 kV**, în **celula de măsură** a Postului de Transformare.

Distribuția în interiorul platformei industriale se realizează printr-o rețea buclată de 20 kV – v. **Figura 2.21**.

Puterea electrică maxim simultan absorbită, conform **Avizului Tehnic de Racordare** cu numărul **RO002E212050096/2 din 15.04.2025** este de **1.141,31 kVA / 1.050 kW**.

De asemenea, conform **ATR** anterior menționat, la nivelul conturului energetic vizat de prezenta lucrare este prevăzută o capacitate fotovoltaică de **197,60 kWp / 150 kW$_{AC}$**.

Pentru a asigura caracterul unitar al proiectului, **OBIECTIVUL DE INVESTIȚII PROPUS** va fi racordat într-un punct distinct față de capacitatea PV existentă și va fi prevăzut cu un sistem distinct de monitorizare / contorizare, ce va fi integrat la nivelul SCADA existentă în platforma industrială.

Prin intermediul contorizării incluse în proiectul propus, acesta va fi monitorizat **DISTINCT** de capacitatea fotovoltaică existentă.

De asemenea, capacitatea propusă prin proiect va fi **DISTINCT** inclusă în avizul tehnic de racordare la momentul actualizării acestuia.

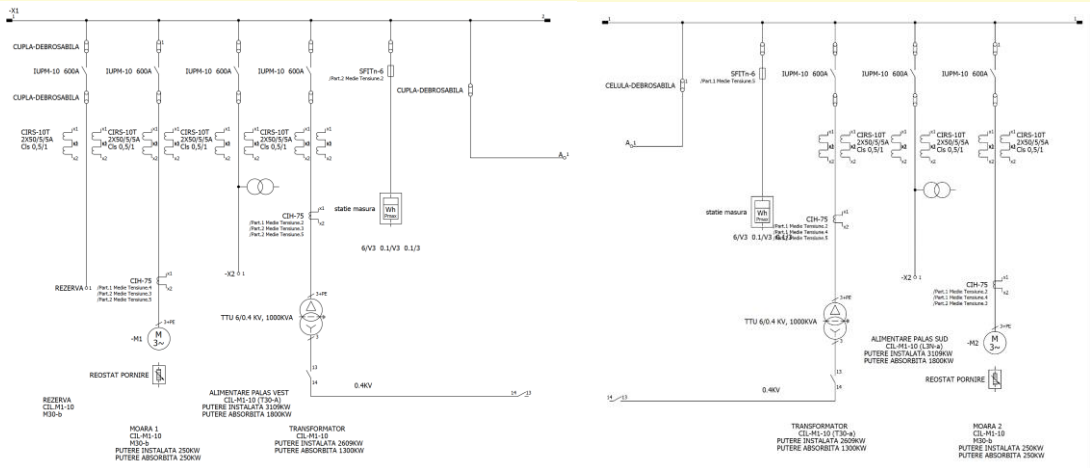


Figura 2.21 – Schema electrică monofilară – Medie Tensiune

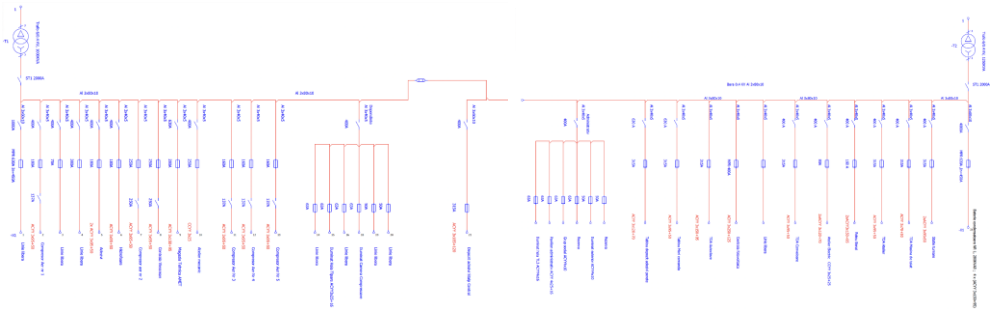


Figura 2.22 – Schema electrică monofilară – Joasă Tensiune

Mai multe detalii se pot consulta în **Anexa 3 – schema electrică monofilară** și **Anexa 4 – Aviz Tehnic de Racordare**.

În prezent contorizarea se realizează la nivel de secții de producție / posturi de transformare.

2.3.2.4. Evaluarea necesarului de energie electrică

Anul de referință considerat va fi **anul 2024** – cel mai relevant din punct de vedere al încărcării operaționale și, implicit, energetice a conturului energetic auditat.

După cum se poate observa în **Figura 2.23**, în ultimii **patru ani calendaristici**, energia electrică a avut o pondere medie de **14,00%/an** din necesarul total de energie, cu o valoare în anul de referință – **2024**, de 14%/an.

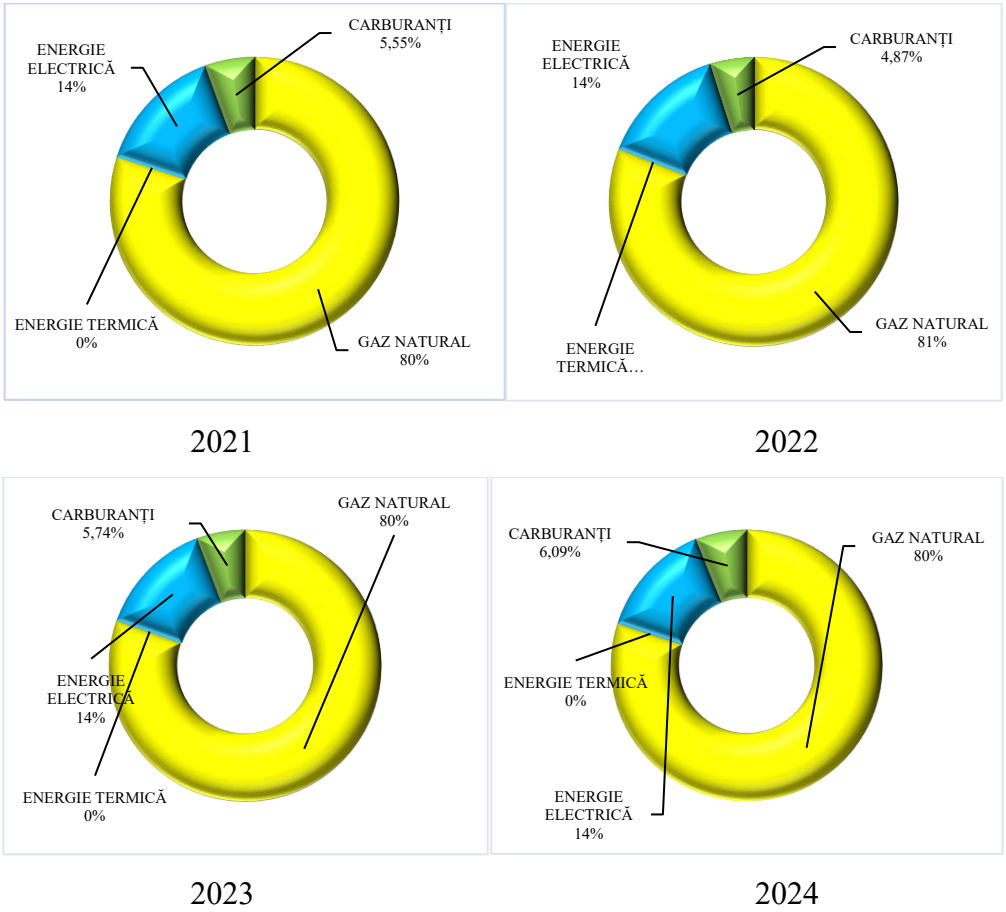


Figura 2.23 – Stuctura necesarului de energie

Pentru a realiza această analiză, se vor considera următoarele:

- Factorul de conversie al **energiei electrice** în **t.e.p.** – 0,086 t.e.p./MWh;
- Factor de conversie al **energiei electrice** în **g_{CO2}** – 611,90 g_{CO2}/MWh.

Pentru o cât mai bună evaluare a **necesarului de energie electrică** la nivelul CELCO S.A. a fost realizată o analiză a datelor de consum sub forma **intervalelor bază de decontare** (***IBD***) – puse la dispoziție de Operatorul de Distribuție, prin Furnizorul de energie.

În **Tabelul 2.2** va fi prezentată, sub formă centralizată și sintetizată, evoluția în perioada de referință 01.01.2024 - 31.12.2024, a consumului de energie electrică la nivelul întregii platforme industriale a CELCO S.A., iar în **Figura 2.24** această evoluție va fi prezentată sub formă grafică.

Pentru o dimensionare corectă a proiectului propus, a fost considerată și contribuția capacității fotovoltaice existente la acoperirea necesarului de energie electrică. Așadar, dimensionarea proiectului se va face prin raportare la necesarul de energie al anului 2024 cu luarea în considerare a producției CEF existente.

În **Figura 2.25** se va prezenta, sub formă grafică, necesarul orar de energie electrică al Beneficiarului, în perioada de referință **01.01.2024 - 31.12.2024**, cu luarea în considerare a producției CEF existente.

Tabelul 2.2 – Evoluția consumului de energie electrică în anul de referință – **2025 – an de referință 2024 + contribuția CEF existente**

Luna	Necesarul istoric de energie electrică [MWh/lună]	Producția estimată a sistemului PV existent [MWh/lună]	Necesarul rămas de energie electrică [MWh/lună]
Ianuarie	44,49	5,93	38,55
Februarie	462,95	10,37	452,57
Martie	587,80	15,78	572,02
Aprilie	529,68	19,56	510,12
Mai	441,22	27,44	413,77
Iunie	461,81	28,91	432,90
Iulie	561,01	28,72	532,29
August	468,36	26,28	442,07
Septembrie	556,80	21,70	535,10
Octombrie	571,73	16,25	555,48
Noiembrie	597,35	7,46	589,90
Decembrie	398,87	6,30	392,57
TOTAL	**5.682,05**	**214,71**	**5.467,34**

Se poate așadar observa că la nivelul **anului de referință 2024 ajustat**, CELCO S.A. a înregistrat un consum anual de energie electrică de **5.467,34 MWh/an**, respectiv **470,19 t.e.p./an**.

Amprenta convențională de mediu (*considerând un factor de emisii de 0,6119 tone CO_2 echivalent/MWh*) va fi de **3.345,47 CO_2/an**.

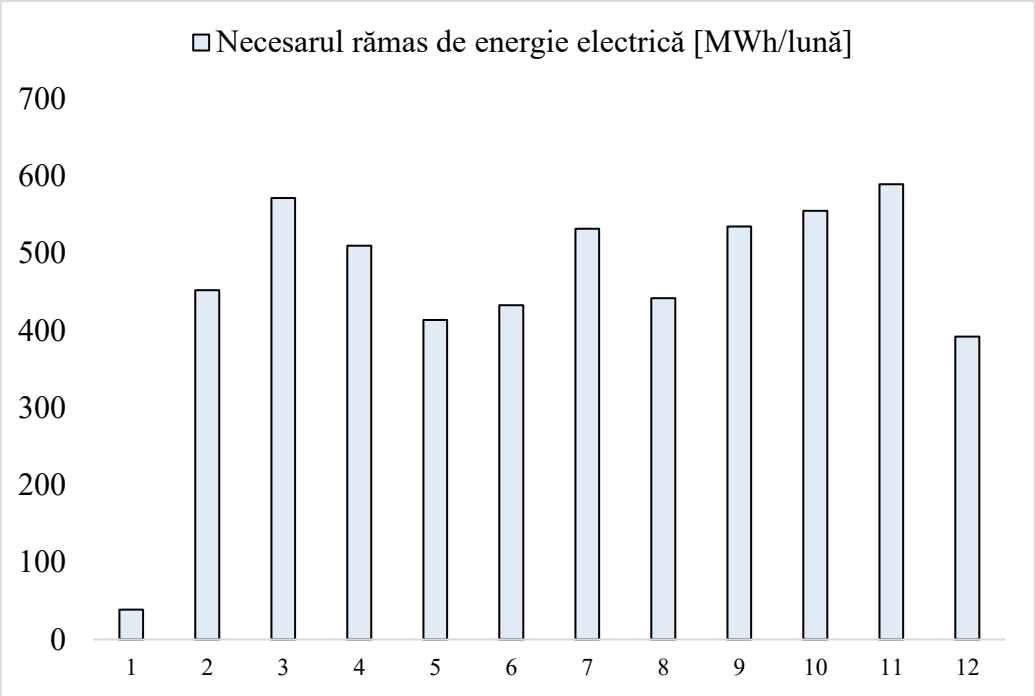


Figura 2.24 – Evoluția consumului lunar de energie electrică în anul de referință **2024 ajustat**

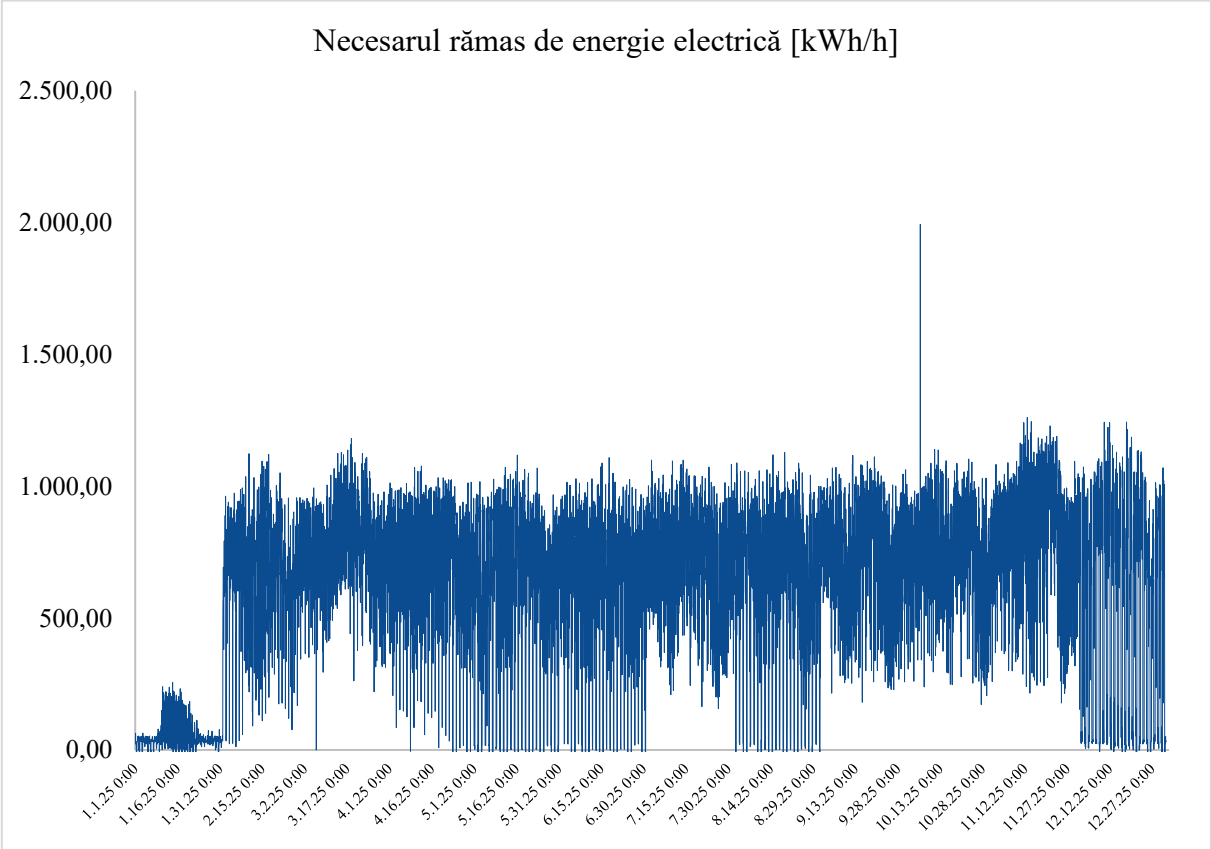


Figura 2.25 – Evoluția necesarului orar de energie electrică pe perioada de referință 01.01.2024 - 31.12.2024, ajustat

De asemenea, a fost realizată și o evlauare a **curbei medii de sarcină zilnică**, prin agregarea datelor orare de consum la nivelul anului 2024 – v. **Figura 2.26**.

Se observă așadar că valoarea minimă a necesarului orar de energie electrică mediu agregat este de **648,64 kWh/h**, iar valoarea maximă este de **671,35 kWh/h**, cu un coeficient de aplatizare a curbei de sarcină de **94,75%**.

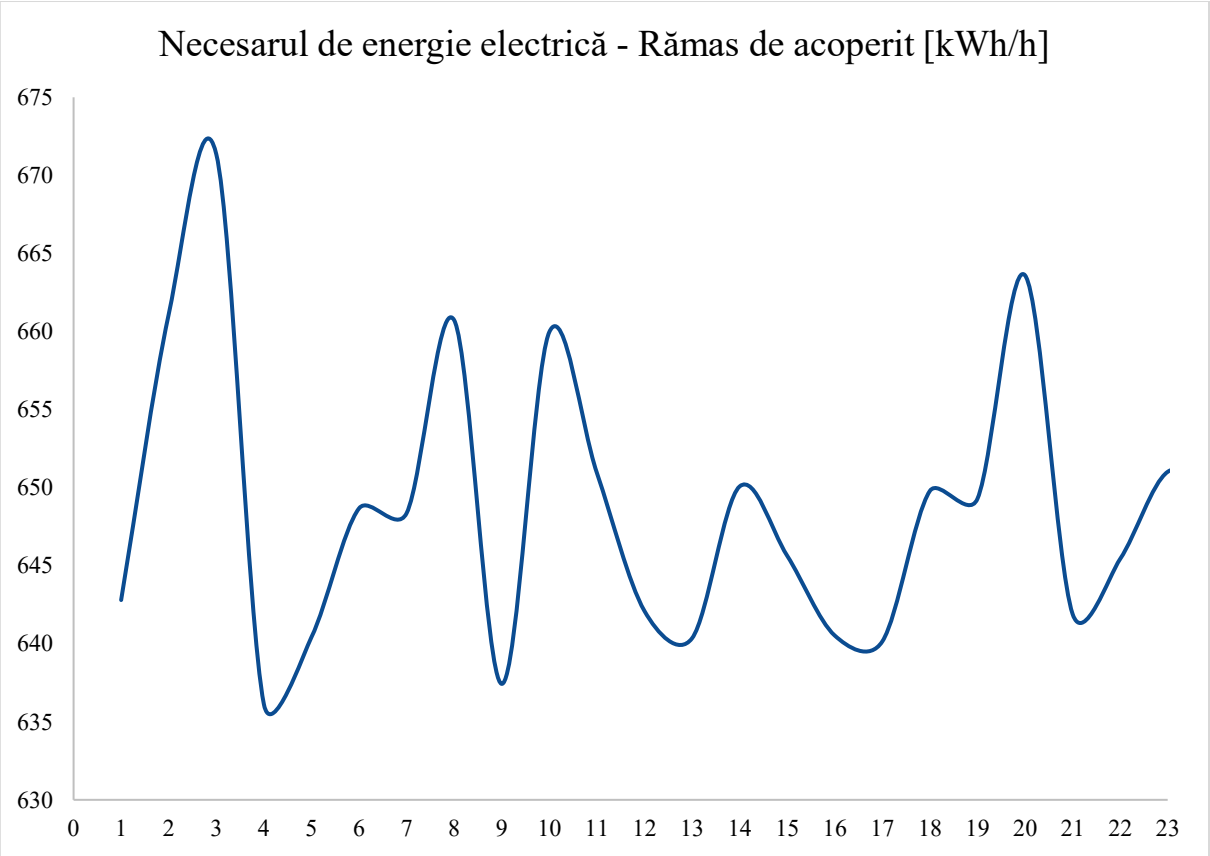


Figura 2.26 – Evoluția necesarului mediu zilnic de energie electrică pe perioada de referință 01.01.2024 - 31.12.2024, ajustat

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 ȘI 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 2.27**, **Centrala Fotovoltaică** propusă este situată în zona A, o zonă care suportă o capacitate nouă de transport a energiei de 700 MW.

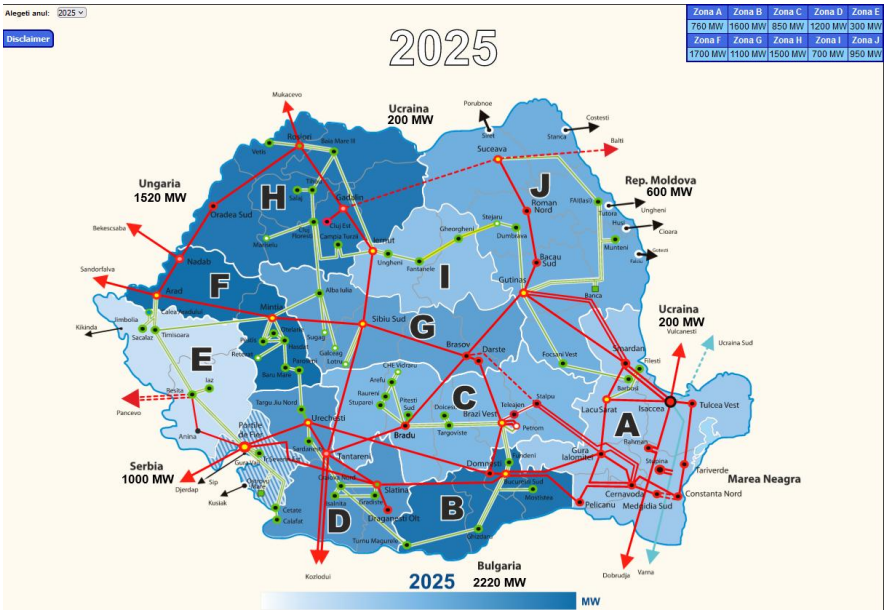


Figura 2.27 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Decembrie 2025

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 2.28**) că în perioada de analiză 11.09.2020 – 31.12.2024, 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.

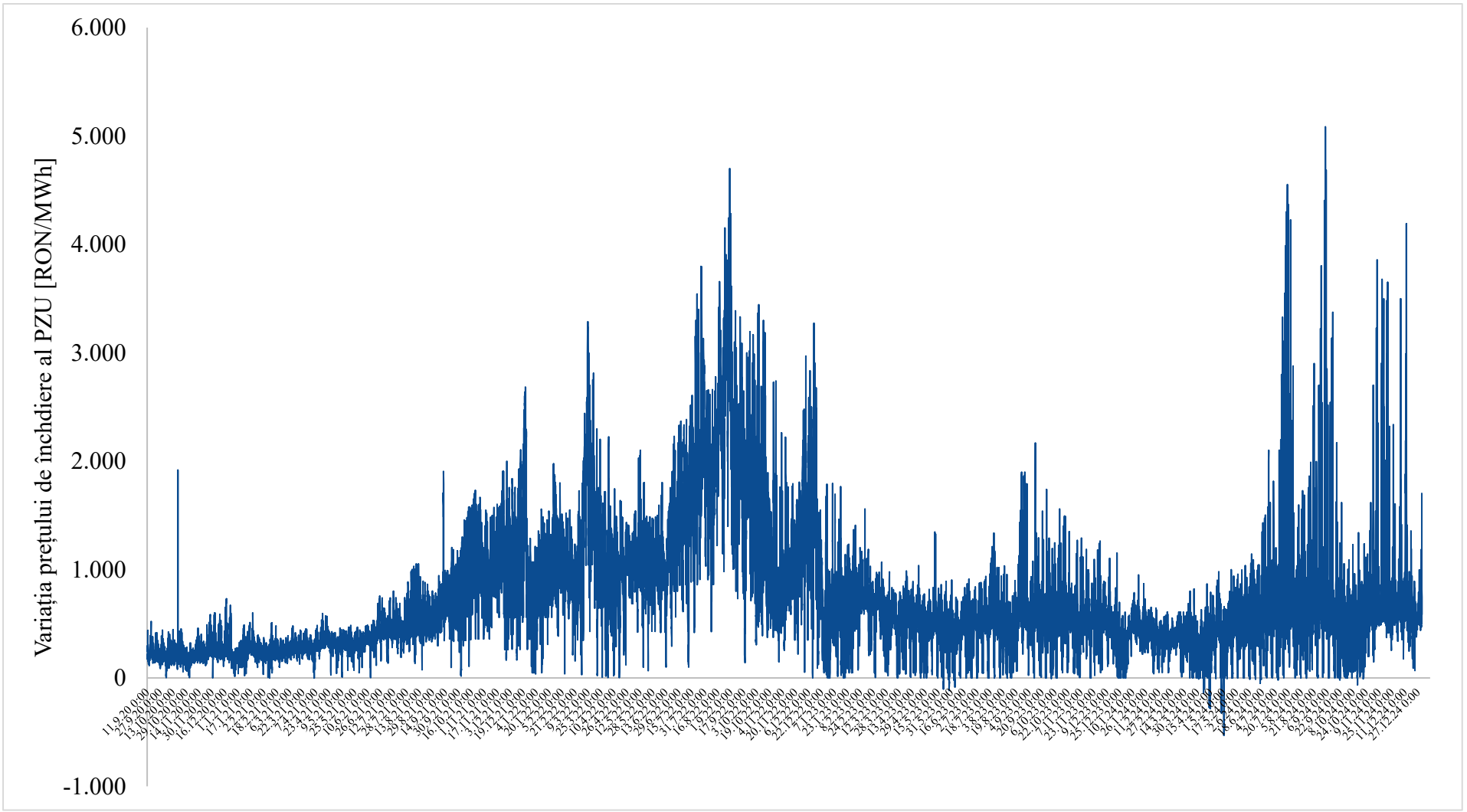


Figura 2.28 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024

Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa (a se vedea **Figura 2.29**) 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 2.30**.

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 2.3**.

Tabelul 2.3 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 01.01.2024 – 31.12.2024)

ORA	Luni	Marți	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	389,22	364,10	414,29	412,75	428,63	404,14	435,45
1:00	356,11	342,77	391,98	393,71	402,53	376,50	401,15
2:00	342,19	324,15	386,66	383,94	391,10	373,05	391,53
3:00	326,09	328,86	386,92	393,09	388,26	378,32	379,69
4:00	320,63	389,87	419,35	427,99	423,75	416,95	380,29
5:00	306,19	522,86	524,45	518,41	525,73	501,55	393,96
6:00	276,55	634,92	608,09	605,52	604,17	576,96	400,13
7:00	253,64	585,72	610,18	647,90	662,85	586,13	378,45
8:00	210,15	500,37	539,48	578,17	588,56	505,97	327,31
9:00	174,98	412,38	448,36	495,81	491,08	422,75	260,59
10:00	151,93	361,07	397,74	438,37	416,14	369,92	209,99
11:00	139,23	341,89	380,96	423,39	388,07	334,08	177,36
12:00	125,27	346,54	380,58	416,42	393,27	341,80	170,38
13:00	128,57	378,77	402,79	452,56	438,50	356,42	184,44
14:00	183,12	447,27	485,26	527,71	523,61	444,67	259,56
15:00	316,61	605,59	663,87	642,22	640,18	513,27	389,84
16:00	470,42	765,31	850,03	782,63	847,46	636,63	538,24
17:00	593,16	1.019,39	1.012,99	981,31	993,52	448,09	671,99
18:00	680,90	1.190,58	1.162,87	1.201,34	1.155,78	993,05	757,48
19:00	726,61	1.112,02	1.136,16	1.100,25	1.052,89	908,69	768,72
20:00	636,92	866,83	791,27	803,95	800,94	701,73	663,51
21:00	513,21	617,01	578,24	592,57	593,71	551,43	531,03
22:00	452,75	509,19	497,75	514,41	490,88	491,06	454,66
23:00	406,11	458,22	445,25	465,16	440,96	464,52	417,73

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

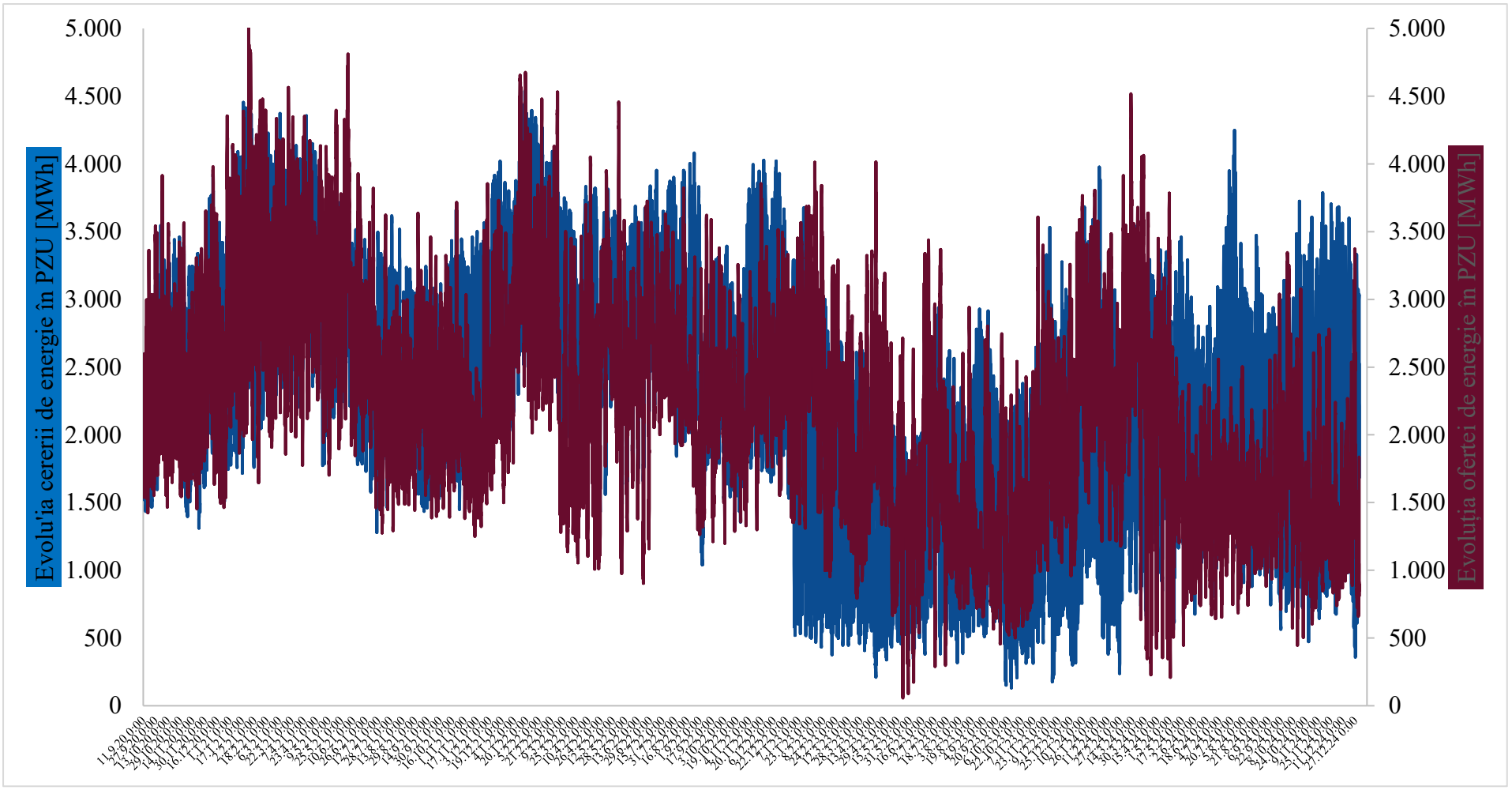


Figura 2.29 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024

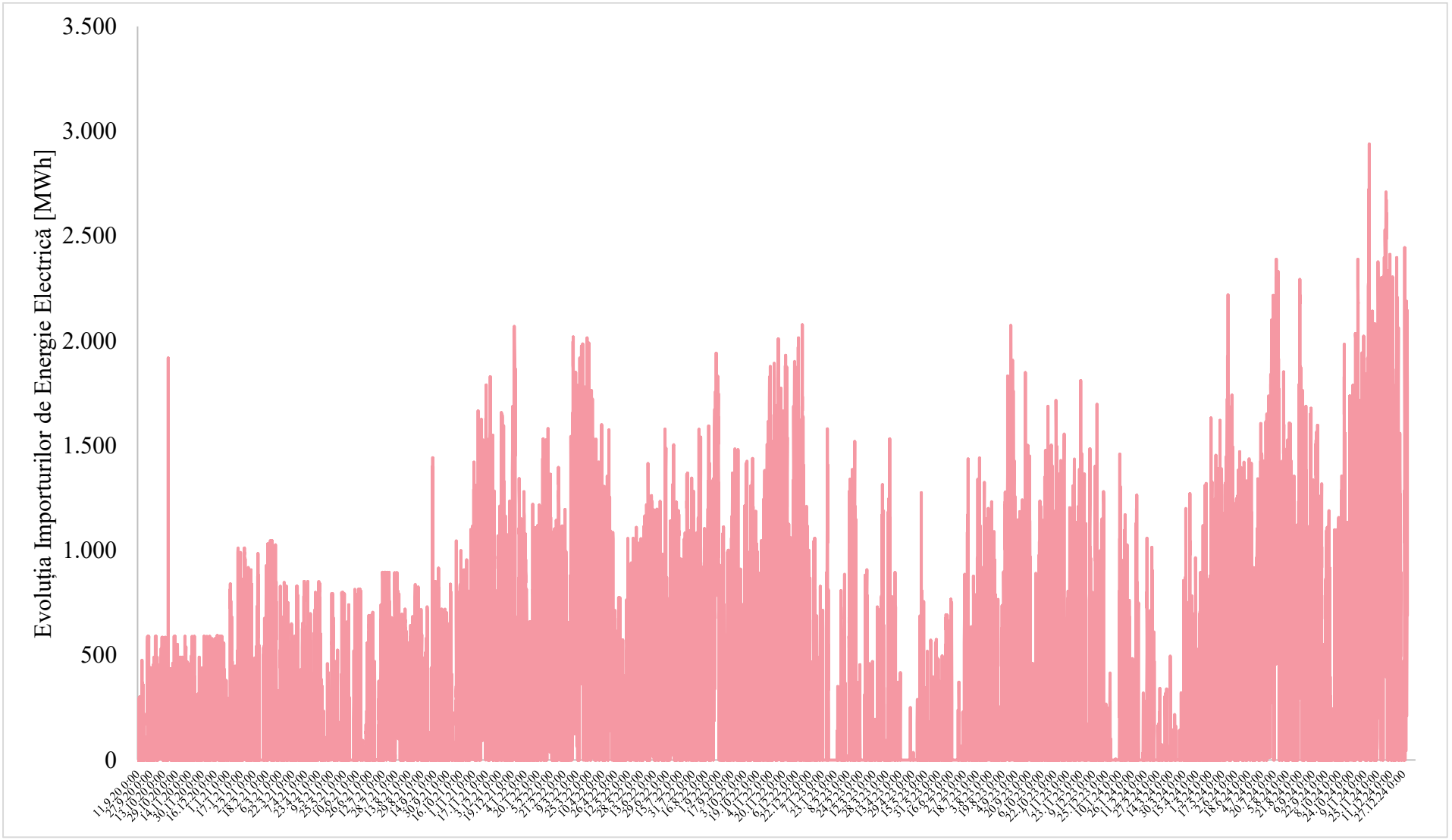


Figura 2.30 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2024

De asemenea, în urma analizei statistice a evoluției prețurilor energiei electrice în Piața pentru Ziua Următoare în ultimul an calendaristic încheiat (01.01.2024 – 31.12.2024), se poate observa (v. **Figura 2.31**) că variația acestora urmează îndeaproape variația curbei de sarcină la nivel național, fiind înregistrate prețuri medii minime de 335,27 RON/MWh în intervalele 10:00 – 12:00 (golul de zi) și prețuri medii maxime de 752,58 – 1.021,14 RON/MWh în intervalele 18:00 – 21:00 (vârful de seară).

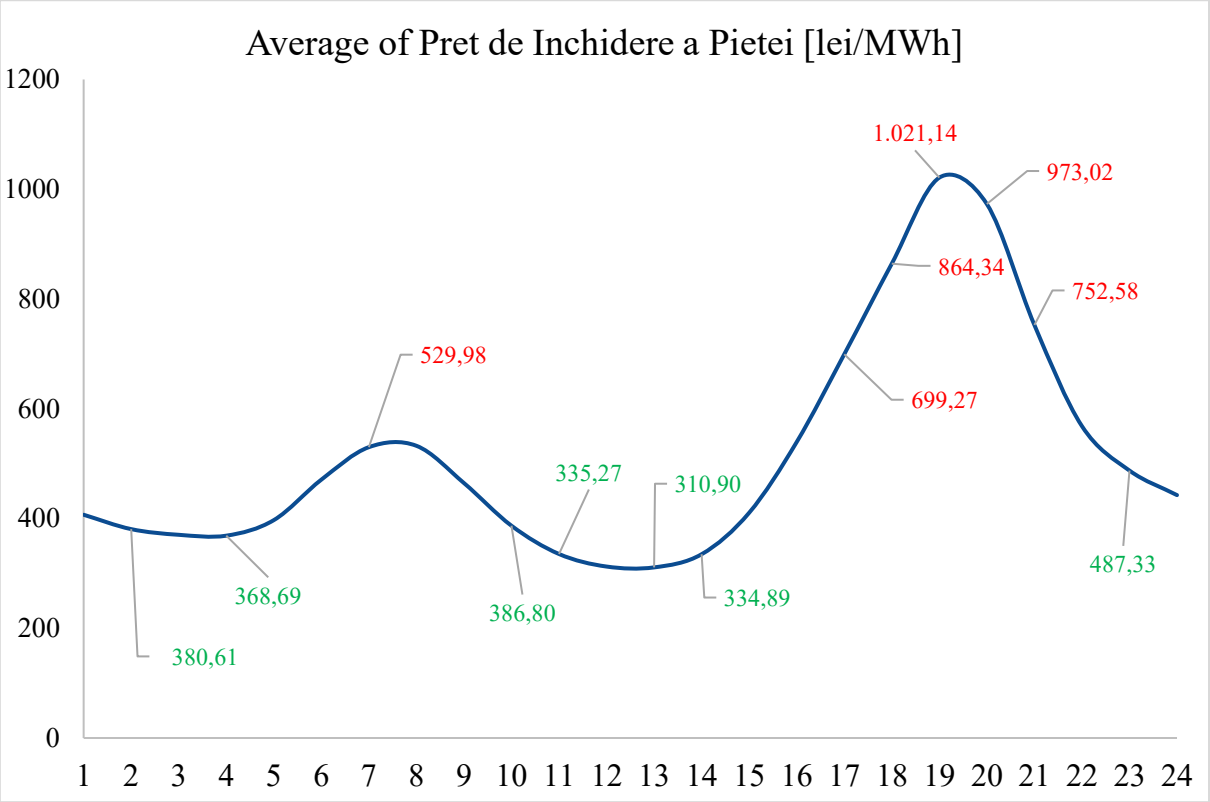


Figura 2.31 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2024 – 31.12.2024

De asemenea, se poate observa (v. **Figura 2.32**) că Piața de Echilibrare a înregistrat în perioada Ianuarie 2024 – Decembrie 2024, prețuri medii ponderate cuprinse între 1.434,88 RON/MWh și 6.367,91 RON/MWh, pe creștere și valori cuprinse între -291,85 RON/MWh și -6.562,78 RON/MWh pe scădere.

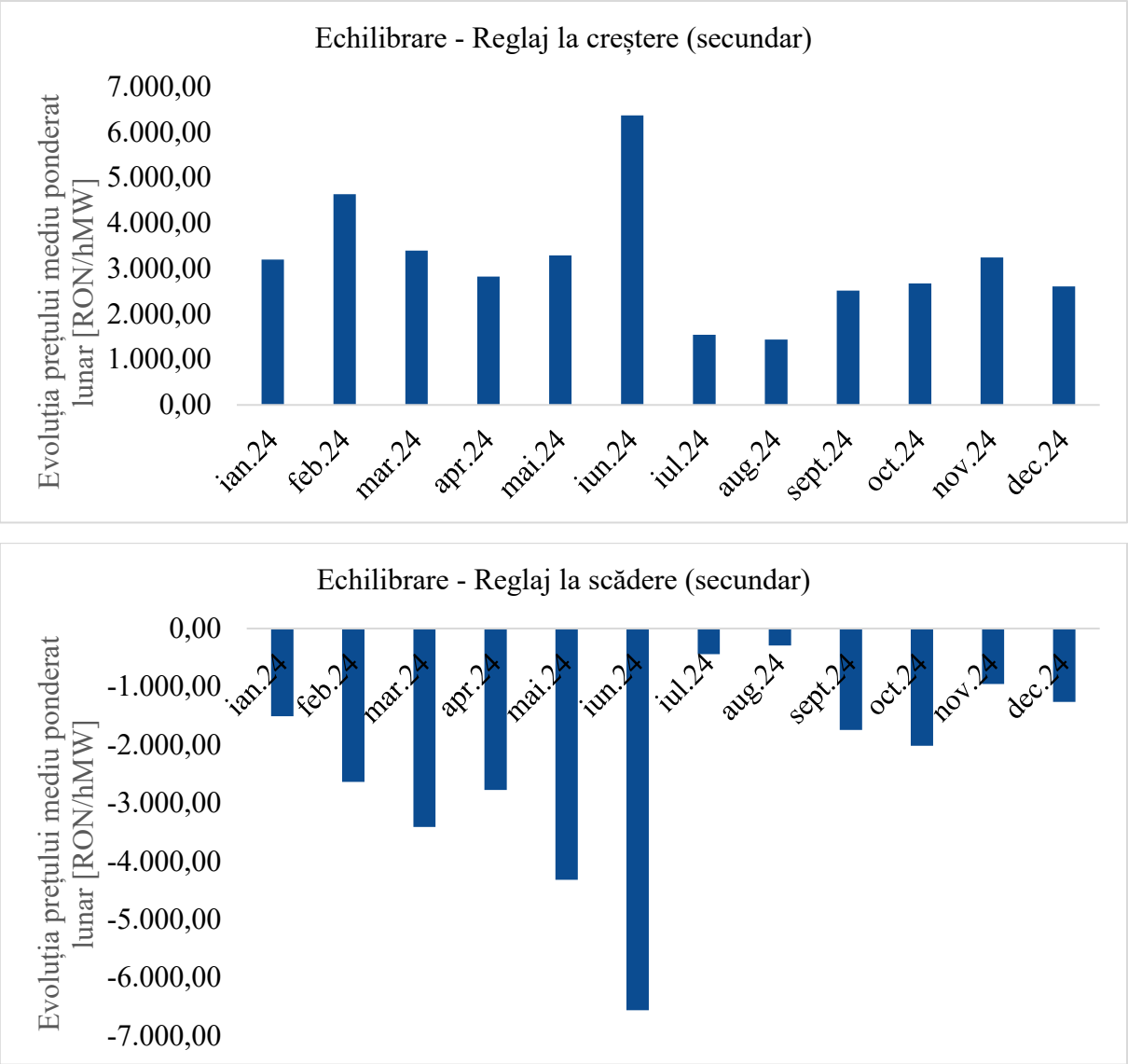


Figura 2.32 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent)

Dacă se analizează doar componenta de reglaj secundar la creștere, conform statisticilor disponibile pe site-ul Operatorului de Piață OPCOM, prețul marginal pentru acest serviciu se situează la o valoare de 3.150 RON/MWh. Conform acelorași statistici, necesarul de putere pe interval de decontare (15 minute) este situat în plaja 0 –118 MW (în decembrie 2024).

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 21%) 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**, Potrivit PNIESC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, inclusiv 57,80% în consumul de energie electrică, 29,40% în încălzire și răcire și 29,40% în transporturi (conform RED III).

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**.

Pentru a putea asigura tranziția către 100% energie regenerabilă până în anul 2050, se estimează un necesar de capacitate de stocare în baterii electrochimice de aproximativ **1.465 GWh**, din care pentru regiunea România – Bulgaria se preconizează un necesar total de capacități de stocare (în toate formele) de **72 TWh**.

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 2011[1].

Situația privind ponderea energiei regenerabile în mixtul total energetic, la nivelul anului 2023, în UE, este prezentată în **Figura 2.33Error! Reference source not found.**.

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

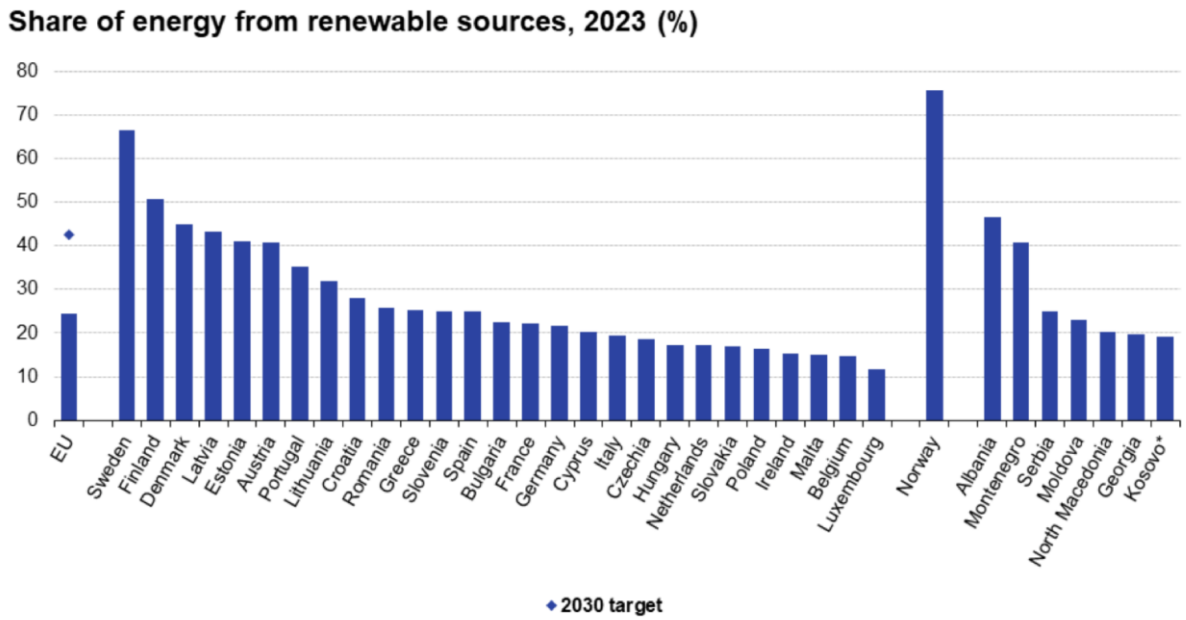


Figura 2.33 – Ponderea de energie regenerabilă în mixtul total energetic la nivelul UE [Comisia Europeană]

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.

Doar în anul 2023, la nivelul Uniunii Europene au fost instalați peste **55,9 GW** de capacități **fotovoltaice** – o creștere cu peste 40% față de anul anterior, și o dublare a pieții față de anul 2021.

Estimările arată că în anul 2025 se vor instala peste **73,8 GW** în capacități fotovoltaice, urmat de **84,2 GW** în 2026 și **93,1 GW** în 2027.

Segmentul de piață aferent proiectelor de talie mare este preconizat la a crește de la **89,6 GW** în 2023 până la **222 GW** în 2027.

În prezent, producția de energie din surse solare este dominată de doua state la nivelul European, Germania și Spania, care împreună dețin facilități de producție de peste 30% din totalul capacităților existente la nivelul Uniunii Europene.

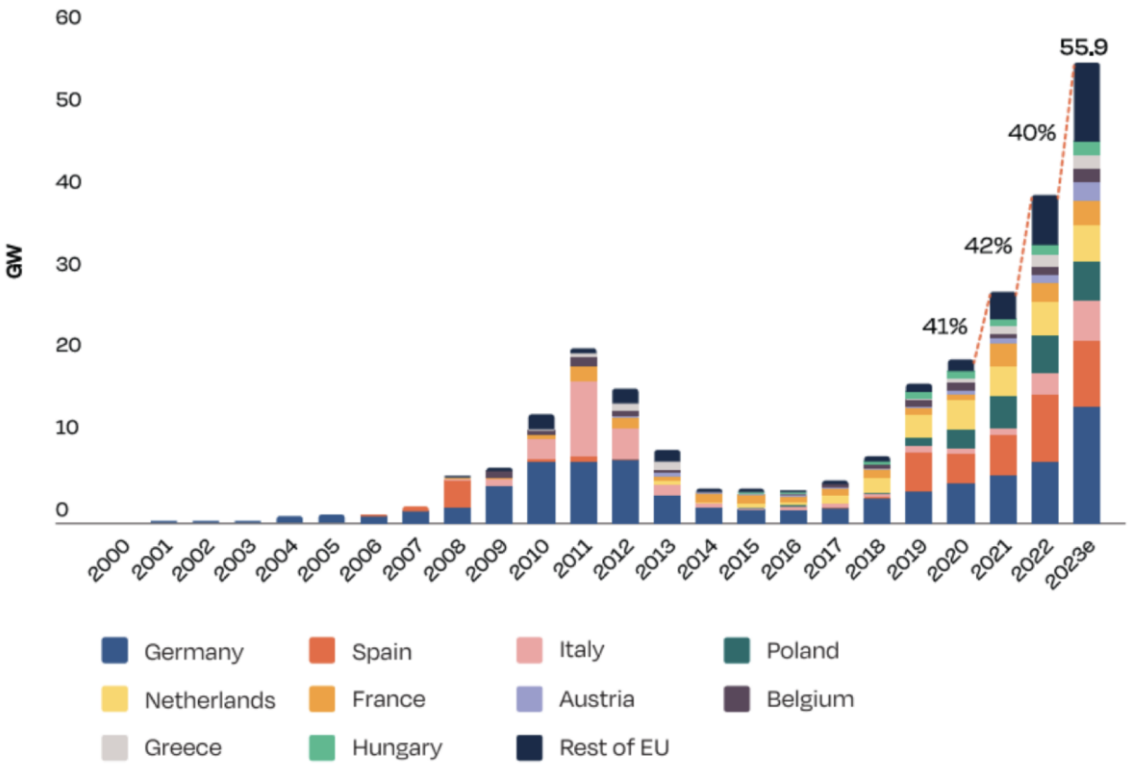


Figura 2.34 – Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE

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 1.467 W/capita, Germania cu 1.192 W/capita și Austria cu 1.013 W/ capita.

Topul este completat de state precum Spania, Estonia, Grecia și Belgia, România aflându-se la coada acestui clasament indicând o nevoie acută pentru accelerarea investițiilor în instalarea de noi capacități de producție.

La nivelul Uniunii Europene, la finalul anului 2023, puterea instalată per capita a fost de **585 W/capita**, față de **466 W/capita** în 2022.

La nivelul Uniunii, proiectele rooftop au avut o rată anuală de creștere de **54%**.



Figura 2.35 – Clasamentul Statelor Membre în ceea ce privește capacitatea instalată per capita în centrale fotovoltaice

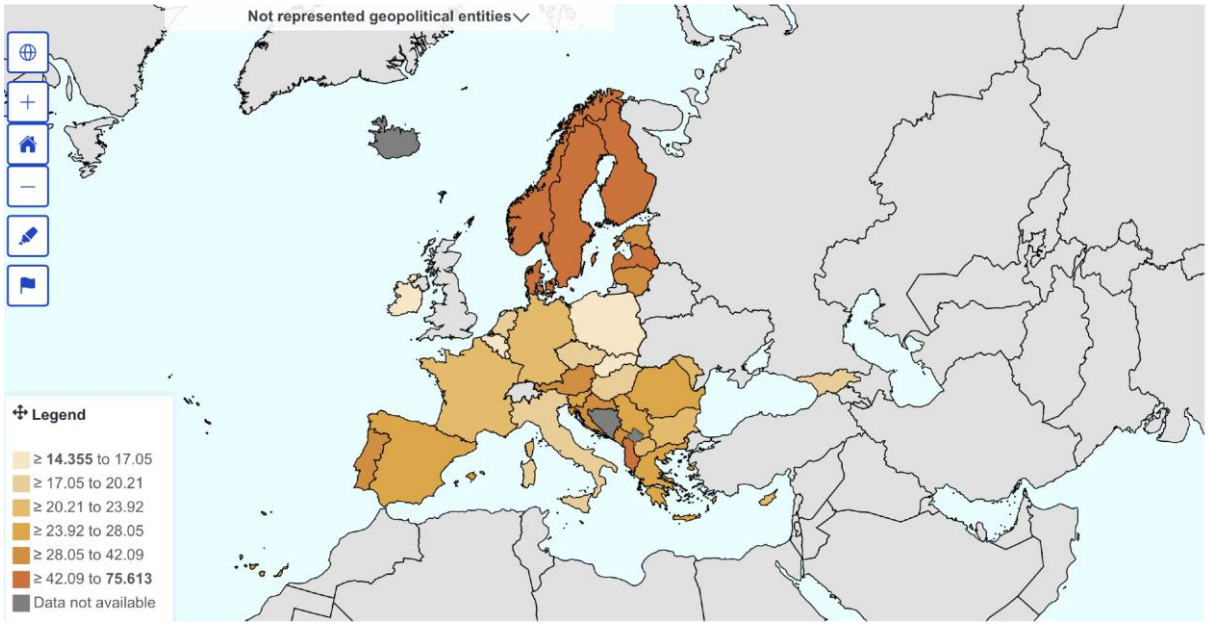


Figura 2.36 – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene

Conform prognozelor pentru perioada 2025 – 2030 este așteptat ca instalarea capacităților de producție energie din surse regenerabile să înregistreze o creștere medie anuală cu 11 – 15%/an, ceea ce va aduce noi recorduri anuale privind capacitățile de producție instalate.

Pentru anul 2025 este prognozată o creștere cu creștere a capacităților de producție reprezentând **380 GW Solar + 254 GW Eolian**, în timp ce în 2030 se estimează o creștere de capacitate de **600 GW Solar + 254 GW Eolian**. De asemenea, UE urmărește atingerea unei capacități instalate în centrale eoliene offshore de cel puțin **86-89 GW** până în 2030.

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 2024” costul mediu pentru proiecte de talie mare bazate pe surse solare a scăzut cu 10% față de anul 2020, practic având un cost similar cu cel al proiectelor de producere a energiei electrice în centrale eoliene onshore.
- 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.

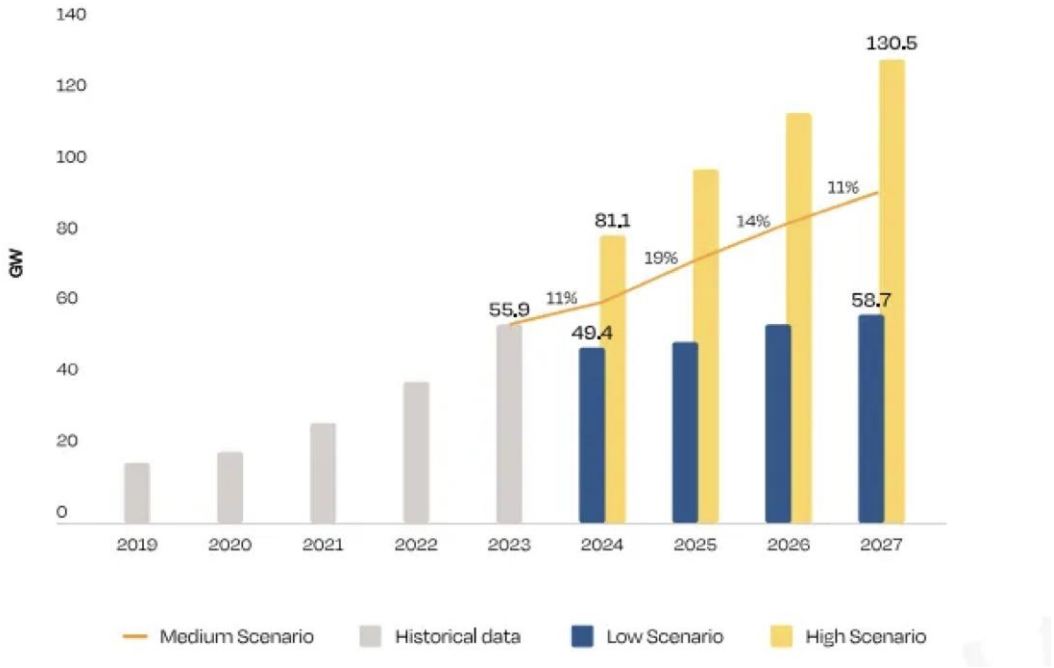


Figura 2.37 – Prognoza de creștere a capacităților instalate în surse regenerabile – energie solară

La nivel național, România se află la coada clasamentului privind facilitățile de producție energie din surse solare instalate. Astfel în anul 2025 în România există facilități de producție de energie solară reprezentând doar 2.529,15 MW.

Cel mai îngrijorător aspect este legat de faptul că în perioada 2013 – 2021 în România au fost instalate capacități de producție energie solară de doar 105 MW, înregistrându-se în

perioada 2013 – 2021 o creștere de doar 8,12% pe întreg orizontul de operare în condițiile în care media Uniunii Europene este de 11% pe același interval de analiză[2].

Cu toate acestea, s-a observat o tendință de creștere semnificativă a capacității instalate în centrale fotovoltaice, în perioada 2021 – 2025, cu **308%** în anul 2023 față de anul anterior.

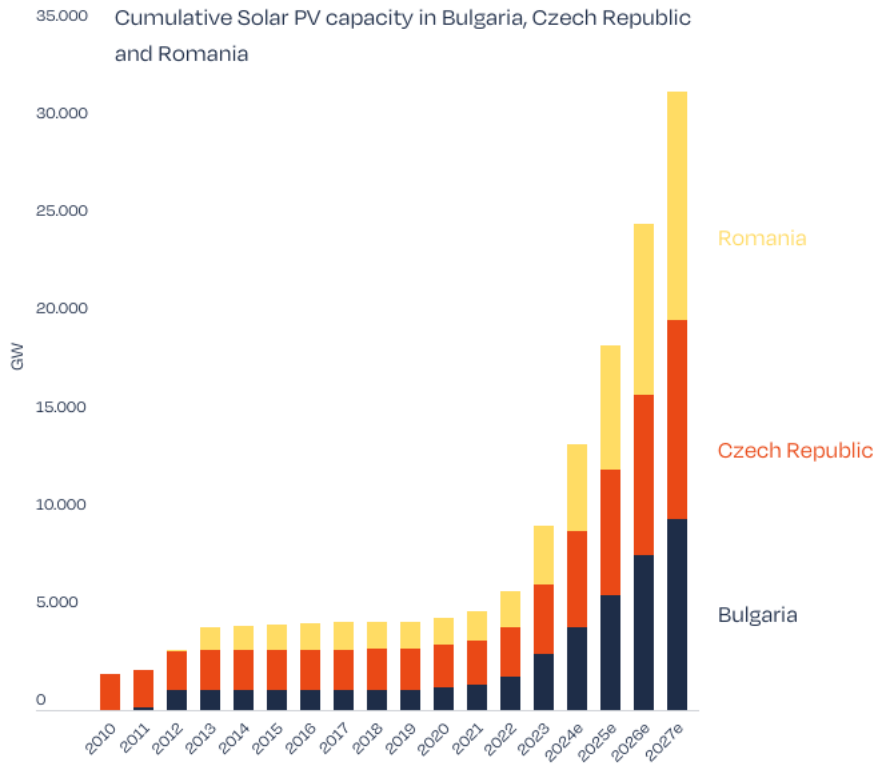


Figura 2.38 – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în România

2.4.3. Cererea și 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, în cadrul **prezentei lucrări** a fost realizată o analiză a necesarului de energie electrică, pentru perioada 01.01.2024 – 31.12.2024, pentru amplasamentul vizat de **obiectivul de investiții**, prezentată în cadrul **subcapitolului** Error! Reference source not found.

[2] https://www.irena.org/solar

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 – 2.300 kWh/m^2/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m^2/an (v. **Figura 2.39**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dogrobei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.2.032,00 kWh/m^2/an.

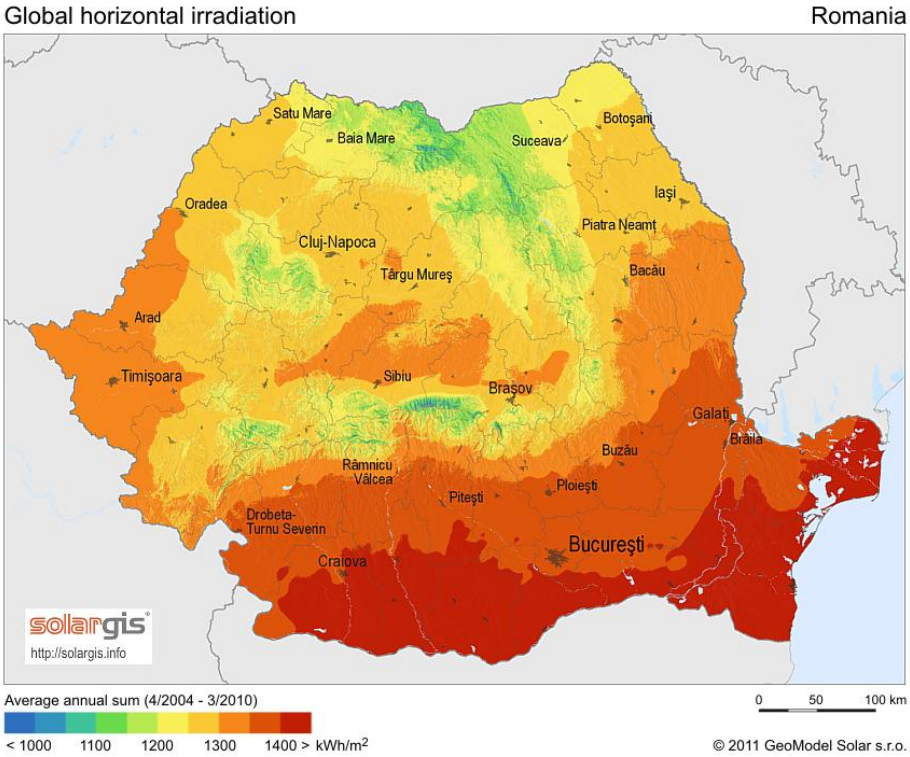


Figura 2.39 – Harta României privind Potențialul Solar

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," 2021, pct (Energiei A. I., Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021, 2021) Bibliografie, 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 prin **Fondul de Modernizare**.

2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIŢIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma **unei** centrale fotovoltaice, 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 investiţiei publice ***" CENTRALA FOTOVOLTAICA PENTRU PRODUCEREA DE ENERGIE ELECTRICA PENTRU AUTOCONSUM LA FABRICA DE BCA.."***, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unei centrale fotovoltaice de către CELCO S.A., în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică ale acestora.

Obiective specifice:

- Crearea unei centrale fotovoltaice cu putere instalată unitară de **400,52 kWp / 400,00 kW$_{AC}$**, până la data 31.12.2027;
- 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;
- 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:

- Producţia netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **38,54 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **8.468,94 MWh** într-o perioadă de **20 de**

ani;

- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **5.182,14 tone de CO_2 echivalent într-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 (totale) de: **448,09 MWh/an** în primul an de funcționare **– rată de autoconsum agregat de 86,38%/an**.
- Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **12,08%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400,52 kWp / 400,00 kWAC**.

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

3.1. IDENTIFICAREA ŞI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI 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:

- Randamentul minim 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 sunt caracterizate 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 –** Centrala fotovoltaică va fi dezvoltată având orientări multiple, folosind module PV 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW;
- **Scenariul 2 -** Centrala fotovoltaică va fi dezvoltată având orientări multiple, folosind module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză

Varianta	Echipament	Caracteristici	Valoare	Unitate de Măsurare
1.	Panouri PV	Cantitate	646	Buc.
		Putere nominală	620	Wp
		Randament minim	22,00	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m^2
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	˚C
	Invertoare	Cantitate	4	Buc.
		Putere nominală	100	kW
		Randament european minim	98,00	%
	Structură montaj	Orientare	SUD / SUD	-
		Înclinație	20 / 10	Grade
		Material	Oțel / Aluminiu	-
		Tip	Prefabricată	-
2.	Panouri PV	Cantitate	890	Buc.
		Putere nominală	450	Wp
		Randament minim	21,60	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m^2
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	˚C
	Invertoare	Cantitate	8	Buc.
		Putere nominală	50	kW
		Randament european minim	97,00	%
	Structură montaj	Orientare	SUD / SUD	-
		Înclinație	20 / 10	Grade
		Material	Oțel / Aluminiu	-
		Tip	Prefabricată	-

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). Iradianța 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 – 1.600 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 Dogrobei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.200,00 kWh/m^2/an.

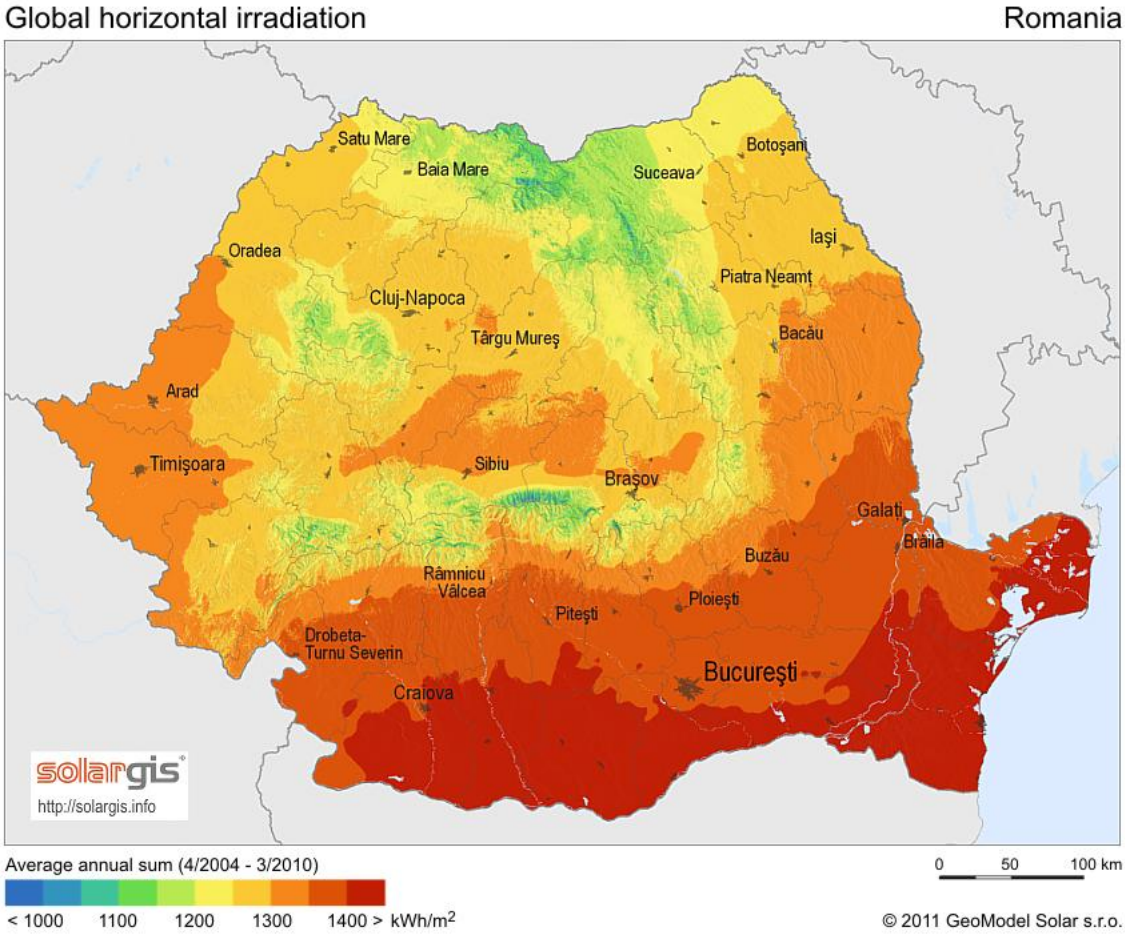


Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar

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

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

unde:

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

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

$I_m\ \left[\frac{\frac{kWh}{m2}}{zi}\right]$ – 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:

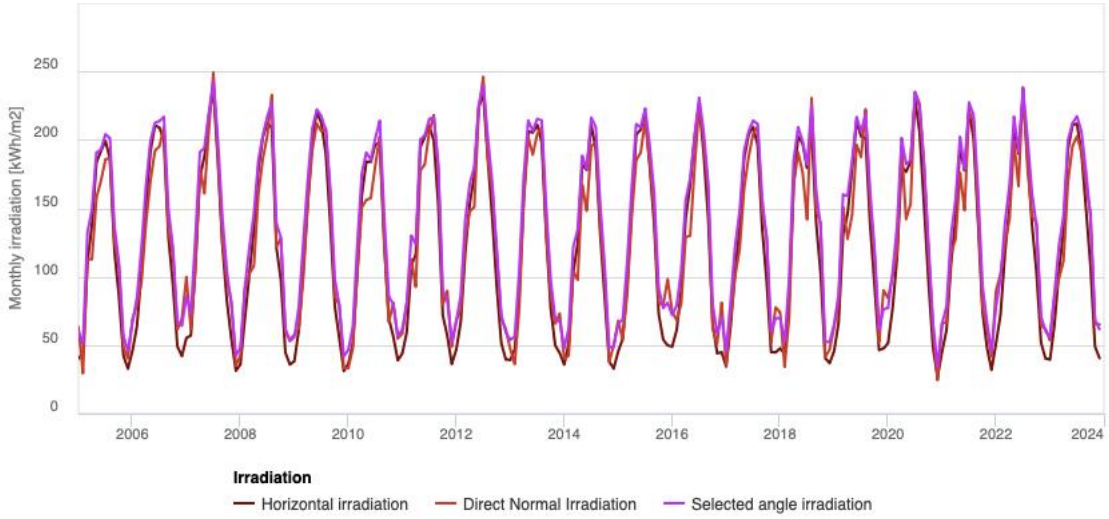
- Pierderi de invertor ($\Delta P_{invertor}$) – între 4% și 10%;
- Pierderi la nivelul celulelor fotoelectrice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (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 amplasamentele ce fac obiectul Studiului, se

va utiliza platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH.

Așa cum se poate observa în **Figura 3.2**, nivelul mediu al iradianței solare directe, la un unghiu mediu de **20 grade** (*instalare pe sol*), în anul 2023, în amplasamentul vizat are valori cuprinse între 55,83 kWh/m^2 în luna **decembrie** și 217,24 kWh/m^2 în luna **iulie**.



Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	40.22	45.77	55.31	35.81	38.29	36.4	43.89	46.66	39.16	35.86	45.41	48.92	34.52	47.69	45.64	51.45	45.3	51.32	39.46
February	44.25	63.71	57.03	69.39	61.37	51.13	59.63	67.08	46.89	51.21	54.55	61.06	64.11	43.57	66.3	76.76	61.12	72.24	65.33
March	110.6	103.03	108.68	101.91	107.5	104.51	108.35	118.01	89.21	103.21	94.56	90.03	104.59	84.57	131.56	114.17	109.53	117.65	104.17
April	137.89	151.39	172.9	134.16	155	159.49	116.18	153.56	158.28	124.27	150.65	142.67	135.82	167.59	145.72	180.87	142.74	151.49	133.66
May	183.64	191.46	187.67	178.33	201.22	184.11	194.6	173.65	206.27	182.05	203.84	167.24	186.37	202.21	178.66	176.56	194.73	209.01	193.1
June	191.78	210.57	217.89	202.15	220.45	183.93	202.23	223.92	205.32	178.08	207.41	202.26	204.17	197.44	213.8	183.91	177.7	189.97	210.89
July	199.12	209.01	236.87	212.5	212.27	196.76	210.06	233.74	210.84	210.97	217.99	225.66	209.43	179.43	202.51	229.59	221.87	231.06	211.85
August	186.49	199.86	184.92	208.63	189.8	197.6	199.57	186.68	198.25	193.43	181.41	190.46	196.24	207.6	201.36	205.88	201.08	187.55	190.51
September	118.9	129.07	123.34	121.65	138.45	124.03	152.6	143.01	130.56	131.6	138.19	143.29	135.48	140.06	138.49	151.97	140.95	137.85	150.06
October	85.84	94.43	82.29	98.07	78.48	69.71	71.85	92.64	76.74	84.87	72.94	65.85	96.98	102.73	93.41	95.59	74.39	102.99	108.12
November	42.35	48.91	54.6	44.72	54.87	56.31	56.94	51.6	49.81	38.01	54.1	44.02	45	40.59	46.42	47.87	48.04	51.94	49.07
December	32.81	42.15	31.35	35.87	31.13	38.96	36.32	39.6	44.23	32.89	49.83	44.86	44.7	36.86	47.61	26.7	31.98	40.28	40.59

Global irradiation at angle

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
January	59.62	66.28	85.7	47.99	55.87	46.57	61.46	67.5	53.92	47.86	66.12	72.05	45.19	69.82	65.2	77.09	65.68	78.1	55.83
February	51.32	84.67	73.27	92.1	78.09	63.17	81.46	86.25	56.25	62.16	68.43	79.04	82.51	52.53	87.03	103.01	78.42	98.87	87.75
March	132.33	120.74	128.48	121.45	125.99	123.29	130.01	141.68	104.27	121.6	110.72	104.22	122.72	97.98	160.16	136.79	130.72	139.62	122.72
April	149.16	165.94	191.18	145.77	171.09	175.65	123.74	168.06	173.56	134.5	164.99	155.85	147.86	184.64	158.96	201.24	156.12	166.75	144.21
May	190.73	199.07	193.97	185	208.55	190.73	200.43	180.13	214.12	188.37	211.51	171.85	192.22	209.28	184.54	182.25	202.1	216.86	199.78
June	192.93	212.45	219.84	203.28	222.22	185.43	203.26	225.71	206.6	178.77	209.12	203.8	206.3	198.86	216.57	185.19	178.58	191.2	212.16
July	204.03	213.66	242.84	217.3	217.46	201.15	215.28	239.92	215.37	216.22	222.93	230.77	214.06	181.86	206	234.84	227.21	236.78	217.24
August	201.23	216.84	199.89	227.01	206.41	213.9	216.48	202.53	214.21	209.56	196.01	205.78	211.71	225.4	218.83	223.52	218.46	201.26	205.92
September	136.78	149.3	143	139.47	164.02	142.92	181.63	168.44	150.82	153.34	161.3	168.38	157.58	163.36	162.18	180.37	163.5	161.04	177.16
October	110.31	121.6	104.02	128.35	98.33	85.43	89.87	119.62	97.39	107.51	91.82	79.86	127.79	135.91	119.89	122.99	93.33	136.77	143.27
November	56.75	66.59	78.96	62.11	78.9	80.1	83.12	72.11	69.02	48.24	77.13	58.68	60.19	52.8	61.62	66.07	66.62	71.12	68.63
December	45.63	64.27	42.49	52.94	41.77	56.7	51.81	59.33	67.66	48.76	80.95	70.44	69.77	52.07	76.4	34.4	45.34	60.23	61.69

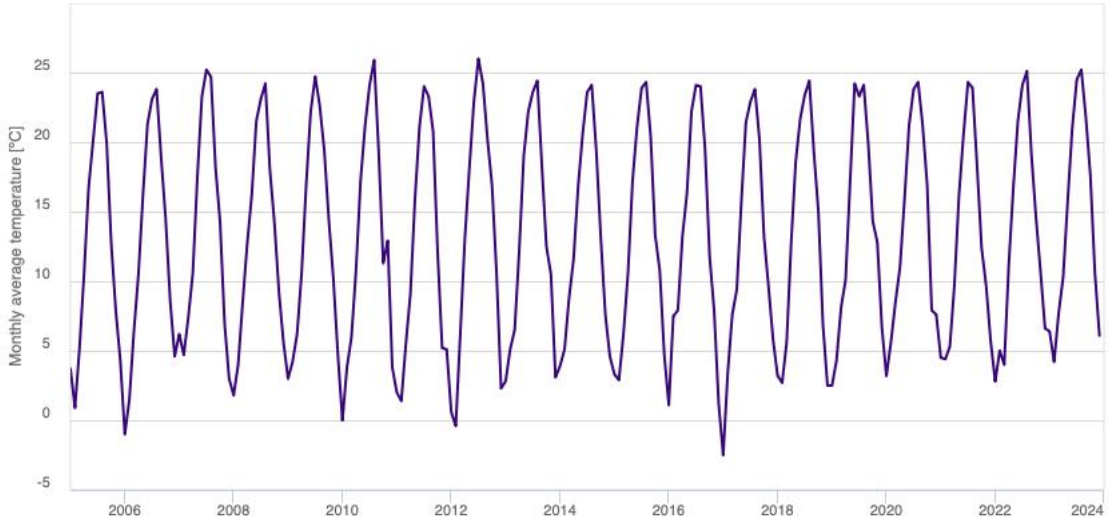
Figura 3.2 – Iradianța medie lunară

Potențialul solar disponibil în amplasamentul propus (a se vedea **Anexa 5**) este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice în cadrul unor centrale fotoelectrice iar eficiența tehnică și financiară a acestora va fi direct dependentă de randamentul real al sistemului fotovoltaic.

Întrucât eficiența tehnică și energetică a sistemelor PV dar și dimensionarea unor parametri 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 amplasamentele propuse, utilizând platforma digitală OpenWeatherMap (https://home.openweathermap.org/).

După cum se poate observa în **Figura 3.3**, în perioada 01.01.2005 – 31.12.2023 temperatura medie exterioară s-a încadrat într-o plajă de variație normală.



Monthly average temperature

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
January	3.7	-1	6.2	1.8	3	0	2	0.6	2.8	3.9	3.3	1.1	-2.5	3.2	2.5	3.2	4.5
February	0.9	1.5	4.7	4	4.2	3.8	1.4	-0.4	5.1	5.1	2.9	7.5	3.4	2.7	4.3	5.6	4.4
March	5.2	6.4	7.4	8.5	6.2	6	5.5	6.2	6.5	8.8	6.2	7.9	7.6	5.6	8.1	8.5	5.3
April	10.5	10.5	10.6	12.7	10.6	10.8	9.1	13	12.2	11.6	10.6	13.2	9.4	12.8	10.1	11	9.7
May	16.7	16.2	17.5	16.2	16.9	17.2	15.9	18.1	19	16.8	17.2	16.3	15.7	18.6	17.2	15.9	16.1
June	20.1	21.3	23.3	21.5	22.2	21.2	21.1	22.9	22.2	20.6	21.1	22.2	21.4	21.7	24.2	21.2	20.5
July	23.5	23.1	25.2	23.1	24.7	24.1	24	26	23.6	23.6	23.9	24.1	22.9	23.4	23.3	23.8	24.3
August	23.6	23.8	24.7	24.2	22.6	25.9	23.3	24.2	24.4	24.1	24.3	24	23.8	24.4	24.1	24.3	23.9
September	19.9	18.9	18.2	18	19.4	19.3	20.8	20.2	18.3	19.4	20.4	19.5	20.2	19.3	19.9	21.2	18.3
October	12.7	14.5	14.3	14.2	14.4	11.3	12.1	16.9	12.5	13.1	13.3	11.8	13.2	15	14.3	16.9	12.4
November	7.9	8.6	7	9.2	10.2	12.9	5.2	10.6	10.5	7.6	10.8	7.9	9.6	6.9	12.8	7.9	9.7
December	4.3	4.6	3	5.6	4.7	3.8	5.1	2.3	3.1	4.6	4.7	1.2	5.8	2.5	6.7	7.6	5.7

Figura 3.3 – Evoluția tempraturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020

În continuare se vor prezenta, din punct de vedere tehnic, variantele de echipare ale **Centralei Fotovoltaice propuse**.

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 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW

Dimensionarea centralei fotovoltaice propuse prin prezenta lucrare a ținut cont de două constrângeri fundamentale:

- Suprafața disponibilă pentru dezvoltarea proiectului;
- Asigurarea unei rate de auto-consum direct (din producția de energie electrică) de cel puțin 70%/an.

Scopul proiectului este acela ca **CELCO S.A.** să dobândească calitatea de utilizator activ (prosumator), coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

Capacitatea instalată pe structură de tip ***sol / acoperiș*** a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **646 module** PV (*funcție de puterea nominală a panoruilor*), fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune maximă de 2.460-2.470 x 1.130-1.140 x 30-32 mm și o greutate maximă de 34-35 kg.

Puterea modulelor PV va fi de **620 Wp**, cu un randament nominal de minimum **22%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **86,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată unitară de **100 kW** (**4 buc.**), 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 a fost obținută o ofertă bugetară bazată pe următoarele considerente:

- **Module PV**: **646 module de 620 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 6**) – a se vedea **Figura 3.4**.

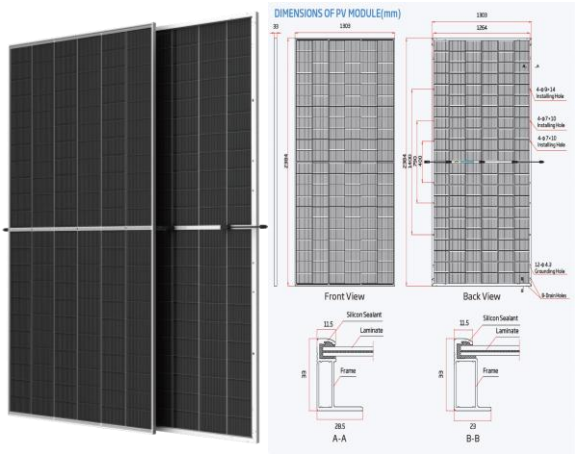


Figura 3.4 – Modul PV 620 Wp – S1

- **Invertoare solare**:
  - **4 invertoare** de **100 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară poate fi consultată în **Anexa 7**) — a se vedea **Figura 3.5**;

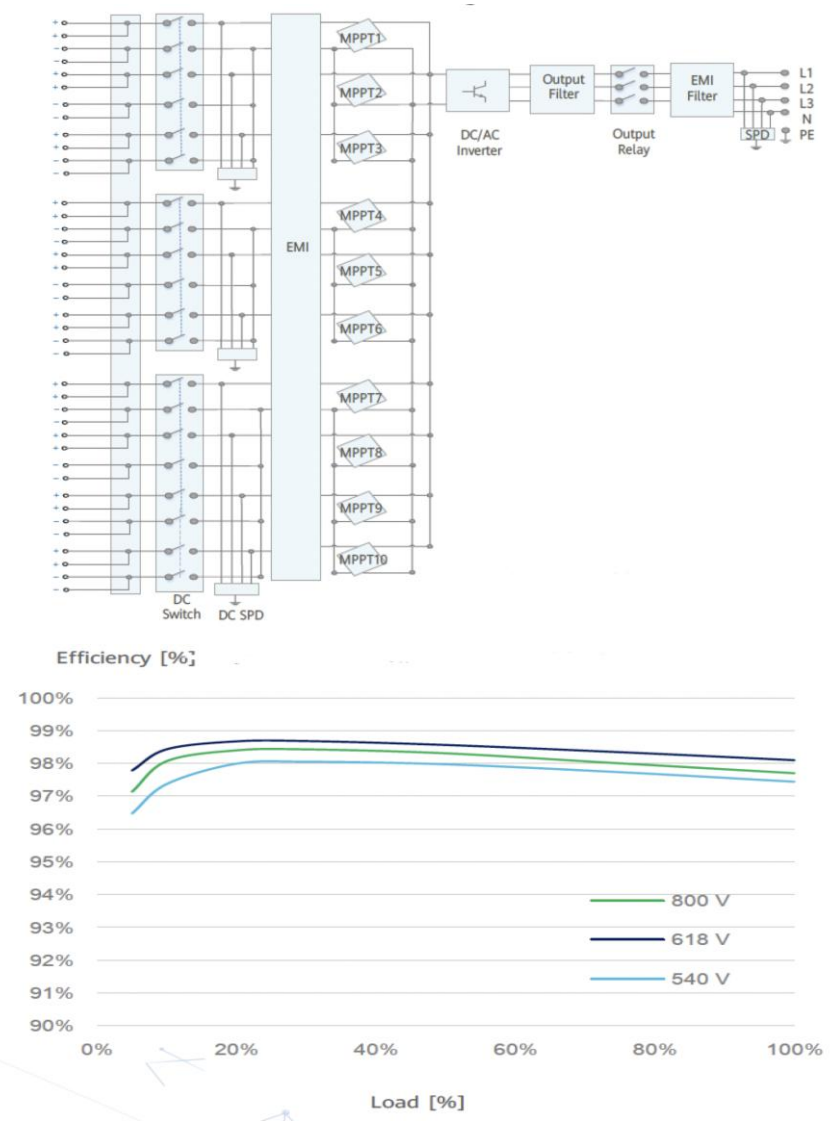


Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 100 kW

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ **0,073 MWh/an**.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertoarele se vor înlocui** în anul 11 și în anul 22, 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**).

Invertoarele alese vor respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametri energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.). Acesta va fi acreditat ANRE conform ord. 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP65 acestea se pot monta în mediul exterior, pe suporți metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice sau în spațiul tehnic în care se află tabloul electric general al Beneficiarului.

Invertoarele vor avea display cu indicatoare LED, și vor permite conectarea utilizatorului local prin Bluetooth/Wifi. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la datalogger amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.

Acest portal permite accesul la un tool online de analiză a comportamentului string-urilor de panouri care poate ajuta în atingerea unei eficiențe sporite în procesul de O&M al centralei, asigurând o mentenanță proactivă și un cost redus de operare. Prin informațiile primite portalul propune o interfață de utilizator inovatoare și funcții optimizare pentru a corespunde solicitărilor fiecărui client. Astfel, sistemul de monitorizare și comunicații este foarte bine echipat cu informații care îndeplinesc cerințele viitoarei lumi a energiei și a comunicării digitale.

Invertoarele de putere trifazate permit reglarea automată a puterii active produse în următoarele moduri:

- **Reglare automată statică a puterii active produse**. Prin intermediul interfeţei grafice de comandă se limitează permanent puterea ce poate fi livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală;
- **Reglare automată statică în trepte a puterii active produse** – buclă de reglaj deschisă. Prin intermediul modulului de intrări digitale disponibil la nivelul invertorului de putere se poate regla în trepte fixe puterea livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare X% din puterea nominală.;
- **Reglare automată dinamică a puterii active produse** – buclă de reglaj închisă. Sistemul de reglare automată dinamică a puterii active produse în buclă de reglaj închisă presupune reducerea puterii livrate în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală, astfel încât valoarea puterii activă exportată în reţeaua electrică de distribuţie să fie permanent 0 kW. Comanda în

cadrul sistemului de reglare automată dinamică a puterii active se face în timp real, prin intermediul unei reţele de comunicaţie RS485.

Suplimentar, pentru asigurarea condițiilor de **securitate în exploatare**, sistemul fotovoltaic va fi echipat cu:

- Senzorii termici încorporați în sistemele de cablu, ce detectează potențialele cedări de izolație și regimuri de suprasarcină;
- Protecție încorporată împotriva defectelor de arc **AFCI (Arc Fault Circuit Interruptor)**, ce deconectează automat circuitul la detectarea apariției unui arc electric;
- Un redresor de degradare indusă potențial de noapte (**PID – Potential Induced Degradation**) încorporat pentru a preveni degradarea performanței modulelor care poate duce la o producție redusă de energie în timp;
- Dispozitive de protecție la supratensiune înlocuibile pe teren, pentru a rezista mai bine la supratensiunile cauzate de fulgere sau alte evenimente: descarcatoare integrate și tip 2 CC, tip 2 CA;
- Comutatoare de siguranță DC integrat;
- Un sistem de monitorizare încorporată la nivel de modul cu comunicație Ethernet sau celulară pentru vizibilitate completă a sistemului.

Centrala fotovoltaică va fi dezvoltată prin instalarea atât **pe sol** cât și **pe acoperișul** clădirii din amplasament, după următoarea repartiție a puterilor:

- **Instalare la sol: 388,12 kWp**;
- **Instalare pe acoperiș: 12,40 kWp**.

Structura proiectată pentru instalarea la sol este alcătuită din profile tip U și tip C din oţel 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 direcţie transversală cât şi pe direcţie longitudinală se va lasa 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 Oțel.

Structura de montare va asigura o înălţime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice faţă de suprafaţa solului, pentru a permite o funcţionare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitaţii 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 teren. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fixare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri aşezate „landscape” (*funcție de tipul panourilor fotovoltaice, se pot amplasa și 1P – 1 panou așezat potret*). Unghiul de înclinare al structurii va fi de **20-25 de grade** (a se vedea **Figura 3.6**), fabricată din oțel. Fixarea structurii metalice se va realiza prin prinderea pe **traverse de cale ferată din beton, tip CFR** – pe care Beneficiarul le deține în prezent.

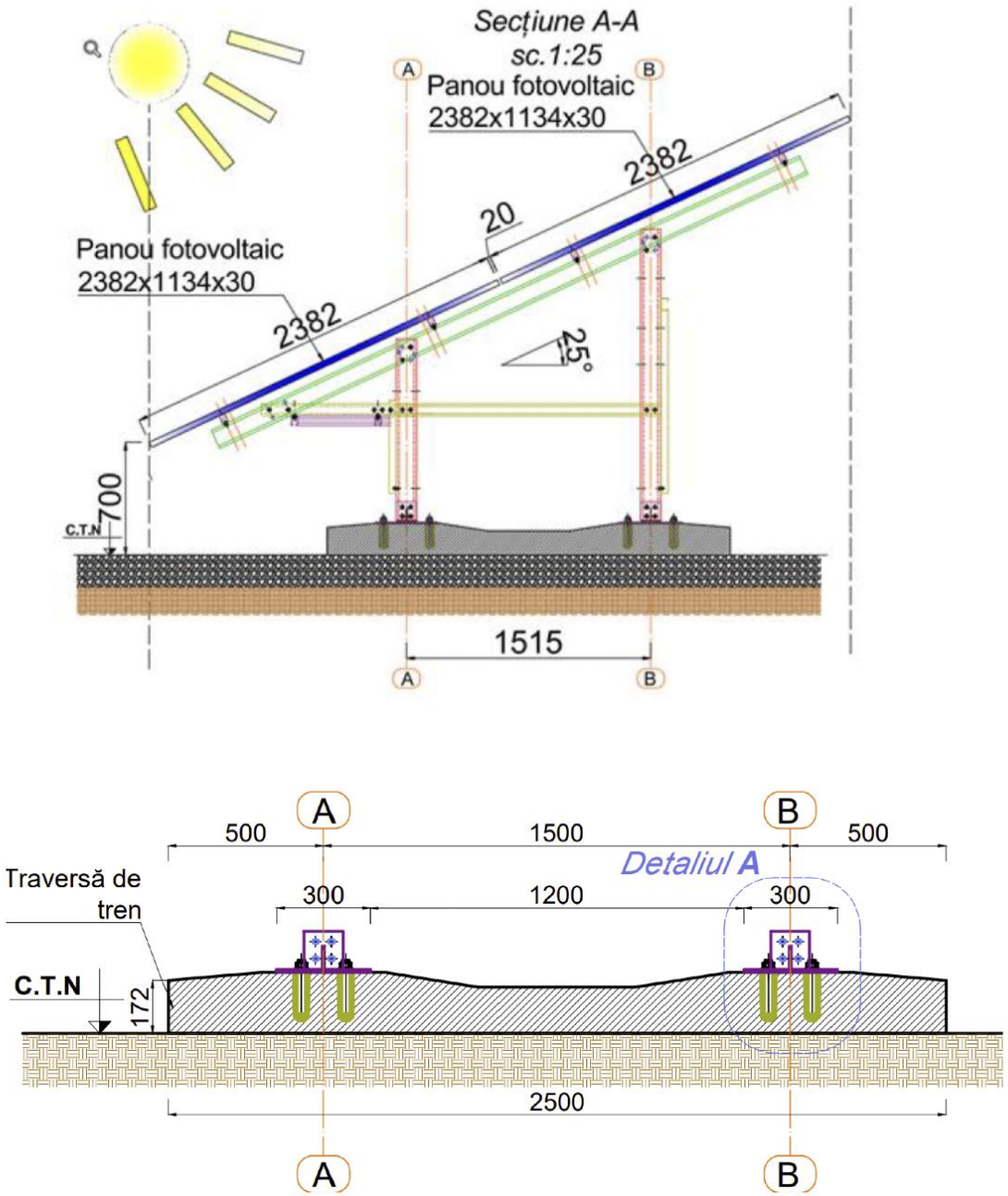


Figura 3.6 – Sistem montaj module PV – montaj SUD

Pentru sistemele dezvoltate pe acoperiș, structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața acoperișurilor.

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către structura de rezistență a clădirii. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către structura de montaj, iar de aici sunt transmise structurii de rezistență a clădirii.

Structură tip SUD: Se propune un singur tip de structură cu 1 panou așezat „landscape". Unghiul de înclinare al structurii va fi de **5-10 grade** (a se vedea **Figura 3.7**), fabricată din aluminiu, cu fixare prin balastare sau perforare.

Structura de montaj pe acoperiș va fi orientată pe direcția EST-VEST (orientare SUD a panourilor).



Figura 3.7 – Sistem montaj module PV – montaj pe acoperiș tip terasă – SUD

Furnizorul va realiza și expertiza tehnică a clădirilor pe care se instalează soluția PV propusă, pentru a se asigura că sarcinile statice adiționale se încadrează în limita maximă admisibilă a clădirii / învelitorii.

În cazul în care, în urma expertizei structurale, se determină faptul că sarcina uniform distribuită rezultată din utilizarea panourilor propuse depășește limita maxim admisibilă, se vor putea utiliza panouri cu o putere nominală mai mică / greutate mai mică, diferența de capacitate instalată fiind compensată prin creșterea numărului de panouri fotovoltaice instalate la sol.

În cazul în care, în urma expertizei structurale, se determină faptul că acoperișul / clădirea propuse NU pot suporta instalarea de panouri fotovoltaice în condiții de siguranță, se va instala la sol a diferența de putere, astfel încât ***puterea totală instalată*** *să fie de minimum* ***400,52 kWp****.*

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 4 – 6 mm^2 rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate şi canale de cabluri speciale pentru protecţia de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni 4 x 50 + 25 mm^2 / 4 x 70 + 35 mm^2 / 4 x 120 + 70 mm^2 de cupru.

Cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundaţie sau platformă cât şi de drumul de exploatare intern.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie şi secundarele transformatoarelor de curent cât şi între aparatul de măsură-contor electronic de energie si reteaua electrică (informatia de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm2. Transferul de date dintre dispozitivul de comandă şi control, şi aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0,5mm^2 (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Livrarea materialelor in site se va face însoţită de un document de calitate şi de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice prin legatura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătății coeficientul prizei.

Racordul la **rețeaua electrică existentă** se va realiza prin intermediul unui **Post de Transformare** de **20/0,4 kV**, cu o putere nominală de **630 kVA** – denumite **PT-CEF** (*Post de transformare al Centralei Electrice Fotovoltaice*).

Această soluție va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrica de distribuție.

De asemenea, această soluție va permite și **monitorizarea distinctă** a **obiectivului de investiții**, asigurându-i astfel caracterul de **proiect unic**.

Pentru circuitele de **curent alternativ de medie tensiune** ce vor asigura legătura dintre **postul de transformare CEF 0,4/20 kV** şi rețeaua electrică de distribuție, cablurile se vor poza în pământ în profile tip și pe estacadele existente în amplasament. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundaţie sau platformă cât şi de drumul de exploatare intern.

În cazul în care în faza de Studiu de Soluție sau de Elaborare Proiect Tehnic de Execuție va rezulta o altă soluție tehnică (de exemplu un punct de conexiune nou/stație de 20 kV), soluția tehnică va fi modificată în consecință.

Toată producţia centralei va fi centralizată în posturile de transformare și în tablourile electrice dedicate şi apoi transmisă către reţeaua de distribuţie locală.

Soluția tehnică finală se va detalia la faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

Detalierea soluției tehnice de racordare a centralei fotovoltaice la rețeaua electrică a Beneficiarului și de distribuție locală se va detalia la faza A.T.R (aviz tehnic de racordare), cu acordul operatorului local de distribuție.

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 se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), 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.

Instalația Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziţie a datelor, monitorizarea electrică şi monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiaţie solară în plan orizontal, radiaţie solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcţie a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Sistemul PV 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 (a se vedea, pentru exemplificare, **Anexa 8**).

Acest sistem de monitorizare va fi integrat cu sistemul existent de monitorizare, permițând astfel evaluarea, în timp real, a întregului contur energetic dar și a conturului de proiect.

Se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanţei corespunzătoare şi în cazul unei defecţiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centralele fotovoltaice în sistem fix, au 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 31 m/s (111,6 km/h), conform NTE 003/04/00 –„Normativ pentru construcţia liniilor aeriene de energie electrică, cu tensiuni peste 1000V", ceea ce poate reprezenta o problemă pentru sistemele cu orientare.

Accesul utilajelor în incinte 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 și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție si zonele de siguranța conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat si 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 capacitaților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui sa 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 sa 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 99,30% 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 rezistenta de dispersie a acesteia sa fie de Rp<1Ω. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanta a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Parcul de panouri fotovoltaice va fi protejata împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o raza de protecție de cel puțin 70 m.

Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol și pe clădire.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate şi depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de **400,52 kWp / 400,00 kW$_{AC}$.** Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre:

- **Instalare la sol: SUD**, la o înclinație față de orizontală de **20-25º**.
- **Instalare pe acoperiș: SUD** la o înclinație față de orizontală de **5-10º**.

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, solutia urmand a se detalia in Proiectul Tehnic.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția SUD, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **7,06 MWh/an.**

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Orice alte lucrări necesare pentru dezvoltarea obiectivului de investiții, săpături teren / beton, lucrări ascunse (îngropat LEC), înlocuiri de echipamente electrice (tablouri de distribuție, întreruptoare, transformatoare de putere etc.) etc. vor intra în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de instalare / montaj propriu zis.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate şi depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Oferta tehnico-economică detaliată (bugetară) poate fi consultată în **Anexa 9**.

3.1.4. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW

Dimensionarea centralei fotovoltaice propuse prin prezenta lucrare a ținut cont de două constrângeri fundamentale:

- Suprafața disponibilă pentru dezvoltarea proiectului;
- Asigurarea unei rate de auto-consum direct (din producția de energie electrică) de cel puțin 70%/an.

Scopul proiectului este acela ca **CELCO S.A.** să dobândească calitatea de utilizator activ (prosumator), coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

Capacitatea instalată pe structură de tip ***sol / acoperiș*** a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **890 module** PV (*funcție de puterea nominală a panoruilor și de dispunerea pe structura tip carport*), fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 88 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune maximă de 1.728 – 1.730 x 1.205-1.210 x 30-32 mm și o greutate maximă de 23-24 kg.

Puterea modulelor PV va fi de **450 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,60%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **85,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere nominală de **50 kW (8 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **97,00% STC.**

În acest sens, pentru analiza tehnico-economică a fost obținută o ofertă bugetară bazată pe următoarele considerente:

- **Module PV**: **890 module de 450 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 10**) – a se vedea **Figura 3.8**.

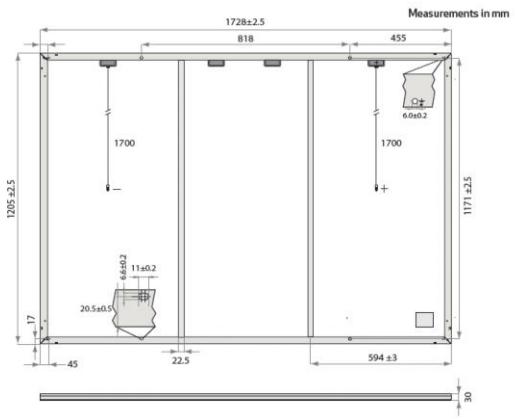


Figura 3.8 – Modul PV 450 Wp – S2

- **Invertoare solare**:
  - **8 invertoare** de **50 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară poate fi consultată în **Anexa 11**) – a se vedea **Figura 3.9**;



Figura 3.9 – Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 50 kW

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ **0,12 MWh/an**.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, **invertoarele se vor înlocui** în anul 11 și în anul 22, 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**).

Invertoarele alese vor respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametri energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.). Acesta va fi acreditat ANRE conform ord. 208/14.12.2018.

Având gradul de protecție IP65 acestea se pot monta în mediul exterior, pe suporți metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice sau în spațiul tehnic în care se află tabloul electric general al Beneficiarului.

Invertoarele vor avea display cu indicatoare LED, și vor permite conectarea utilizatorului local prin Bluetooth/Wifi. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la datalogger amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului.

Acest portal permite accesul la un tool online de analiză a comportamentului string-urilor de panouri care poate ajuta în atingerea unei eficiențe sporite în procesul de O&M al

centralei, asigurând o mentenanță proactivă și un cost redus de operare. Prin informațiile primite portalul propune o interfață de utilizator inovatoare și funcții optimizare pentru a corespunde solicitărilor fiecărui client. Astfel, sistemul de monitorizare și comunicații este foarte bine echipat cu informații care îndeplinesc cerințele viitoarei lumi a energiei și a comunicării digitale.

Invertoarele de putere trifazate permit reglarea automată a puterii active produse în următoarele moduri:

- **Reglare automată statică a puterii active produse**. Prin intermediul interfeţei grafice de comandă se limitează permanent puterea ce poate fi livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală;
- **Reglare automată statică în trepte a puterii active produse** – buclă de reglaj deschisă. Prin intermediul modulului de intrări digitale disponibil la nivelul invertorului de putere se poate regla în trepte fixe puterea livrată în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare X% din puterea nominală.;
- **Reglare automată dinamică a puterii active produse** – buclă de reglaj închisă. Sistemul de reglare automată dinamică a puterii active produse în buclă de reglaj închisă presupune reducerea puterii livrate în secundarul invertorului de putere trifazat la o valoare de X% din puterea nominală, astfel încât valoarea puterii activă exportată în reţeaua electrică de distribuţie să fie permanent 0 kW. Comanda în cadrul sistemului de reglare automată dinamică a puterii active se face în timp real, prin intermediul unei reţele de comunicaţie RS485.

Suplimentar, pentru asigurarea condițiilor de **securitate în exploatare**, sistemul fotovoltaic va fi echipat cu:

- Senzorii termici încorporați în sistemele de cablu, ce detectează potențialele cedări de izolație și regimuri de suprasarcină;
- Protecție încorporată împotriva defectelor de arc **AFCI (Arc Fault Circuit Interruptor)**, ce deconectează automat circuitul la detectarea apariției unui arc electric;
- Un redresor de degradare indusă potențial de noapte (**PID** – **Potential Induced Degradation**) încorporat pentru a preveni degradarea performanței modulelor care poate duce la o producție redusă de energie în timp;
- Dispozitive de protecție la supratensiune înlocuibile pe teren, pentru a rezista mai bine la supratensiunile cauzate de fulgere sau alte evenimente: descarcatoare integrate și tip 2 CC, tip 2 CA;

- Comutatoare de siguranță DC integrat;
- Un sistem de monitorizare încorporată la nivel de modul cu comunicație Ethernet sau celulară pentru vizibilitate completă a sistemului.

Centrala fotovoltaică va fi dezvoltată prin instalarea atât **pe sol** cât și **pe acoperișul** clădirii din amplasament, după următoarea repartiție a puterilor:

- **Instalare la sol: 387,90 kWp**;
- **Instalare pe acoperiș: 12,60 kWp**.

Structura proiectată pentru instalarea la sol este alcătuită din profile tip U și tip C din oţel 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 direcţie transversală cât şi pe direcţie longitudinală se va lasa 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 Oțel.

Structura de montare va asigura o înălţime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice faţă de suprafaţa solului, pentru a permite o funcţionare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitaţii 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 teren. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fixare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri aşezate „landscape” (*funcție de tipul panourilor fotovoltaice, se pot amplasa și 1P – 1 panou așezat potret*). Unghiul de înclinare al structurii va fi de **20-25 de grade** (a se vedea **Figura 3.6**), fabricată din oțel. Fixarea structurii metalice se va realiza prin prinderea pe **traverse de cale ferată din beton, tip CFR** – pe care Beneficiarul le deține în prezent.

Pentru sistemele dezvoltate pe acoperiș, structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața acoperișurilor.

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către structura de rezistență a clădirii. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către structura de montaj, iar de aici sunt transmise structurii de rezistență a clădirii.

Structură tip SUD: Se propune un singur tip de structură cu 1 panou așezat „landscape”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de **5-10 grade** (a se vedea **Figura 3.7**), fabricată din aluminiu, cu fixare prin balastare sau perforare.

Structura de montaj pe acoperiș va fi orientată pe direcția EST-VEST (orientare SUD a panourilor).

Furnizorul va realiza și expertiza tehnică a clădirilor pe care se instalează soluția PV propusă, pentru a se asigura că sarcinile statice adiționale se încadrează în limita maximă admisibilă a clădirii / învelitorii.

În cazul în care, în urma expertizei structurale, se determină faptul că sarcina uniform distribuită rezultată din utilizarea panourilor propuse depășește limita maxim admisibilă, se vor putea utiliza panouri cu o putere nominală mai mică / greutate mai mică, diferența de capacitate instalată fiind compensată prin creșterea numărului de panouri fotovoltaice instalate la sol.

În cazul în care, în urma expertizei structurale, se determină faptul că acoperișul / clădirea propuse NU pot suporta instalarea de panouri fotovoltaice în condiții de siguranță, se va instala la sol a diferența de putere, astfel încât ***puterea totală instalată*** *să fie de minimum* ***400,50 kWp****.*

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 4 – 6 mm^2 rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate şi canale de cabluri speciale pentru protecţia de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni 4 x 50 + 25 mm^2 / 4 x 70 + 35 mm^2 / 4 x 120 + 70 mm^2 de cupru.

Cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundaţie sau platformă cât şi de drumul de exploatare intern.

Pentru **circuitele de comunicații** se propun cabluri de tip ethernet, STP. Conexiunile între aparatul de măsură-contor electronic de energie şi secundarele transformatoarelor de curent cât şi între aparatul de măsură-contor electronic de energie si reteaua electrică (informatia de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm2. Transferul de date dintre dispozitivul de comandă şi control, şi aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0,5mm^2 (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

Livrarea materialelor in site se va face însoţită de un document de calitate şi de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza

de pământ generală a centralei fotovoltaice prin legatura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătății coeficientul prizei.

Racordul la **rețeaua electrică existentă** se va realiza prin intermediul unui **Post de Transformare** de **20/0,4 kV**, cu o putere nominală de **630 kVA** – denumite **PT-CEF** (*Post de transformare al Centralei Electrice Fotovoltaice*).

Această soluție va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrica de distribuție.

De asemenea, această soluție va permite și **monitorizarea distinctă** a **obiectivului de investiții**, asigurându-i astfel caracterul de **proiect unic**.

Pentru circuitele de **curent alternativ de medie tensiune** ce vor asigura legătura dintre **postul de transformare CEF 0,4/20 kV** şi rețeaua electrică de distribuție, cablurile se vor poza în pământ în profile tip și pe estacadele existente în amplasament. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundaţie sau platformă cât şi de drumul de exploatare intern.

În cazul în care în faza de Studiu de Soluție sau de Elaborare Proiect Tehnic de Execuție va rezulta o altă soluție tehnică (de exemplu un punct de conexiune nou/stație de 20 kV), soluția tehnică va fi modificată în consecință.

Toată producţia centralei va fi centralizată în posturile de transformare și în tablourile electrice dedicate şi apoi transmisă către reţeaua de distribuţie locală.

Soluția tehnică finală se va detalia la faza PT+DE a proiectului. Toate cablurile vor respecta cerințele normelor tehnice în vigoare.

Detalierea soluției tehnice de racordare a centralei fotovoltaice la rețeaua electrică a Beneficiarului și de distribuție locală se va detalia la faza A.T.R (aviz tehnic de racordare), cu acordul operatorului local de distribuție.

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 se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), 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.

Instalația Fotovoltaică trebuie să fie prevăzută cu un sistem de achiziţie a datelor, monitorizarea electrică şi monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de

radiaţie solară în plan orizontal, radiaţie solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcţie a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Sistemul PV 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 (a se vedea, pentru exemplificare, **Anexa 8**).

Acest sistem de monitorizare va fi integrat cu sistemul existent de monitorizare, permițând astfel evaluarea, în timp real, a întregului contur energetic dar și a conturului de proiect.

Se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanţei corespunzătoare şi în cazul unei defecţiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centralele fotovoltaice în sistem fix, au 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 31 m/s (111,6 km/h), conform NTE 003/04/00 –„Normativ pentru construcţia liniilor aeriene de energie electrică, cu tensiuni peste 1000V”, ceea ce poate reprezenta o problemă pentru sistemele cu orientare.

Accesul utilajelor în incinte 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 și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție si zonele de siguranța conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat si modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice alta 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 capacitaților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui sa 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 sa 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 99,30% 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 rezistenta de dispersie a acesteia sa fie de Rp<1Ω. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanta a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Parcul de panouri fotovoltaice va fi protejata împotriva descărcărilor atmosferice de o instalație de paratrăsnet.

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o raza de protecție de cel puțin 70 m.

Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol și pe clădire.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate şi depozitării materialelor pe şantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de **400,50 kWp / 400 kW$_{AC}$.** Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre:

- **Instalare la sol: SUD**, la o înclinație față de orizontală de **20-25º**.
- **Instalare pe acoperiș: SUD** la o înclinație față de orizontală de **5-10º**.

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, solutia urmand a se detalia in Proiectul Tehnic.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția SUD, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **8,93MWh/an.**

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Orice alte lucrări necesare pentru dezvoltarea obiectivului de investiții, săpături teren / beton, lucrări ascunse (îngropat LEC), înlocuiri de echipamente electrice (tablouri de distribuție, întreruptoare, transformatoare de putere etc.) etc. vor intra în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de instalare / montaj propriu zis.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate şi depozitării materialelor pe şantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Ofertele tehnico-economice detaliate (bugetare) pot fi consultate în **Anexa 12**.

3.2. PARTICULARITĂŢI ALE AMPLASAMENTULUI

3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului

Implementarea proiectului se va realiza în **locația** pe str. Şos Industrială, nr. 5, Municipiul Constanța, Județul Constanța, aparținând Beneficiarului – vezi **Figura 3.10**.



Figura 3.10 – Localizarea geografică a CELCO S.A. și a terenului propus (coordonate GPS teren: 44.1583, 28.5896)

Dezvoltarea proiectului se va face prin instalarea de panouri fotovoltaice pe:

- Clădiri din cadrul amplasamentului – v. **Figura 2.8**;

Terenul propus pentru dezvoltarea **obiectivului de investiții** nu este grevat de sarcini, nu se află situat în zona protejată, nu este trecut pe lista monumentelor istorice și nu sunt interdicții temporare de construire.

Un plan de amplasament detaliat poate fi consultat în **Anexa 13**.

3.2.2. Relaţii cu zone învecinate, accesuri existente şi/sau căi de acces posibile

Toate amplasamentele propuse sunt situate **în vecinătatea platformei industriale**

CELCO S.A.

Accesul pe terenul vizat se face din Șoseaua Industrială, situată la limita nordică de proprietate a platformei industriale CELCO și apoi pe drumurile interioare din cadrul acesteia.

Cele mai apropiate locuințe sunt situate la cca. 900 m nord de limita incintei industriale.

Distanța față de cel mai apropiat curs de apă (Canal navigabil Dunăre-Marea Neagră) este de cca 6,3 km sud de amplasament.

3.2.3. Orientări propuse faţă de punctele cardinale şi faţă de punctele de interes naturale sau construite

Pentru maximizarea producției de energie electrică și ținând cont de tipul de structură de montaj, parcul fotovoltaic va fi dezvoltat prin instalarea modulelor PV pe direcția **EST-VEST**, la o înclinare de **10 / 20 grade**.

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul contururilor energetice, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și PT-uri ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în **Planul de Amplasament Propus**, anexat prezentei lucrări – **Anexa 13**.

3.2.4. Surse de poluare existente în zonă

Amplasamentul analizat, se încadrează, conform Anexei 10 din (ANRE, 2003), în zona de poluare II – mediu poluată.

3.2.5. Date climatice şi particularităţi de relief

ASEZARE GEOGRAFICA

Judetul Constanta este situat in extremitatea sud-estica a Romaniei fiind limitat de marea Neagra la est, iar la nord de judetul Tulcea. Spre vest Dunarea desparte judetul Constanta de judetele Calarasi, Ialomita si Braila, iar la sud se afla o parte din frontiera de stat a tarii noastre cu Bulgaria.

Avand o suprafata de 7.071 km^2, judetul Constanta reprezinta 3% din teritoriul Romaniei, ocupand locul 8 intre judetele Romaniei. Structura administrativ teritoriala a judetului Constanta cuprinde 3 municipii, 9 orase, 58 de comune si 189 sate.

RELIEF

In judetul Constanta predomina relieful de podis cu altitudine redusa, cu valori sub 200m, doar in nordul judetului altitudinea atingand pe alocuri 250m.

Podisul Casimcea ocupa partea de nord a judetului, iar in partea de sud se intinde Podisul Dobrogei de Sud care seamana cu o campie inalta, avand un aspect calcaros. Litoralul Marii

Negre este format la nord din cordoane de nisip, care separa lacurile de mare, iar in partea sudica se remarca o faleza abrupta formata din calcare si loess cu inaltimi de 15-30 m.

RETEA HIDROGRAFICA

In partea estica a judetului Constanta se afla Marea Neagra, cea mai importanta unitate hidrografica a judetului Constanta. Datorita asezarii geografice, Marea Neagra este o mare continentala. Suprafata Marii Negre este de 411.540 km^2, iar adancimea maxima este de peste 2.211 m. Datorita configuratiei tarmului si reliefului submarin, adancimea apei este mai mica in jurul malului romanesc. Salinitatea este de 20-22 la mie la suprafata apei, iar in adancime ajunge pana la 28 la mie. Datorita aportului de apa dulce, salinitatea apei scade odata cu apropierea de tarm (pentru ca se varsa multe ape dulci in mare).

Reteaua hidrografica este formata din urmatoarele cursuri de ape: Dunarea (pe o distanta de 137 m), Valea Carasu, Valea Baciu si Casmicea. Reteaua hidrografica mai cuprinde si lacuri naturale si de lunca, lagune cum ar fi Oltina, Istria, Sinoe, Corbu, Techirghiol, Tasaul, Nuntasi, Siutghiol, Tatlageac, Mangalia, precum si limanele marine.

De asemenea, s-au dat in exploatare Canalul Dunare-Marea Neagra pe o distanta de 64,2 km, Canalul Poarta Alba-Midia pe o distanta de 27,5 km si alte canale de irigatii din Valea Carasu.

CLIMA

Regimul climatic temperat-continental caracteristic judetului Constanta este influentat de pozitia geografica, situandu-se intre Dunare si Marea Neagra, precum si de particularitatile fizico-geografice ale teritoriului. In zona litorala, climatul temperat-continental prezinta o influenta marina. Climatul maritim este caracterizat prin veri a caror caldura este atenuata de briza marii si ierni blande, marcate de vanturi puternice si umede ce bat dinspre mare.

Valorile temperaturilor medii anuale variaza intre 10^0C in nordul si centrul judetului si peste 11^0C in sud. Variatiile multianuale nu depasesc 4^0C.

Precipitatiile anuale variaza intre 400 litri/m^2 si 500 litri/m^2, zona cea mai saraca in precipitatii fiind litoralul unde valoarea cantitatii de precipitatii se situeaza sub 400 litri/m^2.

FLORA SI FAUNA

In judetul Constanta s-au dezvoltat specii de plante care s-au adaptat conditiilor climatice de umiditate redusa, caracteristice vegetatiei de stepa (elemente floristice est-europene si specii mediteraneene si balcanice) si celei de nisipuri (zona ingusta de-a lungul litoralului Marii Negre).

Specificul faunei este determinat de conditiile naturale ale judetului - in zona litoralului intalnindu-se diferite specii de reptile si mai multe specii de pescarusi. Printre animalele care traiesc pe teritoriul judetului se numara iepurii, dihorii, lupii, vulpile etc.

Zona climatica: I, cf. harţii de zonare climatica a României, fig.A 1 din SR l 907-1, cu o temperatură Te = - 12°C;

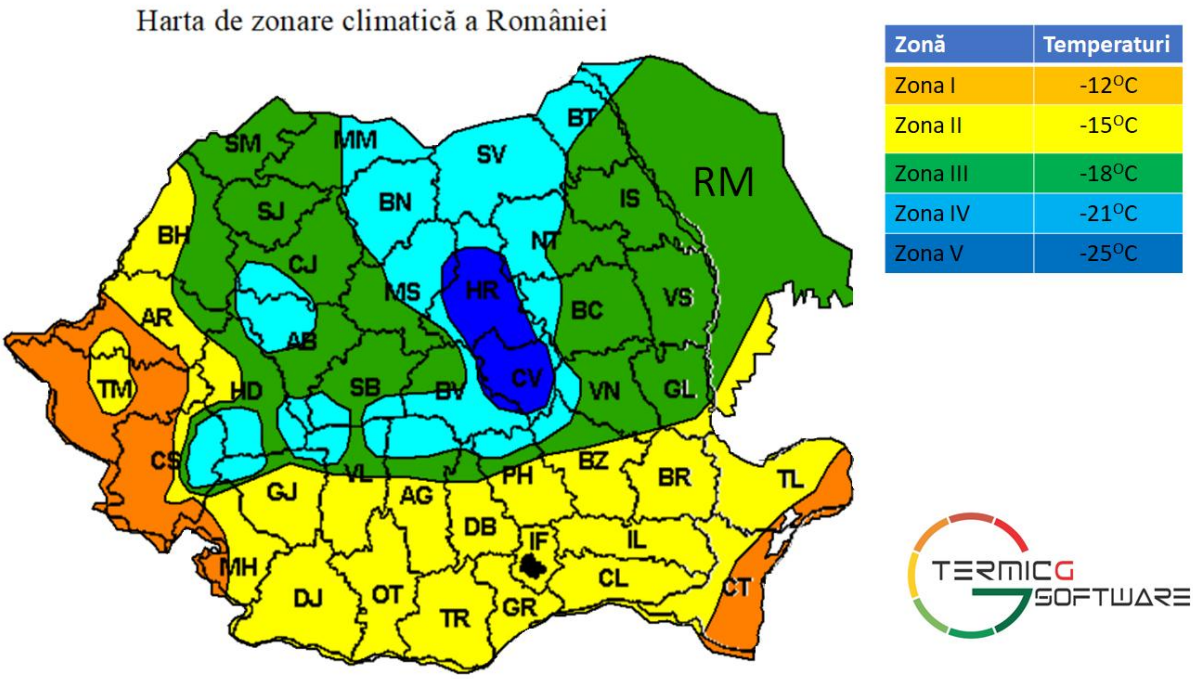


Figura 3.11 – Harta climatică a României

În conformitate cu prevederile STAS 6054-77, **adâncimea de îngheţ** in zona studiata este de 0,70 – 0,80 m.

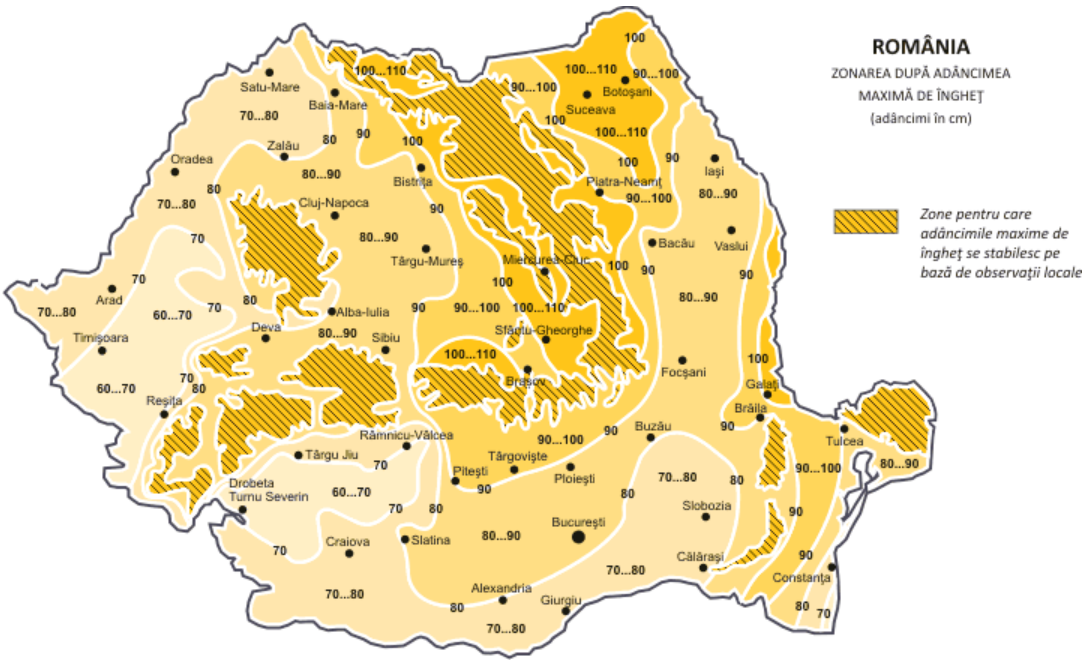


Figura 3.12 – Harta adâncimilor de îngheţ a României

Zona de zăpadă, conform cod CRJ-1-3-2012, are valoarea caracteristică a încărcării din zăpada pe sol de 1,5 kN/mp.

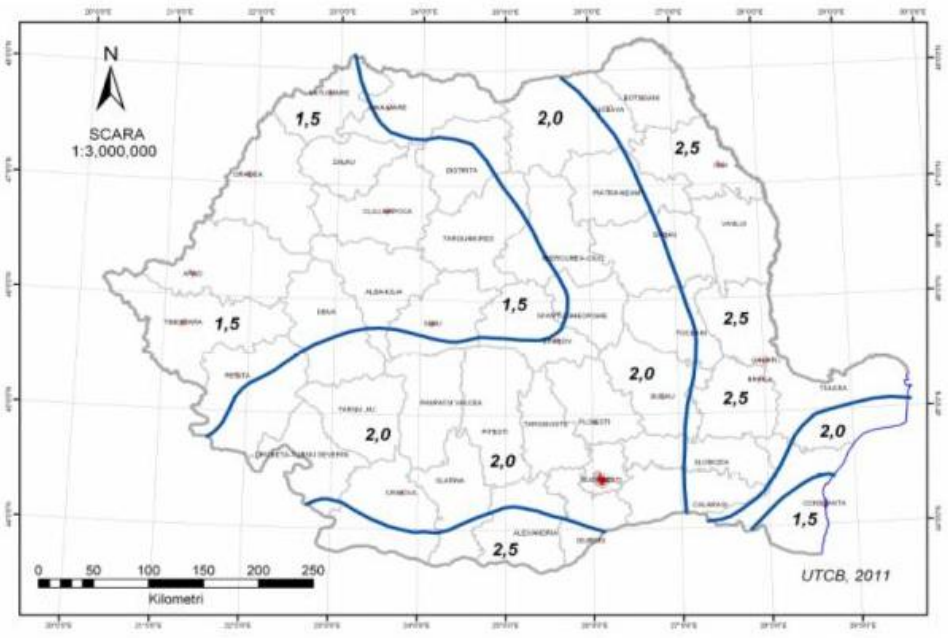


Figura 3.13 – Harta zonelor de zăpadă a României

Zona de vânt conform cod CR 1-1-4-2012 are valoarea pentru viteza maximă mediată pe 1 minut de 5 m/s (T=50 ani) cu presiunea mediata pe 10 minute de 0,5 kPa.

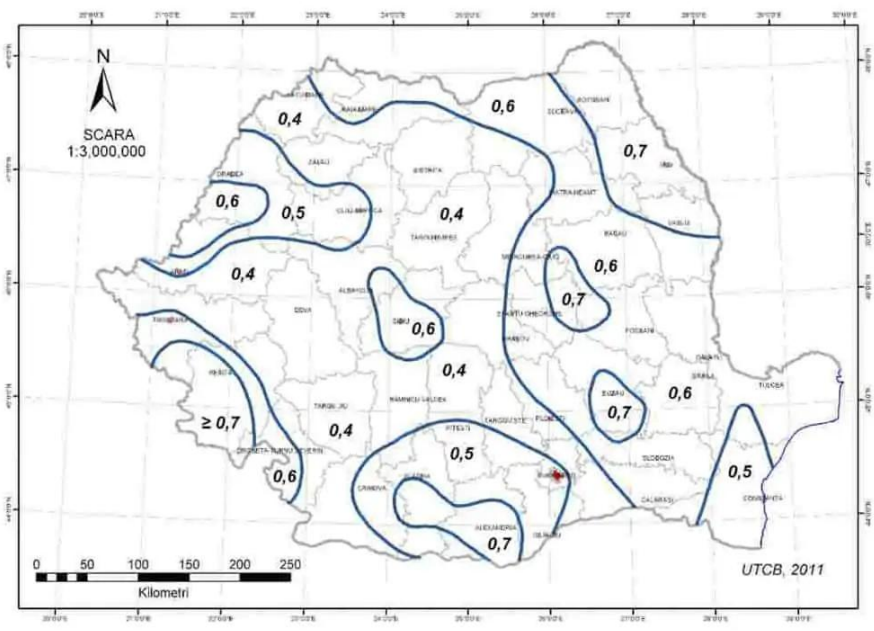


Figura 2.1 Zonarea valorilor de referinta ale presiunii dinamice a vântului, q_b în kPa, având IMR = 50 ani
NOTA. Pentru altitudini peste 1000m valorile presiunii dinamice a vântului se corecteaza cu relatia (A.1) din Anexa A

Figura 3.14 – Harta zonelor de vânt a României

Zona eoliana: II - conform harţii de încadrare a localităţilor în zonele eoliene, Fig. 4 din SR 1907 /l-97.

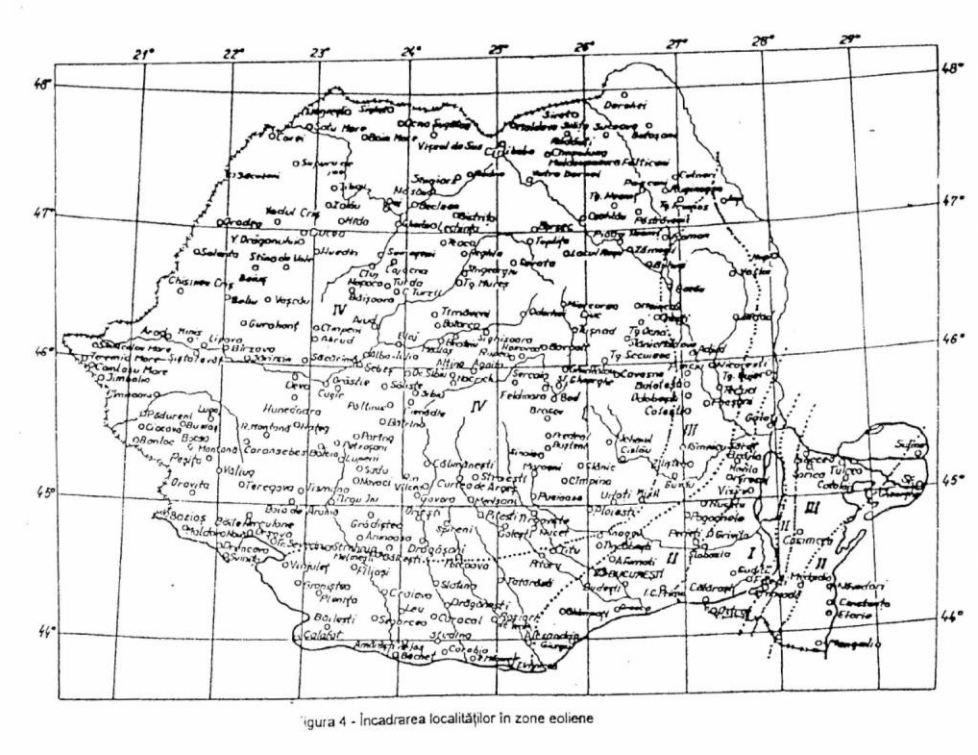


Figura 3.15 – Harta de zonare eoliană a României

Seismicitate: Din punct de vedere seismic amplasamentul se încadrează în zona de macroseismicitate I = 7_1 pe scara MSK, unde indicele 1 corespunde unei perioade medii de revenire de 50 ani, conform S.R.1100/1– 93.

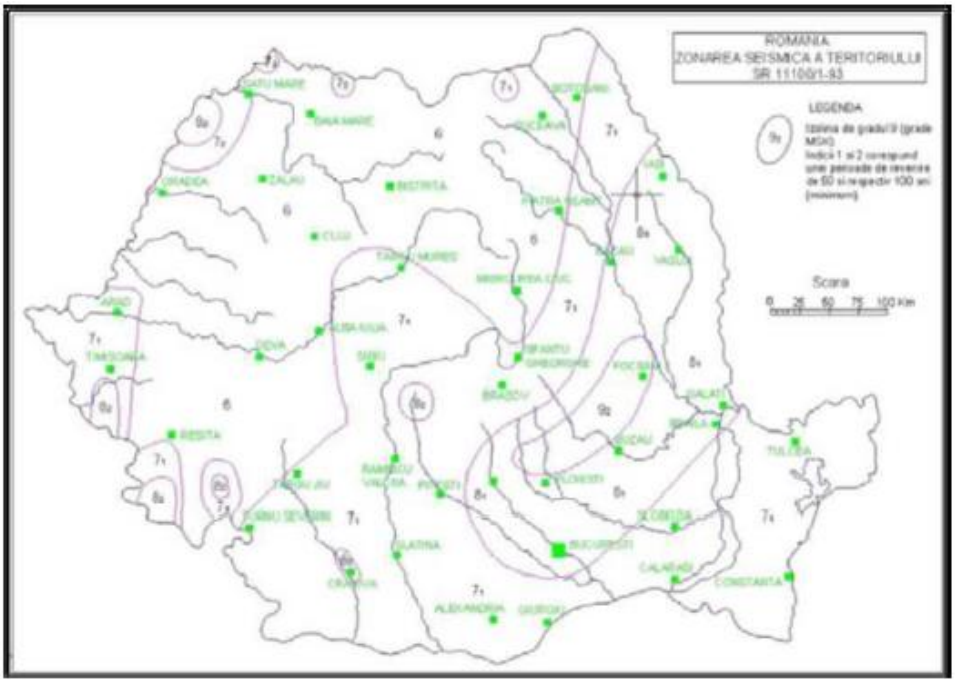


Figura 3.16 – Harta de zonare seismică a României

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică - Partea I - Prevederi de proiectare pentru clădiri, indicativ P 100 /1- 2013 teritoriul orașului prezintă o valoare de vârf

a accelerației terenului ag = 0,20 g pentru cutremure cu intervalul mediu de recurență cu o perioadă de colt Tc = 0,7 secunde.

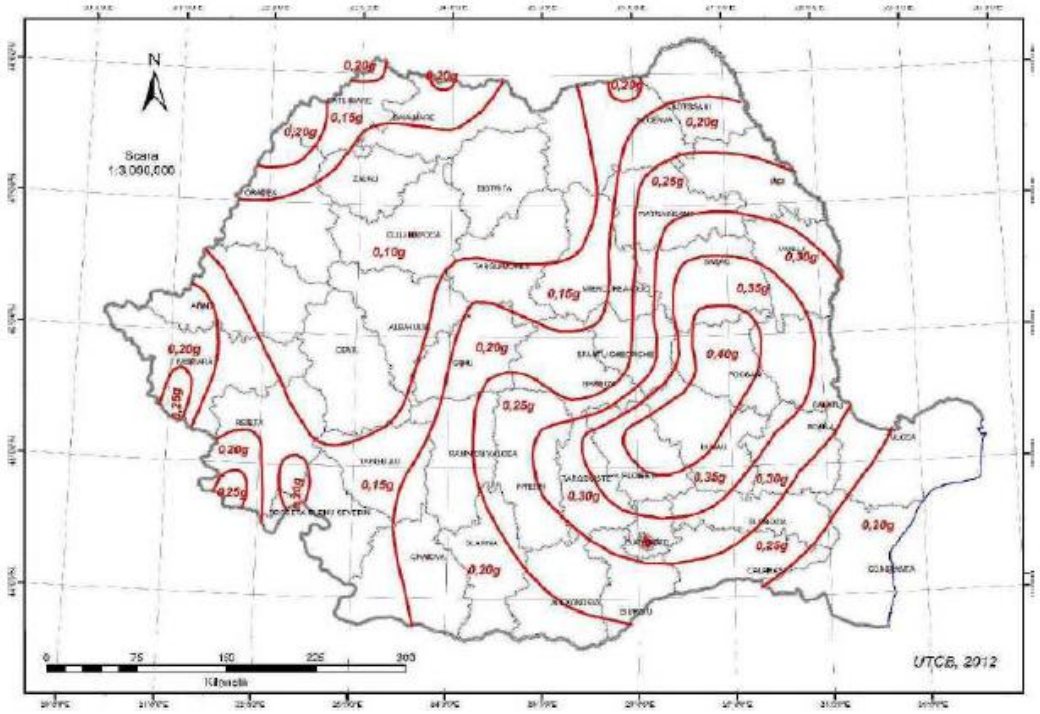


Figura 3.17 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare ag pentru cutremure



Figura 3.18 – Harta de zonare a teritoriului României în termeni de perioada de control (colţ), Tc, a spectrului de răspuns

3.2.6. Existenţa unor: -reţele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferenţe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existenţa condiţionărilor specifice în cazul existenţei unor zone protejate; terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională

- 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 exsitenței 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:

La etapa elaborării prezentei lucrări, nu a fost încă elaborat **studiul geotehnic**.

Elaborarea acestuia va intra în responsabilitatea Antreprenorului General.

3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ

3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW

Capacitatea instalată pe structură de tip ***sol / acoperiș*** a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **646 module** PV (*funcție de puterea nominală a panoruilor*), fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune maximă de 2.460-2.470 x 1.130-1.140 x 30-32 mm și o greutate maximă de 34-35 kg.

Puterea modulelor PV va fi de **620 Wp**, cu un randament nominal de minimum **22%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **86,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.2**.

Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 620 Wp – S1

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	156	-
Dimensiuni	2.465 x 1.134 x 30	mm
Greutate	34,60	kg
Putere nominală (P_{max})	620	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	45,77	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	13,44	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	55,44	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{SC})	14,11	A
Eficiență modul	22,00	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	30	A
Clasificare aplicație	I	-
Toleranță putere	+5	%
Test grindină	25	mm la 23m/s

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată unitară de **100 kW** (**4 buc.**), 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**.

Tabelul 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kW – S1

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Randament nominal (European)	98,5	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	160,40	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	1	%
Dimensiuni	1.035 x 700 x 365	mm

Greutate	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	˚C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din oțel sau aluminiu, la o înclinare de **10 / 25 de grade,** cu orientare SUD.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate, în **Figura 3.19** și în **Tabelul 3.4**.

De asemenea, în **Figura 3.20** se poate vedea evoluția orară a producției de energie electrică în raport cu evoluția orară a necesarului de energie electrică la nivelul conturului energetic analizat.

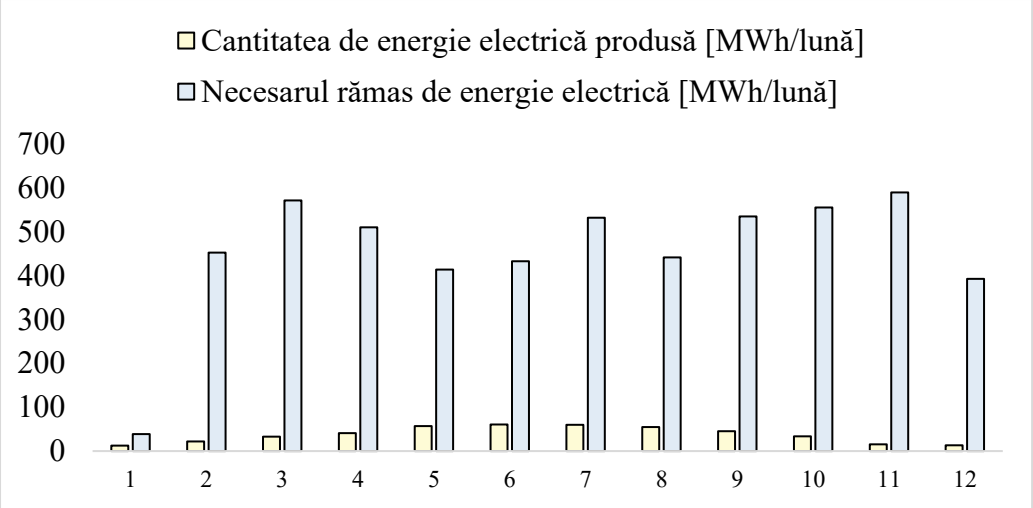


Figura 3.19 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW**

Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW**

Luna	Necesarul rămas de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]	Autoconsum direct [%/lună]
Ianuarie	38,55	12,38	22,75
Februarie	452,57	21,65	98,53
Martie	572,02	32,93	100,00
Aprilie	510,12	40,83	95,63
Mai	413,77	57,27	67,84
Iunie	432,90	60,33	78,92
Iulie	532,29	59,93	99,57
August	442,07	54,85	75,31
Septembrie	535,10	45,28	100,00
Octombrie	555,48	33,92	100,00
Noiembrie	589,90	15,57	100,00
Decembrie	392,57	13,15	66,45
TOTAL	**5.467,34**	**448,09**	**86,38**

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 netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **38,54 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **8.468,94 MWh intr-o perioada de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **5.182,14 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 (totale) de: **448,09 MWh/an (din care 387,07 MWh/an autoconsum direct** și **61,02 MWh/an export în SEN / limitare operațională)** în **primul an de funcționare** – **rată de autoconsum direct de 86,38%/an**.
- Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **12,08%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400,52 kWp / 400,00 kWAC**.

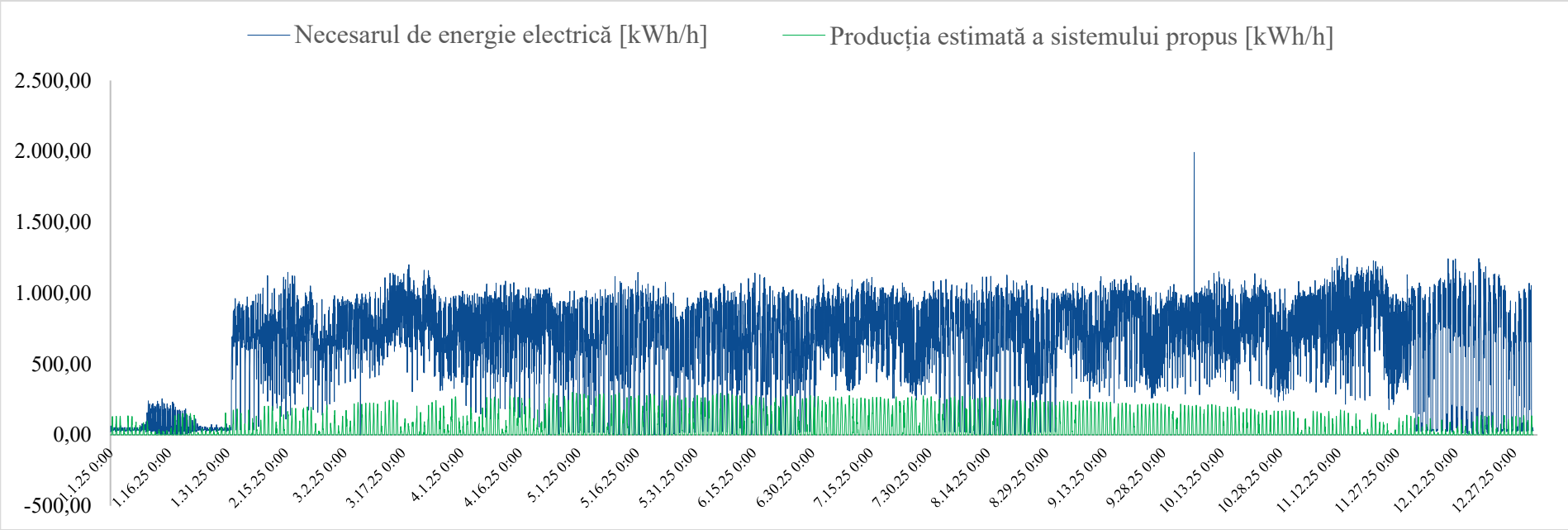


Figura 3.20 – Simularea orară a sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW**

Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 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]	448,09	445,40	442,73	440,07	437,43	434,81	432,20	429,61	427,03	424,47

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	421,92	419,39	416,87	414,37	411,89	409,41	406,96	404,52	402,09	399,68

3.3.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW

Capacitatea instalată pe structură de tip ***sol / acoperiș*** a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **890 module** PV (*funcție de puterea nominală a panoruilor și de dispunerea pe structura tip carport*), fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 88 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune maximă de 1.728 – 1.730 x 1.205-1.210 x 30-32 mm și o greutate maximă de 23-24 kg. Puterea modulelor PV va fi de **450 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,60%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **85,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.6**.

Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp – S2

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	88	-
Dimensiuni	1.728 x 1.205 x 30	mm
Greutate	23,40	kg
Putere nominală (P_{max})	450	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	54,30	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	8,29	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	65,10	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{SC})	8,81	A
Eficiență modul	21,60	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	˚C
Tensiunea maximă a sistemului	1.000	V
Rezistența la foc	E	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	II	-
Toleranță putere	+5	W
Test grindină	35	mm la 23m/s

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere nominală de **50 kW (8 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **97,00% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.7**.

Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate 50 kW – S2

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	55	kVA
Randament nominal (European)	97,00	%
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	75,80	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	824 x 516 x 312,70	mm
Greutate	81	kg

Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	˚C
Altitudine maximă de exploatare	4.000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	15	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din oțel sau aluminiu, la o înclinare de **10 / 25 de grade, cu orientare SUD**.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate în **Figura 3.21** și în **Tabelul 3.8**.

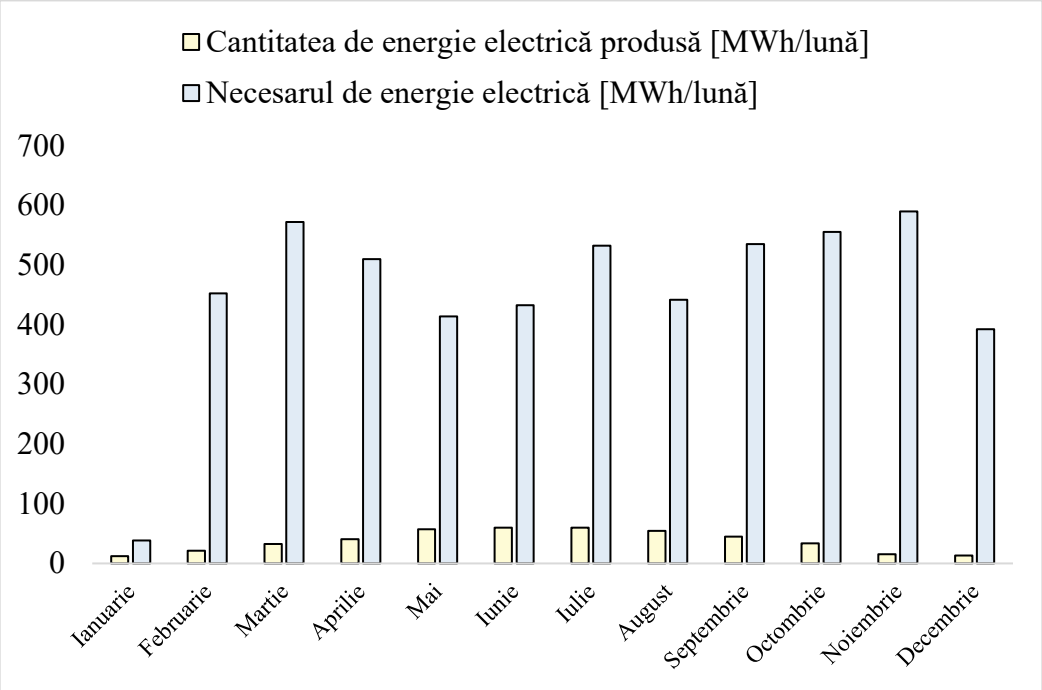


Figura 3.21 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 50 kW**

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 3.9**.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 2 vor fi:

- Producţia netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **38,42 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **8.443,53 MWh intr-o perioada de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **5.166,60 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 (totale) de: **446,75 MWh/an (din care 385,91 MWh/an autoconsum direct** și **60,83 MWh/an export în SEN / limitare operațională)** în **primul an de funcționare** – **rată de autoconsum direct de 86,38%/an**.
- Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **12,05%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400,50 kWp / 400 kWAC**.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

Tabelul 3.8 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 50 kW**

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]	Autoconsum direct [%/lună]
Ianuarie	38,55	**12,34**	**22,75**
Februarie	452,57	**21,58**	**98,53**
Martie	572,02	**32,83**	**100,00**
Aprilie	510,12	**40,71**	**95,63**
Mai	413,77	**57,10**	**67,84**
Iunie	432,90	**60,15**	**78,92**
Iulie	532,29	**59,75**	**99,57**
August	442,07	**54,69**	**75,31**
Septembrie	535,10	**45,14**	**100,00**
Octombrie	555,48	**33,82**	**100,00**
Noiembrie	589,90	**15,52**	**100,00**
Decembrie	392,57	**13,11**	**66,45**
TOTAL	**5.467,34**	**446,75**	**86,38**

Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 450 Wp + invertoare 50 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]	446,75	444,07	441,40	438,75	436,12	433,50	430,90	428,32	425,75	423,19

Anul de funcționare	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**
Producția de energie electrică [MWh/an]	420,65	418,13	415,62	413,13	410,65	408,19	405,74	403,30	400,88	398,48

3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

3.4.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 1, va fi prezentat în **Tabelul 3.10** și este bazat pe Oferta tehnică și comercială bugetară prezentată în **Anexa 9**. Devizul General și Devizele pe Obiecte pentru acest scenariu vor putea fi consultate în **Anexa 14.1**.

Tabelul 3.10 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiţii

Centrală fotovoltaică pentru producerea de energie electrică pentru autoconsum la Fabrica de BCA

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA lei	TVA lei	Valoare cu TVA lei
1	2	3	4	5
	CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obţinerea şi amenajarea terenului			
1.1	Obţinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	80.000,00	16.800,00	96.800,00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**80.000,00**	**16.800,00**	**96.800,00**
	CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii			
2.1	Alimentare cu energie electrică - racord reţea	30.000,00	6.300,00	36.300,00
2.2	Alimentare cu apă	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	**30.000,00**	**6.300,00**	**36.300,00**
	CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică			
3.1	Studii	79.857,80	16.770,14	96.627,94
	3.1.1. Studii de teren	30.000,00	6.300,00	36.300,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	14.928,90	3.135,07	18.063,97
	3.1.3. Alte studii specifice	34.928,90	7.335,07	42.263,97
3.2	Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	29.857,80	6.270,14	36.127,94
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	134.549,70	28.255,44	162.805,14
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general	69.668,20	14.630,32	84.298,52
	3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	24.881,50	5.225,12	30.106,62
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie	10.000,00	2.100,00	12.100,00
	3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	30.000,00	6.300,00	36.300,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziţie	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanţă	39.810,40	8.360,19	48.170,58
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	29.857,80	6.270,14	36.127,94
	3.7.2. Auditul financiar	9.952,60	2.090,05	12.042,65
3.8	Asistenţă tehnică	79.620,80	16.720,37	72.255,88
	3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	45.781,96	9.614,21	55.396,17
	3.8.1.1. pe perioada de execuţie a lucrărilor	29.857,80	6.270,14	36.127,94
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	15.924,16	3.344,07	19.268,23
	3.8.2 Dirigenţie de şantier	19.905,20	4.180,09	24.085,29
	3.8.3. Coordonator Sănătate şi Securitate în Muncă	13.933,64	2.926,06	16.859,70
	Total capitol 3	**363.696,50**	**76.376,27**	**440.072,77**
	CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiţia de bază			
4.1	**Construcţii şi instalaţii**	**307.921,32**	**64.663,48**	**372.584,80**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	**306.770,98**	**64.421,91**	**371.192,89**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	**968.117,27**	**203.304,63**	**1.171.421,90**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**1.582.809,57**	**332.390,02**	**1.915.199,59**
	CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli			
5.1	**Organizare de şantier**	**39.952,60**	**8.390,05**	**48.342,65**
	5.1.1. Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	30.000,00	6.300,00	36.300,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării şantierului	9.952,60	2.090,05	12.042,65
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	12.075,08	0,00	12.075,08
	5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	3.773,46	0,00	3.773,46
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru	754,69	0,00	754,69
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	7.546,92	0,00	7.546,92
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	9.534,90	2.002,33	11.537,23
5.4	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	Total capitol 5	**68.562,58**	**11.862,38**	**80.424,96**
	CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	9.952,60	2.090,05	12.042,65
6.2	Probe tehnologice şi teste	19.905,20	4.180,09	24.085,29
	Total capitol 6	**29.857,80**	**6.270,14**	**36.127,94**
	CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ			
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	20.865,06	4.381,66	25.246,72
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustare de preţ	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	**20.865,06**	**4.381,66**	**25.246,72**
TOTAL GENERAL		**2.175.791,51**	**454.380,47**	**2.630.171,98**
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**754.692,30**	**158.485,39**	**913.177,68**

Beneficiar,
CELCO S.A.

Intocmit,
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

Turn key project cost (VAT excluded)	437.230,78	EUR
Turn key project specific cost (VAT Excluded)	1.091,66	EUR/kWp

3.4.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW

Devizul General al Lucrării, în Scenariul 2, va fi prezentat în **Tabelul *3.11*** și este bazat pe Oferta tehnică și comercială bugetară prezentată în **Anexa 12**. Devizul General și Devizele pe Obiecte pentru acest scenariu vor putea fi consultate în **Anexa 14.2**.

Tabelul 3.11 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investiții

Centrala fotovoltaica pentru producerea de energie electrica pentru autoconsum la Fabrica de BCA

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare 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	80.000,00	16.800,00	96.800,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului 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	**80.000,00**	**16.800,00**	**96.800,00**
	CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții			
2.1	Alimentare cu energie electrică - racord rețea	30.000,00	6.300,00	36.300,00
2.2	Alimentare cu apă	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	**30.000,00**	**6.300,00**	**36.300,00**
	CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			
3.1	Studii	79.857,80	16.770,14	96.627,94
	3.1.1. Studii de teren	30.000,00	6.300,00	36.300,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	14.928,90	3.135,07	18.063,97
	3.1.3. Alte studii specifice	34.928,90	7.335,07	42.263,97
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	29.857,80	6.270,14	36.127,94
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	134.549,70	28.255,44	162.805,14
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	69.668,20	14.630,32	84.298,52
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	24.881,50	5.225,12	30.106,62
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	10.000,00	2.100,00	12.100,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	30.000,00	6.300,00	36.300,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	39.810,40	8.360,18	48.170,58
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	29.857,80	6.270,14	36.127,94
	3.7.2. Auditul financiar	9.952,60	2.090,05	12.042,65
3.8	Asistență tehnică	79.620,80	16.720,37	72.255,88
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	45.781,96	9.614,21	55.396,17
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	29.857,80	6.270,14	36.127,94
	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	15.924,16	3.344,07	19.268,23
	3.8.2 Dirigenție de șantier	19.905,20	4.180,09	24.085,29
	3.8.3. Coordonator Sănătate și Securitate în Muncă	13.933,64	2.926,06	16.859,70
	Total capitol 3	**363.696,50**	**76.376,27**	**440.072,77**
	CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**307.909,92**	**64.661,08**	**372.571,00**
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	**306.770,98**	**64.421,91**	**371.192,89**
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	**968.117,27**	**203.304,63**	**1.171.421,90**
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**1.582.798,17**	**332.387,62**	**1.915.185,78**
	CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli			
5.1	**Organizare de șantier**	**39.952,60**	**8.390,05**	**48.342,65**
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	30.000,00	6.300,00	36.300,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	9.952,60	2.090,05	12.042,65
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	12.074,89	0,00	12.074,89
	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	3.773,40	0,00	3.773,40
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru	754,68	0,00	754,68
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	7.546,81	0,00	7.546,81
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	9.534,84	2.002,32	11.537,16
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	7.000,00	1.470,00	8.470,00
	Total capitol 5	**68.562,34**	**11.862,37**	**80.424,71**
	CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	9.952,60	2.090,05	12.042,65
6.2	Probe tehnologice și teste	19.905,20	4.180,09	24.085,29
	Total capitol 6	**29.857,80**	**6.270,14**	**36.127,94**
	CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț			
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	20.864,95	4.381,64	25.246,59
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustare de preț	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	**20.864,95**	**4.381,64**	**25.246,59**
TOTAL GENERAL		**2.175.779,75**	**454.378,03**	**2.630.157,78**
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**754.680,90**	**158.482,99**	**913.163,89**

Beneficiar,
CELCO S.A.

Intocmit,
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

Turn key project cost (VAT excluded)	437.228,41	EUR
Turn key project specific cost (VAT Excluded)	1.091,71	EUR/kWp

3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

3.5.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW

Conform literaturii de specialitate (Daniel Lugo-Laguna, 2021), cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei 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 dinamica	Presupune verificarea strangerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspecția și verificarea cablajelor și componentelor AC si DC	planificată	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor si a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generala invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta în curățarea filtrelor, analiza cu cameră de termoviziune, mici reparatii (înlocuirea unor componente interne) , verficarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței în aplicație
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificată	o data pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către alectrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr împământări	planificată	o data 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 existenta unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si 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

Rezultă așadar un cost estimat al **mentenanței preventive** de aproximativ **6.007,80 EUR/an,** (respectiv 29.896,62 lei/an), considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an.

Suplimentar, se va considera un cost asociat asigurării obiectivului de investiții în cuantum de **1,75%** din **CAPEX**, respectiv **5.566,22 EUR/an**, echivalentul a 27.699,17 lei/an.

Pentru operațiile de întreținere curentă (spălare panouri, curățare invertoare, inspecție generală module PV, inspecție generală echipamente electrice etc.), monitorizarea performanței sistemului,

gestionarea relației cu furnizorii, și supraveghere se va considera un cost mediu anual de **18.085,73 EUR/an** – 1 persoană angajată, cu un salariu brut de 7.500 RON/lună.

În vederea înlocuirii invertoarelor se va considera un cost de **25.300,00 EUR** (125.900,39 lei) ce va apărea în anul **10** și în anul **20**.

Totodată, se consideră un cost cu mentenanța corectivă (*înlocuiri*) pentru panourile fotovoltaice, începând din anul **16**, în cuantum de **5%** din valoarea acestora, respectiv **7.009,10 EUR/an** (respectiv 34.879,38 lei).

Pentru panourile fotovoltaice, se consideră și costurile aferente reciclării, estimate, conform literaturii de specialitate, la **20 EUR/buc.**, respectiv un cost de **12.920,00 EUR** (64.293,80 lei) la finalul duratei de viață.

3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW

Conform literaturii de specialitate (Daniel Lugo-Laguna, 2021), cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei 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 generala module PV	planificata	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 structura metalică	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strangerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspecția și verificarea cablajelor și componentelor AC si DC	planificată	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor si a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verficarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor si a eficicientei in aplicatie
5	Verificarea impământărilor la structura și posturi trafo	planificată	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre alectrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impământări	planificată	o data 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, siguranțe, 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

Rezultă așadar un cost estimat al **mentenanței preventive** de aproximativ **6.007,50 EUR/an,** (respectiv 29.895,12 lei/an), considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an.

Suplimentar, se va considera un cost asociat asigurării obiectivului de investiții în cuantum de **1,75%** din **CAPEX**, respectiv **5.566,1 EUR/an**, echivalentul a 27.698,97 lei/an.

Pentru operațiile de întreținere curentă (spălare panouri, curățare invertoare, inspecție generală module PV, inspecție generală echipamente electrice etc.), monitorizarea performanței sistemului,

gestionarea relației cu furnizorii, și supraveghere se va considera un cost mediu anual de **18.085,73 EUR/an** – 1 persoană angajată, cu un salariu brut de 7.500 RON/lună.

În vederea înlocuirii invertoarelor se va considera un cost de **25.300,00 EUR** (125.900,39 lei) ce va apărea în anul **10** și în anul **20**.

Totodată, se consideră un cost cu mentenanța corectivă (*înlocuiri*) pentru panourile fotovoltaice, începând din anul **16**, în cuantum de **5%** din valoarea acestora, respectiv **7.009,10 EUR/an** (respectiv 34.879,38 lei).

Pentru panourile fotovoltaice, se consideră și costurile aferente reciclării, estimate, conform literaturii de specialitate, la **20 EUR/buc.**, respectiv un cost de **17.800,00 EUR** (88.578,14 lei) la finalul duratei de viață.

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

3.6.1. Studiu Topografic

La momentul întocmirii Studiului de Fezabilitate nu a fost întocmit Studiul Topografic.

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice va cădea în sarcina Antreprenorului General.

3.6.2. Studiu Geotehnic

La momentul întocmirii Studiului de Fezabilitate nu a fost întocmit Studiul Geotehnic.

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice va cădea în sarcina Antreprenorului General.

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 3.22**.

Activitățile propuse pentru atingerea obiectivelor specifice ale Proiectului și implementarea strategiei descrise mai sus:

Îndeplinirea obiectivelor Proiectului descrise mai sus (privind contribuția în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice) și implementarea strategiei sunt posibile numai **prin implementarea proiectului de investiții propus prin prezentul Studiu.**

Activitățile necesare pentru îndeplinirea obiectivelor proiectului, precum și pentru implementarea strategiei sunt prezentate mai jos, în calendarul activităților propuse, pe luni, cu următoarele precizări:

- Se consideră 01.10.2026 data semnării contractului de finanțare.
- Perioada de implementare a activităților proiectului după semnarea contractului de finanțare este de **7 luni**, data de 01.10.2026 fiind data efectivă de demarare a activităților proiectului.
- Solicitantul se va ocupa de obținerea autorizațiilor și avizelor necesare semnării contractului de finanțare și implementării proiectului (ex.: ATR, Acordul sau Avizul de Mediu s.a.), după depunerea dosarului Cererii pentru Finanțare, activități care nu implică „demararea lucrărilor”, adică semnarea unui angajament cu caracter juridic obligatoriu de comandă înainte de depunerea Cererii pentru finanțare.

- Calendarul activităților proiectului va fi defalcat astfel:
  - Activități realizate înainte de semnarea contractului de finanțare în perioada 01.04.2025 – 30.09.2026 – sunt cuprinse inclusiv activitățile necesare a fi realizate înainte de depunerea Cererii de finanțare (ex. Studiul de Fezabilitate, Cererea de Finanțare etc),
  - Activități realizate după semnarea contractului de finanțare (01.10.2026 – 30.04.2027) – Luna 1 – Luna 7, **perioada de implementare propriu-zisă**.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA

T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

ID	Activitate	LUNA															
		01.08.2025 - contractare	Luna 1		Luna 2		Luna 3		Luna 4		Luna 5		Luna 6		Luna 7		
	Durata estimativă de implementare (maximă)																
0	Activități anterioare semnării contractului de finanțare (Audit energetic, Studiu de fezabilitate, actualizare ATR, obținere CU, documentatie APM																
1	**Achiziție publică - Contractare EPC (Beneficiar)**																
1.1	Semnarea contractului EPC																
2	**Proiectare Tehnică, Achiziție și livrare Materiale (responsabil: EPC)**																
2.1	Elaborare expertiză tehnică, studii geotehnice etc.																
2.2	Elaborare Proiect Tehnic, asistență tehnică																
2.3	Achiziție Materiale																
2.4	Livrare Echipamente Principale (Structură montaj + Invertoare)																
2.5	Livrare Echipamente Principale (Panouri PV)																
2.6	Livrare Echipamente Secundare (Posturi de transformare, Tablouri CEF, cabluri DC, cabluri AC)																
3	**Construcții - EPC**																
3.01	Predare - Primire Amplasament (responsabil: Beneficiar)																
3.02	Organizare de Șantier (responsabil: EPC)																
3.1	***3.1. Amenajarea terenului***																
3.1.1	Eliberare teren																
3.1.2	Săpături pentru trasee cablu (JT / MT)																
3.2	***3.2. Instalarea Echipamentelor Principale***																
3.2.1	Instalarea sistemului de montaj (inclusiv realizare fundații)																
3.2.2	Instalarea panourilor PV																
3.2.3	Instalarea invertoarelor																
3.2.4	Instalarea TCEF / Tablouri Electrice racord / Posturi transformare																
3.3	***3.3. Cablarea Circuitelor Primare***																
3.3.1	Instalarea și cablarea circuitelor de Curent Continuu (DC)																
3.3.2	Conectarea sistemelor de Curent Continuu (DC)																
3.3.3	Instalarea și Cablarea circuitelor de Curent Alternativ (AC), Instalarea și Cablarea sistemelor de comunicații etc.																
3.3.4	Conectarea sistemelor de Curent Alternativ (AC), Conectarea sistemelor de comunicații etc.																
3.4	***3.4. Instalarea sistemului de protecție împotriva electrocutării indirecte (împământare) și a sistemelor de protecție împotriva loviturilor directe de trăsnet (paratrăsnet)***																
3.4.1	Conectarea sistemelor de montaj, a invertoarelor și a tablourilor electrice la sistemele de împământare																
3.4.2	Conectarea paratrăsnetelor la sistemele de împământare																
4	**Teste și Punerea în Funcțiune (PIF)**																
4.1	Testarea și PIF pe parte de Curent Continuu (Panouri PV) și Curent Alternativ (Invertoare PV, TCEF, racord rețea)																
5	**Audit financiar**																
5.1	Raport audit financiar																
6	**Management de proiect**																
6.1	Activități de management de proiect																
7	**Informare și publicitate**																
7.1	Activități de informare și publicitate																

Figura 3.22 – Graficul de implementare al proiectului (se poate consulta în **Anexa 15**)

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 unei **centrale fotovoltaice** instalate pe **sol** și **acoperiș**, cu scopul de asigurare a autoconsumului Beneficiarului, astfel:

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

- **O centrală fotovoltaică** formată din: 646 module PV de 620 Wp și 4 invertoare de 100 kW;
- Producţia netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **38,54 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **8.468,94 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **5.182,14 tone de CO_2 echivalent într-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 (totale) de: **448,09 MWh/an (din care 387,07 MWh/an autoconsum direct** și **61,02 MWh/an export în SEN / limitare operațională)** în **primul an de funcționare** – **rată de autoconsum direct de 86,38%/an**.
- Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **12,08%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400,52 kWp / 400,00 kW_{AC}**.

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

- **O centrală fotovoltaică** formată din: 890 module PV de 450 Wp și 8 invertoare de 50 kW;

- Producţia netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **38,42 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **8.443,53 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de seră cu: **5.166,60 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 (totale) de: **446,75 MWh/an (din care 385,91 MWh/an autoconsum direct** și **60,83 MWh/an export în SEN / limitare operațională)** în **primul an de funcționare** – **rată de autoconsum direct de 86,38%/an**.
- Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **12,05%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400,50 kWp / 400 kWAC**;

Diferența față de varianta 1 constă în utilizarea unor module PV cu puteri nominale mai mici și a unor invertoare cu o putere nominală diferită.

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 elabora cererea de eliberare a Avizului de Amplasament din partea Operatorului de Distribuție și, ulterior, cererea de actualizare a Avizului Tehnic de Racordare existent (și a realizării unui studiu de soluție și a unei analize de sistem, dacă OD le va solicita).

Durata estimată de implementare a proiectului este de **7 luni** de la data semnării contractului de finanțare, conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat în capitolul 3. Se estimează că în cursul anului 2025 se vor obține toate aprobările necesare implementării, termenul fiind influențat de obținerea tuturor avizelor, demararea procedurilor pentru faza PTE și obținerea Autorizației de Construire.

Scenariul de referință pentru investiția prezentată reprezintă varianta în care beneficiarul își va susține operațiunile de bază prin achiziționarea întregului necesar anual de energie

electrică de **5.467,34 MWh/an** *(pentru activitatea economică ELIGIBILĂ)*. În această variantă nu există producție suplimentară netă de energie electrică și nici alte costuri suplimentare celui de achiziție a e.e.

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

Fiind o problema globală, schimbările climatice presupun o abordare responsabilă și întreprinderea de activități concrete la nivel internațional, regional, național si 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 interacțiunii dintre componentele sale dar ăi datorită acțiunii factorilor externi de natură antropică.

Un regim climatic este caracterizat de starea proprietăților mai multor componente, și anume: atmosfera, hidrosfera, criosfera, litosfera si biosfera. Acestea se află într-o interconexiune între ele și intre ele și factorii externi. Procesele fundamentale ce pun în mișcare un sistem climatic sunt reprezentate de: încălzirea datorata radiațiilor solare de undă scurtă, răcirea datorată refracției în mediul cosmic a radiației terestre și a radiațiilor de undă lungă.

Fenomenele extreme reprezentative ale schimbărilor climaterice 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 bază 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 sensibil 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 sisteului 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 la riscuri a proiectului analizat:

Risc Climatic	Intrări	Bunuri	Procese	Cel mai ridicat scor
Consecinte primare ale Schimbarilor climatice				
Modificarea temperaturii medii				
Temperaturi extreme				
Modificarea precipitatiilor medii				
Precipitatii extreme				
Viteza medie a vântului				
Umiditate				
Efecte secundare/fenomene extreme				
Seceta				
Inundatii				
Alunecari 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 actuala	Expunere viitoare
Consecinte primare ale Schimbarilor climatice		
Modificarea temperaturii medii		
Temperaturi extreme		
Modificarea precipitatiilor medii		
Precipitatii extreme		
Viteza medie a vantului		
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 Precipitatii extreme	Umiditate Seceta Inundatii Alunecari de teren

2. Evaluarea riscului

In funcție de severitate și probabilitatea de apariție, se calculează 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
Consecinte primare ale Schimbarilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	2	3
Temperaturi extreme	2	4
Modificarea precipitatiilor medii	1	2
Precipitații extreme	1	3
Viteza medie a vântului	2	4
Umiditate	1	2
Efecte secundare/fenomene extreme		
Secetă	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 precipitatiilor medii	1	1
Precipitatii extreme	2	3
Viteza medie a vântului	2	3
Umiditate	1	1
Efecte secundare/fenomene extreme		
Secetă	1	1
Inundatii	1	1

Alunecari 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 precipitatiilor medii Umiditate Seceta Inundatii Alunecari de teren	Precipitatii extreme	Incendii Cutremure		
2 - Improbabil	Modificarea temperaturii medii Temperaturi extreme	Viteza medie a vantului			
3 - Moderat					
4 - Probabil			Viteza medie a vantului		
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 probabilistice.

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

durata de viata a instalatiei prin SR EN ISO 14001/2015 si reglementarile in vigoare, in 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 conditiile de evacuare a apelor uzate in mediul acvatic, cu modificarile si completarile 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 „Aranjamente 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 deşeurilor

- 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 CELCO S.A., 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.

4.4.3. 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 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 pentur producția propriu-zisă a acestora), de numai **50 grame CO_2 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 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

15 ori mai mică decât valoare medie a emisiei specifice de CO_2 echivalent la nivelul României din anul 2020 – **611,9 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**.

4.4.4. 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 asigurarea unei ponderi semnificative din necesarul de energie electrică al utilizatorului, principala mărime ce a stat la baza dimensionării acestuia a fost cererea lunară și anuală de energie electrică aferentă **amplasamentului vizat**.

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

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

4.6.1 Metodologie și ipoteze generale

Analiza cost-beneficiu pentru prezentul proiect a fost elaborată având în vedere **recomandările și instrucțiunile din cadrul documentelor** emise de către Comisia Europeană**:**

- "Ghidului pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții. Instrument de evaluare economica pentru Politica de Coeziune 2014-2020"

- Evaluare economică - Vademecum 2021-2027 - Principii generale și aplicații sectoriale.

Principalul scop al analizei financiare este de a calcula indicatorii de performanță financiară ai proiectului și de a stabili măsura în care proiectul este autosustenabil.

Datele de intrare utilizate în analiza financiară au fost preluate din Studiul de fezabilitate, din informațiile furnizate de proprietarul infrastructurii care face obiectul proiectului (și din alte informații de ordin tehnic puse la dispoziție de proiectantul de specialitate.

Metodologia ce se va utiliza este analiza fluxului de numerar actualizat (FNA) cu următoarele caracteristici principale:

- Se vor lua în considerare doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau primită pentru proiect. Prin urmare, elementele contabile asimilate, de exemplu rezervele de amortizare şi fondurile de rezervă nu vor fi incluse în analiza FNA.
- Se vor lua în considerare numai fluxurile de numerar din anul în care apar şi într-o anumită perioadă de referință (de 20 de ani). Având în vedere că durata de viață economică utilă actuală a proiectului depășește perioada de referință în cauză, se va lua în considerare şi o valoare reziduală.
- La calculul totalului (respectiv în operațiunile de adunare sau scădere) fluxurilor de numerar apărute în ani diferiți, va fi luată în considerare valoarea actualizată. Prin urmare, fluxurile de numerar viitoare se actualizează la valoarea curentă folosind un factor de actualizare descrescător a cărui mărime se determină prin alegerea ratei de actualizare ce va fi folosită în analiza FNA.

Prezenta ACB folosește **metoda diferențială (incrementală),** astfel că proiectul se evaluează pe baza diferențelor costurilor şi beneficiilor dintre scenariul „cu proiect" şi un scenariu alternativ „fără proiect".

Evaluarea performanței financiare și a sustenabilității proiectului va fi realizată prin estimarea următorilor indicatori:

- Valoarea financiară netă actualizată a investiției (VFNA/C);
- Rata internă de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C);
- Flux de numerar cumulat.

Analiza financiară a fost realizată prin parcurgerea următoarelor etape:

- estimarea costurilor de investiție (costuri de capital);
- estimarea costurilor şi veniturilor investiției, precum şi implicațiile acestora din punctul de vedere al fluxului de numerar;
- definirea structurii de finanțare a investiției şi profitabilitatea sa financiară;
- verificarea capacității fluxului de numerar proiectat pentru a se asigura funcționarea adecvată a investiției şi îndeplinirea obligațiilor (sustenabilitate).

Precizăm că analiza cost beneficiu a fost realizată pentru ambele scenarii tehnice analizate în cadrul prezentului studiu de fezabilitate, în vederea selectării variantei tehnice cu cele mai bune rezultate financiare.

Ipotezele de calcul ce vor sta la baza analizei cost-beneficiu sunt următoarele:

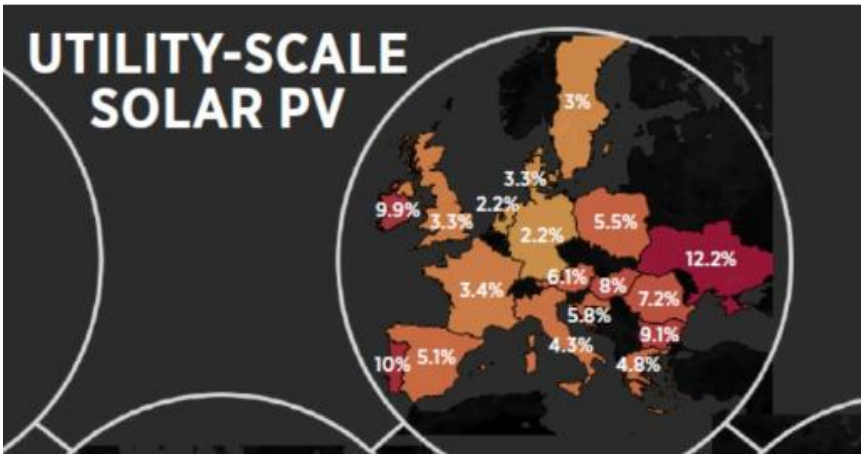
ORIZONTUL DE TIMP	**21 ani** (cf. duratei de analiză a indicatorilor de program stabiliți prin *GHIDUL SOLICITANTULUI - Condiții specifice de accesare a finanțării din Fondul pentru modernizare*) **- 1 an etapa investițională (2027)** **- 20 ani etapa operațională (2028 – 2047)**
CURSUL Euro – LEI	**1 EUR = 4.9763 LEI** (cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii procedurii de ofertare concurențială)
RATA DE ACTUALIZARE FINANCIARĂ	**7,2% în termeni reali** (cf. Vademecum 2021-2027 CE)[3] și cercetărilor din domeniu*
RATA DE ACTUALIZARE ECONOMICĂ	**3,0% în termeni reali** (cf. Vademecum 2021-2027 CE)[3]

*Conform Vademecum, în contextul proiectelor cofinanțate de UE, costul mediu ponderat al capitalului (WACC) este utilizat mai frecvent, ca și rată de actualizare, în cazul investițiilor private. Conform celor mai recente analize efectuate[4], pentru investițiile în domeniul energiei solare, această rată este de 7,2%, așa cum reiese și din documentul menționat și imaginea de mai jos:

[3] Sursa: https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications;

[4] Sursa: Several European Countries Led by Germany with the Lowest Cost of Capital for Utility-Scale Solar PV Projects, According to New Data Released by the International Renewable Energy Agency (IRENA) – Renewable Market Watch

Costul capitalului pentru energia solară fotovoltaică la scară utilitară pe țară, 2019-2021; Sursa: IRENA



Suplimentar, pentru ambele scenarii au fost utilizați următorii parametri:

PARAMETRII MODELULUI

An de bază	*An*	2025
Perioada de analiză	*Ani*	21
Monedă utilizată în analiză	*Simbol*	RON
Rata de schimb	*RON/EUR*	4,9763
Perioada de implementare	*Ani*	1
Perioada de operare analizată	*Ani*	20
Durata de viața a sistemului	*Ani*	25
Rata de actualizare financiară	*%*	7,2%
Rata de actualizare economică	*%*	3,0%
Capacitate instalată	*MW*	0,400

Costurile de capital, costurile cu înlocuirile și valoarea reziduală

Costurile de capital

Pentru acest proiect, costurile de investiție vizează exclusiv costurile identificate în devizul general a fi necesare realizării obiectivului de investiție pentru fiecare scenariu tehnic.

Investiția totală de capital este formată din totalitatea costurilor de construcții, proiectare, avize, achiziție de teren, și alte costuri specifice necesare realizării investiției considerând graficul de eșalonare estimat.

Buget – lei - investiție scenariul 1

	Item	Total Lei	2025 Lei	2027 Lei
1.	Activități anterioare semnării contractului de finanțare, cu respectarea principiului ”demararea lucrărilor”	149.526,00	149.526,00	-
2.	Activități de implementare a investiției, din care:	1.979.455,11	-	1.979.455,11
	-diverse și neprevăzute, rezerva de implementare	30.399,96	-	30.399,96
3.	Activități de management și monitorizare a proiectului	29.857,80	-	29.857,80
4.	Activități de audit	9.952,60	-	9.952,60
5.	Activități de informare și publicitate	7.000,00	-	7.000,00
	TOTAL INVESTIȚIE (fără TVA)	2.175.791,51	149.526,00	2.026.265,51
	Valoarea eligibilă a investiției	1.582.809,57	-	1.582.809,57
	Structura investiției totale pe ani	**100%**	**6,87%**	**93,13%**
	Structura investiției eligibile pe ani	**100%**	**0,00%**	**100,00%**

Buget -lei -investiție scenariul 2

	Item	Total Lei	2025 Lei	2027 Lei
1.	Activități anterioare semnării contractului de finanțare, cu respectarea principiului ”demararea lucrărilor”	149.526,00	149.526,00	-
2.	Activități de implementare a investiției, din care:	1.979.443,35	-	1.979.443,35
	-diverse și neprevăzute, rezerva de implementare	30.399,79	-	30.399,79
3.	Activități de management și monitorizare a proiectului	29.857,80	-	29.857,80
4.	Activități de audit	9.952,60	-	9.952,60
5.	Activități de informare și publicitate	7.000,00	-	7.000,00
	TOTAL INVESTIȚIE (fără TVA)	2.175.779,75	149.526,00	2.026.253,75
	Valoarea eligibilă a investiției	1.582.798,17	-	1.582.798,17
	Structura investiției totale pe ani	**100%**	**6,87%**	**93,13%**
	Structura investiției eligibile pe ani	**100%**	**0,00%**	**100,00%**

Costurile de înlocuire

Costurile de înlocuire ale investiției includ costurile echipamentelor a căror durată de viață este mai mică decât cei 25 de ani care reprezintă durata normată de viață a centralei fotovoltaice. În acest sens au fost considerate costuri de înlocuire cu invertoarele, a căror durată de viață este

de 10 ani. Pe lângă acestea, au fost luate în considerare, după 15 ani de funcționare și costuri cu înlocuirea panourilor care vor prezenta un grad ridicat de degradare și uzură,.

Total costuri de înlocuire:

Tabel: Costuri de înlocuire – Ambele scenariii

Nr. Crt.	Element investițional	Durata viață	Anul 10 (lei)	Anul 16 (lei)	Anul 17 (lei)	Anul 18 (lei)	Anul 19 (lei)	Anul 20 (lei)
1	Invertoare	10 ani	125.900					125.900
2	Panouri degradate/ avariate	15 ani		34.879	34.879	34.879	34.879	34.879
	Total costuri de înlocuire (lei)	-	***125.900***	***34.879***	***34.879***	***34.879***	***34.879***	***160.780***

Definirea scenariilor și ipoteze specifice

Prezenta ACB folosește metoda diferențială (incrementală), astfel că proiectul se evaluează pe baza diferențelor costurilor şi beneficiilor dintre scenariul „cu proiect” şi un scenariu alternativ „fără proiect”.

<u>Scenariul fără proiect – ipoteze și previziuni</u>

Având în vedere capacitatea instalată a centralei fotovoltaice, de 0,400 MWac (în scenariul selectat), și luând în considerare faptul că nu poate fi identificată, în mod realist, realizarea unei alte investiții (de dimensiuni reduse și mai puțin ecologice) pe care firma ar putea-o realiza pentru obținerea energiei, în conformitate cu principiile dezvoltării durabile, scenariul contrafactual este reprezentat de scenariul fără proiect (definit ca și „business as usual” -BAU).

În acest scenariu Solicitantul va achiziționa întreaga cantitate de energie electrică necesară din SEN.

Deoarece activitatea curentă de exploatare a firmei, nu este influențată de realizarea investiției, *se analizează și prezintă doar fluxurile de numerar strict influențate de punerea în funcțiune a centralei fotovoltaice*, respectiv:

- costurile cu energia electrică achiziționată din SEN;
- costuri de exploatare (fixe și variabile) determinate de exploatarea centralei;

Estimarea veniturilor:

În scenariul contrafactual nu avem înregistrate venituri din categoria celor care vor fi influențate de implementarea proiectului.

Estimarea cheltuielilor:

În cazul scenariului contrafactual societatea va achiziționa întreaga cantitate de energie electrică necesară funcționării, de 5.467,34 MWh/an, din SEN.

În consecință, vor fi înregistrate costuri anuale cu achiziția de energie electrică în valoare de 4.013.027 lei/an, obținute prin înmulțirea cantității de energie cumpărate cu prețul de achiziție estimat al acesteia:

5.467,34 MWh/an X 734,00 lei/MWh achiziționat = 4.013.027,28 lei/an.

Prețul de achiziție considerat (de 734,00 lei/MWh) este prețul de achiziție înregistrat de societate conform contractului de achiziție încheiat cu operator specializat.

Scenariul cu proiect – ipoteze și previziuni

Scenariul „cu proiect" este conturat pornind de la scenariul „fără proiect" și luând în calcul impactul proiectului.

Estimarea veniturilor și costurilor aferente scenariului cu proiect a fost realizată pentru ambele opțiuni tehnice analizate în cadrul prezentului Studiului de fezabilitate, respectiv:

- scenariul 1 – *"Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW"*, și
- scenariul 2 – *" Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 450 Wp și invertoare trifazate de 50 kW"*.

Menționăm că veniturile și cheltuielile pentru anul 2027 sunt estimate conform ipotezelor detaliate mai jos, dar calculate proporțional pentru perioada de funcționare din 2027, de 5 luni, având în vedere finalizarea implementării proiectului în luna aprilie 2027.

Estimarea veniturilor:

Pentru ambele scenarii tehnice analizate, veniturile provin din vânzarea surplusului de energie electrică injectat în SEN, adică energia produsă de centrală care depășește necesarul de autoconsum. Având în vedere energia destinată autoconsumului direct al firmei (de 387,07 MWh/an în scenariul 1 și de 385,91 MWh/an în scenariul 2) și producțiile de energie estimate

pentru cele 2 scenarii analizate (așa cum se prezintă în tabelele 3.5 și 3.9 din prezentul SF) rezultă cantitățile disponibile pentru vânzare (în scădere pe perioada analizată, considerând rata de degradare a sistemului).

Luând în considerare producția anticipată a sistemului, cantitatea alocată pentru autoconsum rămâne constantă, iar reducerea cantității de energie generată afectează doar cantitatea disponibilă pentru vânzare.

Precizăm că în ambele scenarii, cantitatea destinată autoconsumului reprezintă (în primul an de funcționare) peste 86% din cantitatea de energie produsă, situându-se, așadar, peste limita minimă impusă de ghid.

Prețul de vânzare a fost determinat ca o medie ponderată a prețurilor de pe piața pentru ziua următoare (PZU) și piața intrazilnică (PI), acestea fiind piețele cele mai relevante pentru stabilirea cotațiilor de preț, în perioada ianuarie 2025 – iulie 2025, o perioadă relevantă pentru prețul și producția de energie din surse regenerabile (RES). Datele au fost preluate din rapoartele OPCOM (operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România).

Piața	Perioada	Volum tranzacții (MWh)	Preț mediu ponderat (lei)	Preț mediu ponderat (euro)
Piața pentru ziua următoare	**ian-iulie 2025**	9.119.865	570	114
Piața Intra-zilnică	**ian-iulie 2025**	1.395.153	505	101
Preț mediu ponderat:			**561**	**108**

Rezultă, așadar veniturile încasate de firmă:

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

Tabel: Venituri generate de scenariul 1 (ani integrali de operare)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
a. Cantitate energie electrică vânduta (MWh/an), a=b-c	**61,02**	**58,33**	**55,66**	**53,00**	**50,36**	**47,74**	**45,13**	**42,53**	**39,96**	**37,39**
b. cantitatea energie produsă (MWh/an)	448,09	445,40	442,73	440,07	437,43	434,81	432,20	429,61	427,03	424,47
c. producția livrată pentru autoconsum	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07
Preț vânzare energie electrică (lei/MW)	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05
Venituri vânzare energie electrică	***34.233,95***	***32.725,54***	***31.226,18***	***29.735,82***	***28.254,40***	***26.781,86***	***25.318,17***	***23.863,25***	***22.417,06***	***20.979,56***

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
a. Cantitate energie electrică vânduta (MWh/an), a=b-c	**34,85**	**32,32**	**29,80**	**27,30**	**24,81**	**22,34**	**19,88**	**17,44**	**15,01**	**12,60**
b. cantitatea energie produsă (MWh/an)	421,92	419,39	416,87	414,37	411,89	409,41	406,96	404,52	402,09	399,68
c. producția livrată pentru autoconsum	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07	387,07
Preț vânzare energie electrică (lei/MW)	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05	561,05
Venituri vânzare energie electrică	***19.550,67***	***18.130,36***	***16.718,57***	***15.315,25***	***13.920,35***	***12.533,83***	***11.155,62***	***9.785,68***	***8.423,95***	***7.070,40***

Tabel: Venituri generate de scenariul 2 (ani integrali de operare)

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
a. Cantitate energie electrică vânduta (MWh/an), a=b-c	**60,83**	**58,15**	**55,49**	**52,84**	**50,21**	**47,59**	**44,99**	**42,41**	**39,84**	**37,28**
b. cantitatea energie produsă (MWh/an)	446,75	444,07	441,40	438,75	436,12	433,50	430,90	428,32	425,75	423,19
c. producția livrată pentru autoconsum	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91
Preț vânzare energie electrică (lei/MW)	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00
Venituri vânzare energie electrică	***34.128,21***	***32.624,46***	***31.129,73***	***29.643,97***	***28.167,12***	***26.699,14***	***25.239,96***	***23.789,54***	***22.347,82***	***20.914,75***

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
a. Cantitate energie electrică vânduta (MWh/an), a=b-c	**34,74**	**32,22**	**29,71**	**27,22**	**24,74**	**22,27**	**19,82**	**17,39**	**14,97**	**12,56**
b. cantitatea energie produsă (MWh/an)	420,65	418,13	415,62	413,13	410,65	408,19	405,74	403,30	400,88	398,48
c. producția livrată pentru autoconsum	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91	385,91
Preț vânzare energie electrică (lei/MW)	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00	561,00
Venituri vânzare energie electrică	***19.490,28***	***18.074,36***	***16.666,93***	***15.267,95***	***13.877,36***	***12.495,11***	***11.121,16***	***9.755,45***	***8.397,93***	***7.048,56***

Estimarea costurilor

Costurile asociate funcționării centralei fotovoltaice se împart în costuri fixe, care nu depind de cantitatea de energie produsă și costuri variabile care variază în funcție de cantitatea de energie produsă de centrală.

Costurile fixe sunt prezentate în cadrul cap. 3.5, pentru fiecare scenariu tehnic analizat, centralizatorul acestora fiind prezentat în tabelul de mai jos.

Centralizator costuri fixe:

Nr. Crt.	Categorii costuri fixe	Scenariul 1 (scenariul selectat)	Scenariul 2
1.	Costuri cu operarea și mentenanța	29.897	29.895
2.	Costuri de personal	90.000	90.000
3.	Costuri cu asigurarea	27.699	27.699
4.	**Total – lei**	**147.596**	**147.594**
5.	**Total – euro**	**29.660**	**29.659**

Costuri variabile: includ costurile cu energia electrică achiziționată de societate pentru funcționarea acesteia. In scenariul cu proiect, aceste costuri și sunt mai mici, față de scenariul contrafactual, cu contravaloarea energiei produse de sistem fotovoltaic si destinată autoconsumului.

Obținerea energiei electrice, cu ajutorul centralei fotovoltaice va genera, practic, înregistrarea de economii (reduceri) ale cheltuielilor cu energia înregistrate de firmă, având în vedere faptul că firma va consuma din SEN o cantitate mai mică cu curent electric (echivalentă cu producția generată de investiție).

Practic firma va înregistra reduceri ale cheltuielilor cu energia electrică estimate ca produs între cantitatea de energie furnizată de centrală consumului propriu al firmei și prețul estimat al acesteia.

Pentru estimarea valorii reducerii acestor cheltuieli s-a luat în considerare prețul de achiziție al energiei electrice conform contractelor în vigoare la nivelul firmei, de 734,00 lei/MWh.

Obținerea energiei electrice, cu ajutorul centralei fotovoltaice va conduce, practic, la reducerea cantității de energie electrică achiziționată de firmă din SEN, cu 387,07 MWh/, în scenariul 1 și 385,91MWh/an în scenariul 2.

Astfel, firma va achiziționa o cantitate mai redusă de energie electrică din SEN, având în vedere producția centralei care va fi direcționată integral către autoconsum.

Având în vedere producția estimată a centralei fotovoltaice, rezultă următoarele economii de costuri înregistrate de firmă, ca diferență dintre scenariul cu proiect în care o parte din necesarul de energie se produce și scenariul fără proiect în care întregul necesar de energie ar fi achiziționat din rețea:

Tabel: Costuri de achiziție a energiei electrice- ambele scenarii (an 1 de funcționare)

Nr. Crt.	Calcul costuri de achiziție	Varianta 1	Varianta 2
1.	Necesar de energie electrică– MWh/an	5.467,34	5.467,34
2.	Producție centrală destinată autoconsumului direct– MWh/an	387,07	385,91
3.	Cantitate de energie electrică achiziționată din SEN– MWh/an	5.080,27	5.081,43
4.	Preț achiziție energie electrică – lei/MWh	734,00	734,00
5.	**Cost achiziție energie electrică**	**3.728.918,18**	**3.729.769,62**

Practic firma va înregistra, prin calculul incremental față de scenariul contrafactual (fără proiect), reduceri ale cheltuielilor cu energia electrică:

Tabel: Reduceri anuale (economii) costuri cu energia electrică achiziționată

Nr. Crt.	Calcul economii cu energia electrică achiziționată	Scenariul 1	Scenariul 2
1.	Cost energie electrică – scenariul contrafactual – lei/an	4.013.027,28	4.013.027,28
2.	Cost energie electrică – scenariul cu proiect – lei/an	3.728.918,18	3.729.769,62
3.	***Economii anuale – lei/an***	284.109,10	283.257,66

În scenariul cu proiect, prețul de achiziție al energiei electrice rămâne neschimbat, fiind de 734,00 lei/MWh, la fel ca în scenariul fără proiect..

Evoluția veniturilor și cheltuielilor din operare, în opțiunea cu proiect, este detaliată, pentru ambele variante în tabelele de calcul aferente analizei economic-financiare (foaie -Anexa 2 ”Venituri și cheltuieli”) anexate prezentului studiu de fezabilitate.

Valoarea reziduală

Potrivit art. 18 din Regulamentul (UE) nr. 480/2014, dacă activele unei operațiuni au o durată de viață care depășește perioada de referință menționată la articolul 15 alineatul (2), valoarea reziduală a acestora se determină prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a operațiunii. Durata de viață a operațiunii este de 25 de ani, având în vedere soluțiile tehnice analizate.

Având în vedere că perioada de analiză este de 21 de ani (din care 20 ani de operare), rezultă că durata medie rămasă a operațiunii este de 5 ani. Pentru stabilirea valorii reziduale, a fost calculată producția sistemului, avându-se în vedere păstrarea aceleiași rată de degradare, rezultând cantitățile produse în baza cărora se calculează economiile de costuri cu achiziția de energie electrică.

Și costurile (fixe și variabile) înregistrate pe durata de viață rămasă a operațiunii urmează aceleași ipoteze conform descrierii de mai sus. În ultimul an de operare sunt luate în considerare și costuri cu reciclarea panourilor fotovoltaice fiind considerat un cost de 20 de euro per panou având în vedere că estimările recente prevăd, costuri de reciclare a panourilor fotovoltaice între 15$ - 45$/modul.[5]

Valori reziduale:

Nr. Crt.	Indicatori	Scenariul 1 (scenariul selectat)	Scenariul 2
1.	Valoare reziduală - lei	406.988	386.324

4.6.2 Indicatori de performanță financiară

Performanța financiară a proiectului cu privire la costurile totale ale investiției ia în considerare intrările de numerar anuale și ieșirile generate de proiect în orizontul de timp previzionat.

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VFNA/C și RIRF/C]. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete

[5] https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-03/Solar-Energy-Technologies-Office-PV-End-of-Life-Action-Plan_0.pdf

ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare. Rentabilitatea financiară a capitalului național este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a capitalului [VFNA/K si RIRF/K].

Acest indicator ia în considerare și returnarea creditelor angajate pentru realizarea proiectului și a dobânzilor aferente, daca este cazul. Pentru investiția propusă, contribuția proprie a Solicitantului va fi asigurata din surse proprii.

Acești indicatori măsoară gradul în care veniturile nete ale proiectului sunt în măsura să ramburseze resursele financiare furnizate de fondurile naționale (din surse publice și private). Variabilele analizate: costurile de capital necesare realizării investiției, costurile de înlocuire necesare pe parcursul perioadei de analiză, veniturile și costurile generate de exploatarea parcului fotovoltaic, determină obținerea următoarelor **rezultate ale analizei financiare**:

Tabel Indicatori financiari în Scenariul 1 – scenariul selectat.

INDICATOR	VALOARE REZULTATĂ	CONCLUZIE
INVESTIȚIE		
Rata internă de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C)	**4,19%**	Rata de rentabilitate este inferioară ratei de actualizare considerată - proiectul nu este rentabil financiar (necesită intervenție financiară din partea FM)
Valoarea financiară actualizată netă a investiției (VFNA/C)	**-426.871 lei**	< 0 (valoare negativă) - veniturile nete nu au capacitatea de a acoperi costurile de investiții (proiectul necesită intervenție financiară din partea FM)
Rata internă de rentabilitate financiară a capitalului (RIRF/K)	**11,66%**	Proiectul este profitabil din punctul de vedere al capitalului propriu investit
Valoarea financiară netă actualizată a capitalului (VFNA/K)	**405.225 lei**	
SUSTENABILITATE FINANCIARĂ		
Flux de numerar cumulat	**>= 0**	Proiectul este viabil financiar, luând în considerare costurile de investiții și toate resursele financiare aferente.

Tabel Indicatori financiari în Scenariul 2

INDICATOR	VALOARE REZULTATĂ	CONCLUZIE
INVESTIȚIE		
Rata internă de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C)	**4,07%**	Rata de rentabilitate este inferioară ratei de actualizare considerată - proiectul nu este rentabil financiar (necesită intervenție financiară din partea FM)
Valoarea financiară actualizată netă a investiției (VFNA/C)	**-441.009 lei**	< 0 (valoare negativă) - veniturile nete nu au capacitatea de a acoperi costurile de investiții (proiectul necesită intervenție financiară din partea FM)
Rata internă de rentabilitate financiară a capitalului (RIRF/K)	**11,53%**	Proiectul este profitabil din punctul de vedere al capitalului propriu investit
Valoarea financiară netă actualizată a capitalului (VFNA/K)	**391.087 lei**	
SUSTENABILITATE FINANCIARĂ		
Flux de numerar cumulat	**>= 0**	Proiectul este viabil financiar, luând în considerare costurile de investiții și toate resursele financiare aferente.

Calculul indicatorilor financiari de performanță a proiectului, este detaliat în tabelele de calcul aferente analizei economic-financiare (foaie - Anexa 4 ”Calcul VNA și RIR”) anexate prezentului studiu de fezabilitate.

Din punct de vedere al indicatorilor financiari, scenariul 1 este superior scenariului 2.

În concluzie, proiectul necesită asistență financiară nerambursabilă.

4.6.3 Determinarea contribuției maxime din fonduri europene

Investiția propusă, este în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 651/2014, respectând atât condițiile generale, cât și pe cele specifice care trebuie respectate din punct de vedere al conformării cu prevederile legale referitoare la ajutorul de stat.

Condițiile specifice tipului de ajutor de stat, respectiv cele prevăzute in art. 41 - Ajutoarele pentru investiții destinate promovării producției de energie din resurse regenerabile, din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 prevăd:

- Ajutoarele pentru investiții se acordă numai instalațiilor noi - Proiectul pentru care se solicită finanțare vizează realizarea unei noi centrale fotovoltaice cu puterea totală instalată de 0,400 **MW_{AC}** fără capacitate de stocare integrată.
- Costuri eligibile- Costurile prevăzute sunt conforme cu cele prevăzute în Ghidul Solicitantului-Secțiunea 1.7 -Valoarea maximă a finanțării din fonduri europene și anexa 4 la Ghid-Categorii de cheltuieli.
- Proiectul propus cuprinde o singură tehnologie de producere a energiei din surse regenerabile (cea solară).
- Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW se încadrează în plafonul maxim aplicabil de 450.000 Euro/MW – pentru capacitățile instalate de până la 5 MW, în limita a 20 milioane pe întreprindere/pe proiect.
- Costurile prevăzute sunt direct legate de realizarea unui nivel mai ridicat de protecție a mediului prin atenuarea impactului asupra mediului datorită faptului că este un tip de energie 100% regenerabilă, inepuizabilă și nepoluantă contribuind astfel la reducerea emisiilor de CO2 cu 5.182,14 tone de CO2 echivalent într-o perioada de 20 ani întregi funcționali.

Pentru estimarea costului eligibil s-a utilizat metodologia prezentată în Ghidul solicitantului, respectiv:

- Pentru proiectele finanțate prin procedura de ofertare concurențială pentru sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile intensitatea ajutorului de stat acordat din bugetul FM este de până la 100% din cheltuielile eligibile prevăzute în Anexa nr. 4.

- Cheltuielile eligibile sunt reprezentate de costurile de investiție, astfel cum sunt prevăzute în Anexa 4. Costurile de operare nu sunt eligibile.

- În conformitate cu art. 41, alin 6 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014, costurile eligibile sunt costurile de investiții, astfel cum sunt prevăzute în Anexa 4, la care se aplică intensitatea ajutorului de stat.

- Intensitatea ajutorului de stat maxim acordat este de 100% din costurile eligibile, cu încadrarea în următoarele plafoane maxime: 450.000 *Euro/MW pentru energia solară,* (capacitățile instalate de până la 5 MW), *respectiv* 20 milioane Euro nerambursabil pe întreprindere, pe proiect.

Având în vedere faptul că puterea instalată este de **0,400** MW_{AC} (în varianta selectată), valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW se încadrează în plafonul maxim aplicabil de 450.000 Euro/MW, fiind considerată valoarea de **448.000 Euro/MW**. În consecință, valoarea grantului solicitat de firmă pentru investiție este de **179.200,0000 Euro (891.752,96 lei[6])**.

Diferența între ajutorul solicitat și total costuri eligibile va reprezenta contribuția beneficiarului la costurile eligibile aferente investiției.

Pornind de la valoarea maximă eligibilă a investiției, și având în vedere că aceasta este mai mică decât valoarea totală a proiectului, rezultă următoarea structură a surselor de finanțare:

Tabel: Surse de finanțare scenariu selectat- lei

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare (lei)
I.	**Valoarea totală a investiției (I=II+III)**	**2.630.171,98**
	din care TVA	454.380,47
II.	Valoarea neeligibilă a investiției	1.047.362,41
III.	Valoarea eligibilă a investiției	1.582.809,57
1.	**Valoarea ajutorului de stat solicitat**	**891.752,96**
2.	Contribuția solicitantului (2=I-1)	1.738.419,02
2.1	Surse proprii	1.738.419,02
2.2	Credit	0,00

Asigurarea sustenabilității financiare

Proiectul este financiar sustenabil atunci când riscul de a rămâne fără disponibil de numerar, atât pe perioada investiției cât și pe perioada operațională, este nul. Promotorii proiectului trebuie să arate faptul că sursele de finanțare disponibile (interne și externe), vor asigura în mod constant plățile de la an la an. Diferența dintre inputuri și outputuri demonstrează deficitul sau surplusul monetar înregistrat în fiecare an.

Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare.

[6] Curs : 1 eur= 4,9763 lei

Intrările de numerar din tabelul de sustenabilitate financiară a proiectului includ următoarele surse:

- Veniturile operaționale din activitatea desfășurată de firmă care acoperă și contribuția Solicitantului la cheltuielile eligibile și cheltuielile neeligibile;
- Asistența financiară nerambursabilă.

Valoarea reziduală nu este luată în calcul întrucât activul nu este efectiv lichidat (vândut, amortizat integral) la sfârșitul perioadei de prognoză a proiectului.

Ieșirile de numerar din tabelul de sustenabilitate financiară a proiectului includ următoarele componente:

- Costul total al investiției (mai puțin TVA);
- Costurile operaționale ale firmei din activitatea curentă (scenariul cu proiect);
- Impozitele și taxele plătite anual: în această categorie intră impozitul pe profit aferent activității globale desfășurate de firmă.

În ceea ce privește impozitul pe profit, acesta a fost calculat luând în considerare și amortizarea anuală înregistrată pentru investiție, precum şi veniturile din subvenții, înregistrate în contrapartidă cu aceasta. Având în vedere faptul că impozitul pe profit se plătește trimestrial, ultima rată de plată pentru anul în curs a fost mutată în fluxul de numerar în anul următor.

Figură - Calcul impozit pe profit pentru scenariul selectat

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Total venituri	240.302.013	243.950.859	248.829.867	253.806.464	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594	258.882.594
Venituri din subvenții RUS	-	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588	44.588
Total cheltuieli	(192.069.074)	(195.626.346)	(199.254.764)	(202.955.750)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)	(206.730.756)
Cheltuieli amortizare echipamente existente	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)	(12.021.187)
Cheltuieli amortizare RUS	-	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)	(90.255)
Cheltuieli cu anortizarea returestiriilor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)	(12.590)
Dobanda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit	36.211.752	36.257.650	37.508.249	38.783.860	40.084.984	40.084.984	40.084.984	40.084.984	40.084.984	40.084.984	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394	40.072.394
Impozit profit	5.793.880	5.801.224	6.001.320	6.205.418	6.413.597	6.413.597	6.413.597	6.413.597	6.413.597	6.413.597	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583	6.411.583
Impozite plătit anual	**5.762.579**	**5.809.435**	**5.961.343**	**6.164.440**	**6.371.599**	**6.423.644**	**6.423.644**	**6.423.644**	**6.423.644**	**6.423.644**	**6.422.134**	**6.421.630**	**6.421.630**	**6.421.630**	**6.421.630**	**6.421.630**	**6.421.630**	**6.421.630**	**6.411.583**	**6.411.583**	**6.411.583**

Potrivit tabelului de sustenabilitate financiară, elaborat pentru acest proiect, sustenabilitatea financiară a proiectului este demonstrată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare. Detalierea modului de calcul al sustenabilității financiare și evoluția fluxului de numerar net cumulat (neactualizat) pe toată perioada de referință a proiectului se prezintă, pentru ambele scenarii, în tabelele de calcul aferente analizei economic-financiare (foaie - Anexa 4 ”Analiza financiară”), anexate prezentului studiu de fezabilitate.

Sustenabilitatea financiara a proiectului a fost evaluată și în corelare cu:

- graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de implementare a proiectului;

- planul de finanțare și sursele prevăzute, graficul cererilor de rambursare a cheltuielilor efectuate, versus proiecția anuala a fluxului de numerar pe perioada de operare.

În tabelul de sustenabilitate nu a fost luat în calcul TVA-ul având în vedere că această taxă este o taxă recuperabilă. În cadrul mecanismului de finanțare propus, TVA-ul aferent unei facturi primite într-o lună va face obiectului decontului de TVA în acea lună și recuperarea TVA-ului se va face în luna următoare plății facturii. Compania va asigura sumele necesare realizării proiectului din sumele generate de activitatea curentă a acesteia.

Planul de finanțare al proiectului pe perioada de implementare a proiectului se găsește detaliat, pentru ambele variante, în tabelele de calcul aferente analizei economic-financiare (foaie - Anexa 3 "Plan finanțare") anexate prezentului studiu de fezabilitate.

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

4.7.1. Metodologie specifică

Analiza economică evaluează contribuția proiectului la bunăstarea economică a societății. Spre deosebire de analiza financiară, unde logica analizei are la bază perspectiva consolidată proprietar – operator asupra infrastructurii, în analiza economică perspectiva este cea a întregii societăți. În acest sens, ieșirile proiectului vor fi evaluate la costul lor de oportunitate, iar intrările, la disponibilitatea consumatorilor de a plăti.

Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o contribuție pozitivă netă pentru societate şi, în consecință, merită să fie cofinanțat din fonduri ale UE.

Metodologia de realizare a analizei economice implică parcurgerea a 3 etape (descrise ulterior):

- Etapa 1 – Corecții fiscale;
- Etapa 2 – Corecții aferente externalităţilor;
- Etapa 3 – Conversia prețurilor de piață în prețuri contabile pentru a include şi costurile şi beneficiile sociale (respectiv determinarea factorilor de conversie).

Fluxurile de numerar din analiza financiară reprezintă baza de dezvoltare a analizei economice. Trebuie menționat că s-a avut în vedere următoarea precizare din Ghidul ACB al Comisiei Europene:

”Veniturile financiare sub formă de taxe de utilizare, comisioane și tarife sunt excluse din analiza economică și înlocuite cu estimarea efectelor directe asupra utilizatorilor, fie prin metoda „disponibilității de plată”, fie prin prețuri contabile. Taxele de utilizare, comisioanele și tarifele, în special în sectoarele care nu sunt expuse concurenței pe piață, în sectoarele reglementate sau în sectoarele influențate puternic de considerente politice, nu ar trebui utilizate drept substitut pentru „disponibilitatea de plată” a utilizatorului.

4.7.2. Corecții fiscale, conversie prețuri și externalități

Costul investiției a fost degrevat de valoarea TVA-ului, încă din analiza financiară.

CONVERSIE ÎN PREȚURI UMBRĂ

Conversia prețurilor financiare în prețuri contabile se realizează în mod uzual printr-un Factor de Conversie Standard (FSC). FSC se calculează pe baza mediei diferențelor între prețurile interne şi cele internaționale (de ex. prețurile în frontieră FOB pentru exporturi şi CIF pentru importuri) datorită tarifelor comerciale şi barierelor. Vom considera în cadrul analizei economice că FSC este 1 (având în vedere că majoritatea bunurilor ce vor fi achiziționate/utilizate în proiect vor fi bunuri comercializabile din interiorul UE, astfel că nu se aplica taxe de import).

Pentru etapa investițională s-a utilizat factorul de conversie pentru forța de muncă.

Dat fiind faptul că nu există informații statistice detaliate despre piața forței de muncă din zonă, pentru calcularea acestui factor de conversie s-au folosit ratele de șomaj județene. În acest caz s-a utilizat următoarea formulă:

$$SW = FW \times (1-u) \times (1-t)$$

unde,

SW = prețul umbră salarii (shadow wage);

FW = prețul de piață al salariilor (finance wage);

u = rata de șomaj regională;

t = cotele de contribuții la bugetul de stat pentru salarii.

$FC_{\text{forța de muncă}} = 0{,}80$

Având în vedere structura costurilor investiționale, rezultă următorii factori de conversie:

Factor de conversie Scenariul 1

Articole cost	Valoare	Pondere	Factor de conversie	Rata preț umbră
Materiale	1.258.491,48	57,84	1	0,578
Forța de muncă, din care				
-calificată	716.925,28	32,95	1	0,330
-necalificată	121.185,02	5,57	0,8	0,045
Echipamente și transport	79.189,72	3,64	1	0,036
Total	**2.175.791,51**	100		**0,989**

Factor de conversie Scenariul 2

Articole cost	Valoare	Pondere	Factor de conversie	Rata preț umbră
Materiale	1.258.482,18	57,84	1	0,578
Forța de muncă, din care				
-calificată	716.925,28	32,95	1	0,330
-necalificată	121.183,88	5,57	0,8	0,045
Echipamente și transport	79.188,41	3,64	1	0,036
Total	**2.175.779,75**	100		**0,989**

VALOAREA REZIDUALĂ

În analiza economică, trebuie estimat prețul umbră al valorii reziduale a proiectului. Acest lucru se realizează prin calcularea valorii actuale a beneficiilor economice, fără costurile economice, în anii de viață rămași ai proiectului. Această abordare se adoptă atunci când valoarea reziduală este calculată în analiza financiară cu valoarea actuală netă a metodei fluxurilor de numerar viitoare.

Nr. Crt.	Indicatori	Scenariul 1 (scenariul selectat)	Scenariul 2
1.	Valoare reziduală – lei	**4.568.262**	4.510.322

4.7.3. Indicatori de performanță economică

INTEGRAREA EXTERNALITĂȚILOR

În această etapă au fost identificate efectele externe pozitive (beneficiile) şi negative (costurile) pe care proiectul le generează la nivel macroeconomic. Aceste efecte apar fără compensații monetare, astfel că ele nu sunt prezentate în analiza financiară, ci estimate şi evaluate în analiza economică.

Se va respecta regula conform căreia orice cost/beneficiu socio-economic care se propagă dinspre proiect spre alți subiecți fără compensație se va cuantifica prin însumare la fluxul de numerar al proiectului.

Beneficiile cuantificabile monetar ale proiectului sunt:

- Beneficii din reducerea de emisii CO2;
- Beneficii din creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie;

Tabel: Monetizare beneficii socio-economice

DESCRIERE BENEFICII	SURSA	VALOARE AN 2027 (ANUL 1 integral operațional)
REDUCEREA EMISIILOR DE CO2 Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră ca urmare a instalării unei facilități de producție a energiei din surse	EU Guidance ”Climate Change and Major Projects Outline of the climate change related requirements and guidance for major	*Ipoteze:* *Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO2 echivalent, este, în primul an de funcționare,*

<table>
<tr><th>DESCRIERE BENEFICII</th><th>SURSA</th><th>VALOARE AN 2027 (ANUL 1 integral operațional)</th></tr>
<tr><td>regenerabile se calculează parcurgând următorii pași:
1. Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile* perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000h/an pentru energie solară);
2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO2 mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat indicat de Ghidul solicitantului de 0,6119 tone CO2/MWh.</td><td>projects in the 2014-2020 programming period”.
Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications.
Factor de emisie – Ghidul Solicitantului
Fondul pentru Modernizare - Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile</td><td>la o rată de conversie de 0,6119 tone CO2 echivalent / MWhelectric[7], de:
- 274,19 tone CO2 echivalent / anul 1 în scenariul 1 (scenariul selectat);
- 273,36 CO2 echivalent / anul 1 în scenariul 2;
Preț t/CO2: Pentru stabilirea prețului pe t/CO2 s-au utilizat datele din documentul Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications[8]. Astfel, conform acestui material, la pag. 23 sunt listate o serie de prețuri umbră pentru CO2 astfel:
<table>
<tr><th>Year</th><th>EUR / t CO_2e</th><th>Year</th><th>EUR / t CO_2e</th><th>Year</th></tr>
<tr><td>2020</td><td>80</td><td>2030</td><td>250</td><td>2040</td></tr>
<tr><td>2021</td><td>97</td><td>2031</td><td>278</td><td>2041</td></tr>
<tr><td>2022</td><td>114</td><td>2032</td><td>306</td><td>2042</td></tr>
<tr><td>2023</td><td>131</td><td>2033</td><td>334</td><td>2043</td></tr>
<tr><td>2024</td><td>148</td><td>2034</td><td>362</td><td>2044</td></tr>
<tr><td>2025</td><td>165</td><td>2035</td><td>390</td><td>2045</td></tr>
<tr><td>2026</td><td>182</td><td>2036</td><td>417</td><td>2046</td></tr>
<tr><td>2027</td><td>199</td><td>2037</td><td>444</td><td>2047</td></tr>
<tr><td>2028</td><td>216</td><td>2038</td><td>471</td><td>2048</td></tr>
<tr><td>2029</td><td>233</td><td>2039</td><td>498</td><td>2049</td></tr>
</table>
(*) Prices in Euro 2016

În cadrul analizei s-au luat în calcul aceste prețuri, convertite în lei la cursul de la momentul realizării ACB-ului, respectiv de 1 euro= 4,9763 lei.</td></tr>
<tr><td>Creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie
Diversificarea surselor de producție a energie electrice prin construirea unei facilități noi de</td><td>Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications</td><td>Conform metodologiei de calcul pentru estimarea acestui tip de beneficiu se ia în calcul cantitatea de energie produsă de către facilitatea de producere a energiei din surse regenerabile.</td></tr>
</table>

[7] Conform calculelor din cadrul Studiului de fezabilitate

[8] Sursa: Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications, pag.23

DESCRIERE BENEFICII	SURSA	VALOARE AN 2027 (ANUL 1 integral operațional)
producere a energiei din surse regenerabile va conduce la asigurarea securității energetice la nivel național coroborată cu reducerea utilizării de surse poluante de producere a energiei electrice. Securitatea furnizării de energie este una dintre cele cinci dimensiuni care se consolidează reciproc ale strategiei Uniunii Energetice a Uniunii Europene. În același timp, securitatea aprovizionării este responsabilitatea fiecărui stat membru.		Pentru energia electrică de la o turbină cu gaz cu ciclu combinat, BEI utilizează, de exemplu, o valoare de 10 EUR/MWhel – presupunând o eficiență a centralei de 58 %, Pentru anul 2027, în cazul variantei selectată (varianta 1), beneficiul calculat aferent securității furnizării de energie este de ***448,09*** MWh/an*49,763 lei/MWh = ***22.298*** **l**ei.

Tabel: Beneficii economice – valori actualizate (scenariul 1)

Beneficiu economic	Valoare actualizată (lei)	Pondere
Valoare reziduala a investițiilor	2.455.666	23,65%
Economii emisii CO2	7.612.891	73,32%
Creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie	315.179	3,04%
TOTAL BENEFICII ECONOMICE	**10.383.736**	**100%**

Tabel: Beneficii economice – valori actualizate (scenariul 2)

Beneficiu economic	Valoare actualizată (lei)	Pondere
Valoare reziduala a investițiilor	2.424.521	23,47%
Economii emisii CO2	7.590.053	73,48%
Creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie	314.233	3,04%
TOTAL BENEFICII ECONOMICE	**10.328.807**	**100%**

Indicatori de performanță economică

Tabel: Indicatori economici scenariul 1- scenariul selectat.

Indicator	Valoare rezultată	Concluzie
ÎN ECONOMIE ȘI SOCIETATE:		
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	**26,49%**	**> 3%** (rata de actualizare socială) - proiectul aduce suficiente beneficii economico sociale în zona de implementare
Valoarea economică netă actualizată (VANE)	**10.068.894 lei**	**> 0 (valoare pozitivă)** - societatea are nevoie de proiect prin beneficiile aduse în economie (proiectul merită intervenție financiară din partea FM)
Raportul beneficiu-cost (RBC)	**6,00**	**> 1 (valoare supraunitară)** Beneficiile totale depășesc costurile proiectului (proiectul merită intervenție financiară din partea FM)

Tabel: Indicatori economici scenariul 2

Indicator	Valoare rezultată	Concluzie
ÎN ECONOMIE ȘI SOCIETATE:		
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	**26,40%**	**> 3%** (rata de actualizare socială) - proiectul aduce suficiente beneficii economico sociale în zona de implementare a proiectului
Valoarea economică netă actualizată (VANE)	**10.001.498 lei**	**> 0 (valoare pozitivă)** - societatea are nevoie de proiect prin beneficiile aduse în economie (proiectul merită intervenție financiară din partea FM)
Raportul beneficiu-cost (RBC)	**5,97**	**> 1 (valoare supraunitară)** Beneficiile totale depășesc costurile proiectului (proiectul merită intervenție financiară din partea FM)

Calculul indicatorilor economici de performanță a proiectului, este detaliat, pentru ambele variante, în tabelele de calcul aferente analizei economic-financiare (foaie -Anexa 5 ”Analiza economică”) anexate prezentului studiu de fezabilitate.

Din punct de vedere al indicatorilor economici, respectiv a impactului proiectului asupra societății, scenariul 1 este superior scenariului 2.

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

Analiza de senzitivitate este o tehnică de evaluare cantitativă a impactului modificării unor variabile de intrare asupra rentabilității proiectului investițional.

Instabilitatea mediului economic caracteristic României presupune existenta unei palete variate de factori de risc care mai mult sau mai puțin probabil pot influenta performanta previzionată a proiectului.

Acești factori de risc se pot încadra în două categorii:

- categorie care poate influența costurile de investiție;
- categorie care poate influența elementele cash-flow-ului previzionat.

Scopul analizei de senzitivitate este:

- identificarea **variabilelor critice** ale proiectului, adică acelor variabile care au cel mai mare impact asupra rentabilității sale. Variabilele critice sunt considerate acei parametri pentru care o variație de 1% generează o variație mai mare de 1% a valorii indicatorului de performanță;
- evaluarea generală a **robusteții şi eficienței proiectului**;
- aprecierea **gradului de risc**: cu cât numărul de variabile critice este mai mare, cu atât proiectul este mai riscant;
- sugerează **măsurile** care ar trebui luate în vederea **reducerii riscurilor proiectului**. Indicatorii luați în calcul pentru analiza senzitivităţii sunt **indicatorii de performanță financiară (RIRF, VFNA) și indicatorii de performanță economică (RIRE și VENA).**

Etapele analizei de senzitivitate sunt:

1. Identificarea variabilelor de intrare susceptibile a avea o influență importantă asupra rentabilității financiare și asupra viabilității economice a proiectului;

   Pentru analiza de față s-a luat în considerare variabile financiare și economice.

2. Formularea ipotezelor privind abaterile variabilelor de intrare de la valorile probabile; Pentru fiecare din aceste variabile a fost considerată ipoteza unei abateri rezonabile de la valoarea medie stabilită în secțiunile anterioare, abateri exprimate procentual.
3. Recalcularea valorilor indicatorilor de performanță în ipoteza realizării abaterilor estimate;

   Evoluția indicatorilor în funcție de modificările variabilelor este prezentată în secțiunile următoare.

   Senzitivitatea indicatorilor de performanță financiară și economică

În cadrul analizei de senzitivitate (realizată doar pentru opțiunea selectată - opțiunea fără stocare), au fost analizate următoarele variabile susceptibile a produce impact semnificativ asupra indicatorilor de performanta financiară:

- Variația costurilor de investiție
- Variația costurilor de operare
- Variația prețului energiei electrice achiziționate
- Variația prețului energiei electrice vândute

Pentru fiecare dintre cele 3 variabile, a fost analizată influența variației cu +-1%, +-5% şi +- 10%.

Influența variației variabilelor asupra indicatorilor de performanta financiară este prezentată în tabelele de mai jos:

Tabel Rezultatele analizei de senzitivitate -variația indicatorilor financiari

Rezultatele analizei de senzitivitate - centralizator variație variabile analizate					
Variația costurilor de investiție		**Înainte de asistența comunitară**		**După asistența comunitară**	
		VFNA/C	RIRF/C	VFNA/K	RIRF/K
1	Scenariu de baza	-426.871	4,19%	405.225	11,66%
2	Variație CAPEX (-1%)	-403.973	4,33%	428.406	11,99%
3	Variație CAPEX (-5%)	-312.377	4,91%	521.128	13,38%
4	Variație CAPEX (-10%)	-197.883	5,69%	637.032	15,42%
5	Variație CAPEX (+1%)	-449.770	4,05%	382.045	11,35%
6	Variație CAPEX (+5%)	-541.366	3,51%	289.325	10,18%
7	Variație CAPEX (+10%)	-655.860	2,88%	173.425	8,88%
Variația costurilor de operare		**Înainte de asistența comunitară**		**După asistența comunitară**	
		VFNA/C	RIRF/C	VFNA/K	RIRF/K
1	Scenariu de baza	-426.871	4,19%	405.225	11,66%
2	Variație OPEX (-1%)	-411.740	4,30%	420.357	11,82%
3	Variație OPEX (-5%)	-351.214	4,75%	480.883	12,44%
4	Variație OPEX (-10%)	-275.557	5,30%	556.540	13,20%
5	Variație OPEX (+1%)	-442.003	4,07%	390.094	11,51%
6	Variație OPEX (+5%)	-502.529	3,60%	329.568	10,87%
7	Variație OPEX (+10%)	-578.186	3,01%	253.911	10,07%
Variația prețului de achiziție al energiei		**Înainte de asistența comunitară**		**După asistența comunitară**	
		VFNA/C	RIRF/C	VFNA/K	RIRF/K
1	Scenariu de baza	-426.871	4,19%	405.225	11,66%
2	Variație pret energie electrica achiziționată (-1%)	-458.312	3,94%	373.785	11,34%
3	Variație pret energie electrica achiziționată (-5%)	-584.076	2,93%	248.021	10,02%
4	Variație pret energie electrica achiziționată (-10%)	-741.280	1,55%	90.816	8,27%
5	Variație pret energie electrica achiziționată (+1%)	-395.430	4,43%	436.666	11,98%
6	Variație pret energie electrica achiziționată (+5%)	-269.667	5,35%	562.430	13,23%
7	Variație pret energie electrica achiziționată (+10%)	-112.462	6,45%	719.634	14,75%

Tot pentru opțiunea selectată – varianta 1, au fost analizate următoarele variabile susceptibile a produce impact semnificativ asupra indicatorilor de performanță economică:

- Variația prețului CO2
- Variația prețului asigurării furnizării cu energie electrică

Pentru fiecare dintre cele 3 variabile, a fost analizată influența variației cu +-1%, +-5% şi +- 10%.Influența variației variabilelor asupra indicatorilor de performanta financiară este prezentată în tabelele de mai jos:

Tabel: Rezultatele analizei de senzitivitate -variația indicatorilor economici

Rezultatele analizei de senzitivitate			
Variația prețului la CO2		**Înainte de asistența comunitară**	
		VANE	RIRE
1	Scenariu de baza	10.068.894	26,49%
2	Variație preț CO2 (-1%)	10.014.964	26,34%
3	Variație preț CO2 (-5%)	9.799.247	25,71%
4	Variație preț CO2 (-10%)	9.529.601	24,93%
5	Variație preț CO2 (+1%)	10.122.823	26,65%
6	Variație preț CO2 (+5%)	10.338.540	27,28%
7	Variație preț CO2 (+10%)	10.608.186	28,07%
Variația prețului din asigurarea furnizării		**Înainte de asistența comunitară**	
		VANE	RIRE
1	Scenariu de baza	10.068.894	26,49%
2	Variație preț asigurării furnizării (-1%)	10.065.261	26,48%
3	Variație preț asigurării furnizării (-5%)	10.050.729	26,44%
4	Variație preț asigurării furnizării (-10%)	10.032.565	26,39%
5	Variație preț asigurării furnizării (+1%)	10.072.526	26,50%
6	Variație preț asigurării furnizării (+5%)	10.087.058	26,54%
7	Variație preț asigurării furnizării (+10%)	10.105.222	26,59%

Variabile critice și valori de comutare

Variabilele critice cu impact asupra performanței financiare și economice a proiectului sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Tabel: Variabile critice cu impact asupra performanței financiare a proiectului

Analiza financiara	Variatie FNPV/	Variatie FRR/C	Senzitiv (Da/Nu)	Senzitiv (Da/Nu)	Variatie FNPV/K
Cost investițional al proiectului (sporire cu 1%)	5,36%	-3,30%	Yes	Yes	-2,69%
Cost investițional al proiectului (diminuare cu 1%)	-5,36%	3,35%	Yes	Yes	2,77%
Costuri cu cheltuielile operationale (sporire cu 1%)	3,54%	-2,74%	Yes	Yes	-1,34%
Costuri cu cheltuielile operationale (sporire cu 1%)	-3,54%	2,73%	Yes	Yes	1,34%
Costuri cu energia electrica achiziționată(sporire cu 1%)	-7,37%	5,72%	Yes	Yes	2,74%
Costuri cu energia electrica achiziționată(diminuare cu 1%)	7,37%	-5,81%	Yes	Yes	-2,76%

Tabel: Variabile critice cu impact asupra performanței economice a proiectului

Analiza economică	Variatie VANE	Variatie RIRE	Senzitiv (Da/Nu)	Senzitiv (Da/Nu)
Variație preț CO2 (sporire cu 1%)	0,54%	0,59%	No	No
Variație preț CO2 (diminuare cu 1%)	-0,54%	-0,59%	No	No
Variație preț din asigurarea furnizării (sporire cu 1%)	0,04%	0,04%	No	No
Variație preț din asigurarea furnizării (diminuare cu 1%)	-0,04%	-0,04%	No	No

În concluzie, analizând tabelele analizei de senzitivitate, rezultă că variabilele critice ce pot afecta performanța economică a proiectului sunt variabilele financiare analizate: costul de investiție, costurile de mentenanță și prețul de achiziție al energiei electrice. Beneficiarul va acorda atenție deosebită acestor variabile identificate.

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 potenţiale 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 si 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	Nu este cazul, proiectul propus va genera o cantitate de energie electrică ce va fi **integral** utilizată local. Nu va exista injecție în SEN.	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 și neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea riguroasă a cheltuielilor pe bază de oferte.	Scăzut

Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6	Încurajarea unei concurențe ridicate din partea prestatorilor de servicii în cadrul licitațiilor organizate. Impactul creșterii valorii costului de investiție a fost evaluat în cadrul analizei de senzitivitate 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. Neconcordanta dintre documentația tehnica 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	Investitia prevede utilizarea de echipamente de ultima tehnologie in domeniul producerii energiei electrice din sursă solară.	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 contractului de fdurnizare, 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 atenta (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire si verificare a documentelor implicate in procesul de executare a plăților. Identificarea unor surse financiare suplimentare (împrumut pe ts)	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, defecțiuni 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 accident sau din cauze externe	1	1	1	Realizarea investiției va duce la o reducere a întreruperilor de activitate ale beneficiarului generate de alimentarea cu e.e.	Scăzut
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 companie 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 semnarea contractului de finanțare, cu plata unui avans de cel puțin 30% 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 retehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor (**Tabelul 4.2**):

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					

Repartiţia riscurilor în funcţie de rezultatul obţinut este prezentat în **Figura 4.1**.

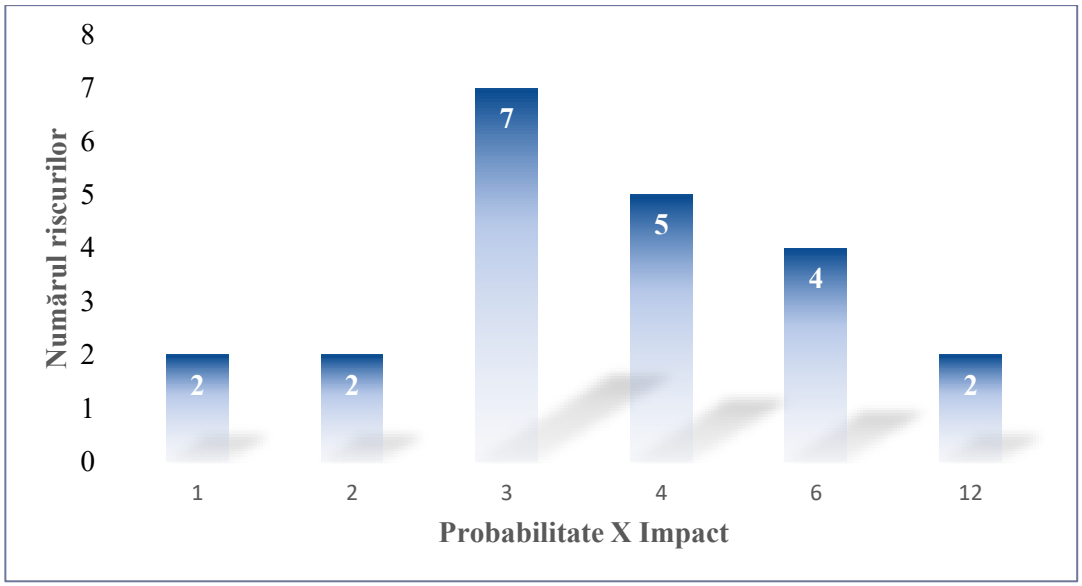


Figura 4.1 – Repartiția riscurilor

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, 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 și amenajarea terenului

Nu este cazul. Terenul se află deja în administrarea 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 Fotovoltaică propusă prin prezenta lucrare, cu integrarea centralei fotovoltaice proiectate în instalațiile existente.

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 **varianta 1.**

Pentru sub-variantele descrise la cap. 3.1, recomandarea proiectantului se regăsește în cadrul capitolului 4.6.

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de **Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând Module PV de 620 Wp și invertoare trifazate de 100 kW.**

Capacitatea instalată pe structură de tip ***sol / acoperiș*** a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **646 module** PV (*funcție de puterea nominală a panoruilor*), fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune maximă de 2.460-2.470 x 1.130-1.140 x 30-32 mm și o greutate maximă de 34-35 kg. Puterea modulelor PV va fi de **620 Wp**, cu un randament nominal de minimum **22%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **86,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată unitară de **100 kW** (**4 buc.**), 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 sau aluminiu, la o înclinare de **10 / 25 de grade, cu orientare SUD**.

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General, este de **2.175.791,51 RON, fără TVA**, respectiv **2.630.171,98 RON cu TVA**.

Cheltuielile anuale de exploatare pentru Scenariul 1 (OPEX) se ridică la o valoare medie de **29.660 EUR/an**, fără TVA.

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de **maximum 7 luni** de la data semnării contractului de finanțare.

După cum se poate observa în **Tabelul 5.1**, în urma analizei multi-criteriale a rezultat faptul că **Scenariul 1** este scenariul optim din punct de vedere tehnico-economic, cu un punctaj total ponderat de **99,25 puncte**.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială

Indicatori	UM	Tip criteriu	Pondere	PV S1 - 620 Wp	PV S2 - 450 Wp
Capacitate electrică instalată	$MW_{e\ DC}$	Max	10%	0,40052	0,40050
	Punctaj			**100**	90
Putere electrică netă	MW_e AC	Max	10%	0,40	0,40
	Punctaj			**100**	**100**
Eficienta electrică la sarcină nominală (condiții ISO)	%	Max	10%	98,60%	97,00%
	Punctaj			**100**	**90**
Factor de capacitate (raportat la $P_{i,AC}$)	%	Max	15%	12,08	12,05
	Punctaj			**100**	90
Energie electrica produsă (în primul an de funcționare)	MWh/an	Max	10%	448,09	446,75
	Punctaj			**100**	90,00
Autoconsum de energie electrica (inclusiv pierderi în elementele de rețea)	MWh/an	Max.		387,07	385,91
	%			86,38%	86,38%
Factor de corecție cu pierderile evitate prin rețelele electrice	-	-		0,891	0,891
Economia de energie primara	MWh	-		502,91	501,40
Reducerea gazelor cu efect de seră	tone CO_2 echivalent / an	Max	10%	307,73	306,81
	Punctaj			**100**	90
CAPEX	RON, fără TVA	min	20%	2.175.791,51	2.175.779,75
	Punctaj			**95**	**100**
OPEX	RON/an	min	15%	147.596	147.594
	Punctaj			95	**100**
PUNCTAJ TOTAL (max. 100 p)				**98,25**	**94,5**

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

Valoarea totală a investiției, conform Devizului general este de 2.175.791,51 lei, fără TVA, respectiv de 2.630.171,98 lei, TVA inclus.

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

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	0,40	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (medie pe 20 de ani)	259,11	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile (medie pe 20 de ani)	423,45	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	8.468,94	MWh
Indicatorul I.5	Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (în primul an de funcționare)	86,38	%/am
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei (în primul an de funcționare)	12,08	%/an

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

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de **4 luni**, dar nu mai târziu de finalul lunii decembrie 2028.

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;
- P118/2025 – Normativ privind securitatea la incendiu a construcțiilor;
- 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 montajul, punerea 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 la solicitări 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 şi 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 FINANŢARE A INVESTIŢIEI

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare (lei)
I.	**Valoarea totală a investiției (I=II+III)**	**2.630.171,98**
	din care TVA	454.380,47
II.	Valoarea neeligibilă a investiției	1.047.362,41
III.	Valoarea eligibilă a investiției	1.582.809,57
1.	**Valoarea ajutorului de stat solicitat**	**891.752,96**
2.	Contribuţia solicitantului (2=I-1)	1.738.419,02
2.1	**Surse proprii**	**1.738.419,02**
2.2	**Credit**	**0,00**

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBŢINERII AUTORIZAŢIEI DE CONSTRUIRE

A fost obținută negația privind necesitatea obținerii Certificatului de Urbanism, ce poate fi consultată în **Anexa 16**.

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

Extrasul de Carte Funciară poate fi consultat în **Anexa 2**.

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

A fost demarată procedura de notificare a APM CONSTANȚA, având numărul de înregistrare 3626/21.08.2025, ce poate fi consultată în **Anexa 1**.

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂŢILOR

Nu este cazul.

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

La momentul întocmirii Studiului de Fezabilitate nu a fost întocmit Studiul Topografic.

Realizarea acestuia și eventuala adaptare a soluției tehnice va cădea în sarcina Antreprenorului General.

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

Nu este cazul.

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

7.1. INFORMAŢII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv CELCO S.A.

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 7 luni, durata de execuție fiind de 4 luni.

Estimativ, graficul de execuție va avea în vedere următoarele termene de implementare de la data de începere a contractului (DI):

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații și achiziții echipamente: 2 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii, probe tehnologice si teste): 3,5 luni.

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 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 (proces verbal) 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 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 **CELCO S.A.**

Dupa expirarea perioadei de garanție furnizorul poate executa contra-cost operațiunile de mentenanta 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 Fotoelectrice – în prezentul studiu această ipoteză a fost luată în calcul, dat fiind că în prezent **CELCO S.A.**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, PMBoK.

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, în funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Asistent de comunicare și manager de documente
- Inginer de planificare
- Coordonator proiectant / manager tehnic
- Inginer constructor
- Inginer mecanic
- Inginer electric
- Inginer de automatizare
- Manager de șantier
- Manager operațional / logistic
- Responsabil cu controlul calității

- 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;
- asistență de specialitate în vederea derulării 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 **CELCO S.A.**, 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 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

Capacitatea instalată pe structură de tip ***sol / acoperiș*** a centralei electrice fotovoltaice va fi alcătuită dintr-un număr de **646 module** PV (*funcție de puterea nominală a panoruilor*), fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune maximă de 2.460-2.470 x 1.130-1.140 x 30-32 mm și o greutate maximă de 34-35 kg. Puterea modulelor PV va fi de **620 Wp**, cu un randament nominal de minimum **22%**, în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **86,00%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Centrala fotovoltaică fi prevăzută cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată unitară de **100 kW** (**4 buc.**), 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 sau aluminiu, la o înclinare de **10 / 25 de grade, cu orientare SUD**.

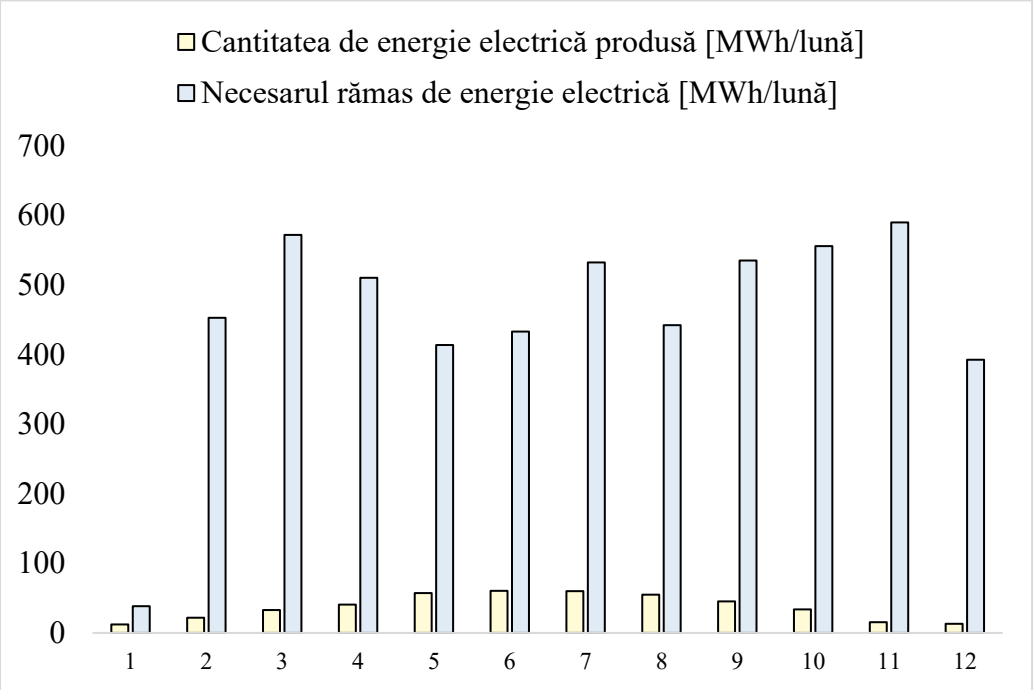


Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – **module 620 Wp + invertoare 100 kW**

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi:

- Producţia netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **38,54 t.e.p/an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **8.468,94 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de seră cu: **5.182,14 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 (totale) de: **448,09 MWh/an (din care 387,07 MWh/an autoconsum direct** și **61,02 MWh/an export în SEN / limitare operațională)** în **primul an de funcționare** – **rată de autoconsum direct de 86,38%/an**.
- Factor de capacitate (medie pe 20 de ani): **12,08%/an**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400,52 kWp / 400,00 kW_{AC}**.

Realizarea lucrărilor prevăzute în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate va duce la îndeplinirea cerințelor din Caietul de Sarcini și la dezvoltarea **CELCO S.A.**, prin:

- creșterea rezilienței energetice datorită capacității de a produce intern un procent ridicat din necesarul de consum reeducând astfel impactul negativ al întreruperilor în furnizare,
- creșterea eficienței tehnice datorată reducerii dependenței de energia electrică achiziționată de la distribuitor,
- creșterea eficienței economice datorită capacității de a produce energie electrică la un cost redus față de prețul pieței generând o economie anuală medie **284.109,10 RON/an**,
- 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.

GHEORGHIU CRISTIAN PFA
T: +40 732 465 277, E-mail: cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com

Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	0,40	MW
Indicatorul I.2	*Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect* de seră (medie pe 20 de ani)	259,11	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile (medie pe 20 de ani)	423,45	MWh/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	8.468,94	MWh
Indicatorul I.5	Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (în primul an de funcționare)	86,38	%/am
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei (în primul an de funcționare)	12,08	%/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 2022 - 2030,” 2024.

[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.Pandey 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: Key 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.