

CONȚINUT CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE PENTRU BENEFICIARIII 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.

PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA

Noiembrie 2023

FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: **EDS Energy Efficiency S.R.L.**

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

RESPONSABIL FINANCIAR: **TVS CONSULTING S.R.L.**

COLECTIV DE ELABORARE:

- Manager de proiect: Gabriel Souca
- Proiectant de specialitate: Cristian Gheorghiu
- Responsabil financiar: Raphael Soci
- Inginer autorizat ANRE: Vasile Varga
(atestat ANRE tip III A si IIIB cu numărul 202010348)

CUPRINS

LISTA DE FIGURI.....	6
LISTA DE TABELE.....	8
A. PIESE SCRISE	9
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII.....	9
1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	9
1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR.....	9
1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR).....	9
1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI	9
1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE.....	9
1.5.1. Subcontractori.....	9
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	11
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.....	12
2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE	12
2.2.1. Restricții privind impactul asupra mediului.....	16
2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR	17
2.3.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului	17
2.3.1.1. Structura producției de energie electrică din România.....	17
2.3.1.2. Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie	19
2.3.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului	23
2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII	29
2.4.1. Cererea și oferta de energie la nivel național.....	29
2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni.....	35
2.4.3. Scurtă Descriere administrativă a Beneficiarului.....	42
2.4.4. Potențialul solar al României.....	46
2.4.5. Concluzii.....	47
2.5. OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE.....	48
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	50
3.1. IDENTIFICAREA ȘI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPȚIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	50

3.1.1. Sinteza soluțiilor tehnice analizate	50
3.1.2. Evaluarea potențialului solar	53
3.1.2.1. <i>Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW</i>	58
3.1.3. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100 kW	69
3.2. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI	79
3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului	79
3.2.2. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile	80
3.2.3. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite	81
3.2.4. Surse de poluare existente în zonă	81
3.2.5. Date climatice și particularități de relief	81
3.2.6. Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate; posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate; terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională	85
3.2.7. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:	86
3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ	86
3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW	86
3.3.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100 kW	92
3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI	96
3.4.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW	96
3.4.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100kW	99
3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ	102
3.5.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW	102
3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100kW	103
3.6. STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ ȘI STABILITATE A TERENULUI, ETC	104
3.6.1. Studiu Topografic	104
3.6.2. Studiu Geotehnic	104
3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului	104
3.6.4. Studiu de Rezistență Structurală	104
3.7. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI	104

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-

ECONOMIC(E) PROPUSE(E) 106

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ	106
4.2. ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA	108
4.3. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE	118
4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	119
4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;	119

4.4.2. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;	125
4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;	127
4.4.4. Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.	128
4.5. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.	129
4.6. ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ	131
4.6.1.1. Scenariul 1- Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW - versus Scenariul în care nu se va realiza nici o investiție	135
4.6.1.2. Scenariul 2 - Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100 kW -versus scenariul în care nu s-ar realiza nici o investiție de către beneficiar	146
4.6.1.3. Concluzie	156
4.7. ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE	160
4.7.1.1. Scenariul 1 vs scenariul fara investitie	161
4.7.1.2. Scenariul 2 vs scenariul fara investitie	166
4.7.1.3. Concluzie	171
4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE	172
4.9. ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR	175
5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)	179
5.1. DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E) PRIVIND:	179
5.1.1. Obținerea și amenajarea terenului	179
5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului	179
5.1.3. Probe tehnologice și teste.	179
5.2. SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	180
5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:	182
5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA	182
5.3.2. Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare	182
5.3.3. Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni	183
5.4. PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE	184
5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI	187
6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME	188
6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBȚINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE	188
6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEPȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE	188

6.3. ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ.....	188
6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR	188
6.5. STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ.....	188
6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE	188
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	189
7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	189
7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI	192
7.3. STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE	194
7.4. RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE.....	195
8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....	198
BIBLIOGRAFIE.....	201

LISTA DE FIGURI

Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 30.07.2018 – 08.12.2022	15
Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030.....	17
Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030.....	18
Figura 2.4 – Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021 – 2030, conform [3].....	18
Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3]	19
Figura 2.6 – Amplasare generală	23
Figura 2.7 – Evoluție lunară a necesarului de energie electrică – istoric 01.01.2022 – 31.12.2022 + inclusiv estimări consum viitor.....	25
Figura 2.8 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Decembrie 2022.....	29
Figura 2.9 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2022.....	30
Figura 2.10 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022	32
Figura 2.11 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022	33
Figura 2.12 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2022 – 31.12.2022.....	34
Figura 2.13 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent)	34
Figura 2.14 – Harta României privind Potențialul Solar	46
Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar	53
Figura 3.2 – Irradianța medie lunară	56
Figura 3.3 – Evoluția temperaturii medii exterioare în perioada 01.01.2005 – 31.12.2020	57
Figura 3.4 – Modul PV 700 Wp.....	58

Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 300 kW	59
Figura 3.6 – Sistem montaj module PV – orientare EST-VEST	61
Figura 3.7 – Modul PV 525 Wp.....	69
Figura 3.8 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple 50 kW	70
Figura 3.9 – Amplasare generală	79
Figura 3.10 – Amplasamentul propus	80
Figura 3.11 – Simulare amplasament – Module PV 700 Wp – Orientare EST-VEST	88
Figura 3.12 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 700 Wp + invertoare 300 kW	89
Figura 3.13 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 50 kW	93
Figura 3.14 – Graficul Gant al implementării proiectului	105
Figura 4.1 – Evoluția necesarului lunar de energie electrică, în perioada ian. 2022 – dec. 2022, inclusiv consumuri estimate conform Auditului Electroenergetic	129
Figura 4.2 – Repartiția riscurilor.....	178
Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 700 Wp + invertoare 300 kW, orientare = EST-VEST, înclinare = 10 grd.	198

LISTA DE TABELE

Tabelul 2.2 – Centralizarea punctelor de consum existente (albastru)	25
Tabelul 2.3 – Centralizarea consumurilor de energie electrică aferente punctelor de consum existente.....	27
Tabelul 2.3 – Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie (perioada 11.09.2020 – 31.12.2022)	31
Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză	52
Tabelul 3.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 540 Wp	86
Tabelul 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 300 kW	87
Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 300 kW	89
Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 300 kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).....	91
Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 525 Wp	92
Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100kW	93
Tabelul 3.8 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 100kW	94
Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 50kW pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).....	95
Tabelul 3.10 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării.....	96
Tabelul 3.11 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării.....	99
Tabelul 4.1 – Necesarul lunar, agregat, de energie electrică.....	129
Tabelul 4.2 – Necesarul lunar de energie electrică (facturat – albastru / estimat – galben), per punct de consum	130
Tabelul 4.3 – Principalele riscuri	175
Tabelul 4.4 – Matrice evaluare riscuri	177
Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială	181
Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect	200

A. PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru ” **PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA**”

1.2. ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- Primaria Bistrita, având Codul de Înregistrare Fiscală 4347569, cu sediul în P-ta Centrala, nr. 6, Mun. Bistrita, Jud. Bistrita-Nasaud;

1.3. ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4. BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

Beneficiarul investiției este Municipiul Bistrita.

1.5. ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

- **Societatea EDS ADVISORS S.R.L.**
- **Sediu social:** Str. Viitorului, nr. 10 E
- **E-mail:** gabriel.souca@edsadvisors.ro,
- **Site:** <https://edsadvisors.ro>
- **Tel:** + 40 740 226 741
- **CUI:** RO 43304208 / **ONRC** J12/3671/2020.

1.5.1. Subcontractori

- **Societatea GHEORGHIU CRISTIAN PFA**
 - **Sediu social:** str. Pravăț, nr. 8, sector 6, București
 - **E-mail:** cristian.gheorghiu.pfa@gmail.com
 - **Site:** –
 - **Tel:** +40 732 465 277
 - **CUI:** RO 45104591 / **ONRC** F40/2710/2021.
-
- **Societatea TVS CONSULTING S.R.L.**
 - **Sediu social:** Str. Ploiesti, Nr. 47-49, Birou Nr. 3, Et.1, Cluj Napoca

- **E-mail:** raphael.soci@tvsconsulting.ro
- **Site:** <https://tvsconsulting.ro/>
- **Tel:** +40 747 042 371
- **CUI:** RO 47640391/ **ONRC** J12/714/2023.

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Obiectivele vizate de prezenta investiție sunt:

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

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

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

Nu a fost realizat un studiu de Prefezabilitate în prealabil.

2.2. PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI 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, colegiitorii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici viitor pentru perioada de după 2030.

În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia a propus o modificare a **Directivei privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001]** pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 % până în 2030 și promovează utilizarea combustibililor din surse regenerabile, precum hidrogenul în industrie și transporturi, cu obiective suplimentare. Aceasta vizând să mențină poziția de lider mondial a UE în domeniul surselor regenerabile și, în sens mai larg, să ajute UE să își îndeplinească angajamentele de reducere a emisiilor asumate în temeiul **Acordului de la Paris**.

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie,

existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030.

La momentul realizării Studiului de Fezabilitate, **Directiva (UE) 2018/2001** a fost transpusă în legislația națională, prin intermediul **Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie**.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – *A.N.R.E.* În acest sens, acest domeniu se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- **Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;**
- **LEGE nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie** cu modificările și completările ulterioare
- **Ord. 85/2021** privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-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**, România va aloca în jur de 460 mil. Euro.

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

3. Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile, 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 CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de

până la **96,53 EUR/certificat la 18.08.2022**, după cum se poate observa și în **Figura 2.1**, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MW_t [1] a crescut sensibil.



Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 30.07.2018 – 08.12.2022

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat *Fit for 55*, prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice.

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de 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 finanțării pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWh_e produs [2].

De asemenea, pentru a susține tranziția către sustenabilitate și către o Comunitate Europeană Verde, BEI a decis ca începând cu anul 2023 să nu mai finanțeze proiecte cu un factor de emisii specifice mai mare de 100 gCO₂/kWh_e produs. În acest mod, se încurajează investițiile în surse de energie bazate pe energie regenerabile, precum centralele fotovoltaice, eoliene și proiectele ce au un grad ridicat de utilizare combinată a surselor convenționale de energie (gaz natural) și a surselor alternative de energie, cu proveniență curată (hidrogen verde).

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

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului în conformitate cu prevederile Directivei 2014/52/UE a Parlamentului European și a Consiliului, de modificare a Directivei 2011/92/UE privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, transpusă în legislația națională prin Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, a fost demarată prin depunerea, în data de 02.11.2023 a solicitării către Agenția pentru Protecția Mediului (APM) Bistrita-Nasaud (nr. de înregistrare **13438/02.11.2023**) pentru obținerea unui punct de vedere privind necesitatea evaluării impactului asupra mediului. În data de 10.11.2023 a fost primită Decizia etapei de evaluare inițială numărul 751/10.11.2023 prin care se decide necesitatea declanșării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului și se solicită depunerea memoriului de prezentare conform conținutului-cadru prevăzut în anexa 5E la procedură.

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 aplicare 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 CO₂, astfel având un impact extrem de dăunător asupra calității aerului, asupra încălzirii globale și implicit a creșterii temperaturilor. Energia solară nu implică nici un fel de emisii de gaze cu efect de seră acest aspect facilitând un comportament preventiv în raportul cu calitatea aerului și încălzirea globală.

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

Obiectiv de mediu	Necesită evaluare de fond		Justificare și explicații
	DA	NU	
Atenuarea schimbărilor climatice		X	<p>Proiectul nu are impact negativ asupra atenuării schimbărilor climatice având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Implementarea prezentului proiect investițional nu implică posibilitatea generării de emisii de gaze de seră, activitatea productivă a energiei electrice prin intermediul unui parc fotovoltaic nefiind generatoare de gaze cu efect de seră. - Operaționalizarea investiției contribuie la reducerea amprente de carbon astfel limitându-se emisiile de gaze cu efect de seră generate de activitatea curentă. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră reprezintă o aliniere și o contribuție la obiectivele reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a neutralității din punct de vedere al emisiilor de carbon, așa cum acestea sunt definite în documentele programatoare ale Comisiei Europene.
Adaptarea la schimbările climatice		X	<p>Implementarea prezentului proiect investițional contribuie la creșterea capacității de adaptare la schimbările climatice, astfel:</p> <ul style="list-style-type: none"> - În contextul obiectivelor de mediu privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră de la nivel global pentru prevenirea creșterii temperaturii globale, înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. - Înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de adaptare la schimbările climatice ca urmare a alinierii politicilor proprii la nevoia reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, unitatea de producție a energiei electrice asigurând accesul la energie verde regenerabilă. - Implementarea proiectului investițional reprezintă o modalitate de adaptare la politicile privind schimbările climatice vizându-se complementaritatea între sursele convenționale de energie și cele regenerabile, cu o politică de tranziție către

			neutralitate din punct de vedere al emisiilor de CO2.
Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine		X	<p>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative pentru utilizarea durabilă și proiecția resurselor de apă și a celor marine având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Echipamentele preconizate a fi achiziționate nu utilizează resurse de apă pentru a funcționa astfel că în timpul proceselor productive este eliminat complet riscul deteriorării rezervelor de apă sau de utilizare excesivă a acestor resurse. - Investiția nu este amplasată în proximitatea unor resurse de apă locale, neexistând de asemenea nicio interacțiune cu pânza freatică din zona locației de implementare. - Echipamentele din cadrul centralei fotovoltaice nu utilizează substanțe cu risc poluant care pot fi deversate în resursele de apă locale. - Natura investiției preconizate nu este de natură de a afecta diversitatea biologică, de a genera eroziune costieră sau de a determina stres hidric, urmare a faptului că funcționarea centralei de producție energie electrică se bazează exclusiv pe resursele solare.
Economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora		X	<p>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al economiei circulare, inclusiv din perspectiva prevenirii generării de deșeuri și reciclarea acestora, având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Operaționalizarea propriu zisă a investiției nu presupune generarea de deșeuri de nici o natură dat fiind faptul că nu se operează cu materii prime și nu au loc procese fizice de procesare cu potențial generator de deșeuri. - Durata de viață a investiției este prognozată pentru o perioadă de minim 20 de ani, astfel că prevenirea deșeurilor nu reprezintă o provocare în condițiile în care activitatea productivă de energie electrică din surse solare nu presupune generarea de deșeuri direct corelate cu activitatea productivă. - Panourile solare sunt compuse din sticlă, plastic și aluminiu, trei materiale cu un ridicat nivel de reciclare și care permit ca la finalizarea duratei de viață a panourilor, acestea să poată fi reciclate integral. Industriile reciclatoare de plastic, aluminiu și

			<p>sticlă sunt suficient de dezvoltate din punct de vedere tehnologic cât să asigure reciclarea integrală a tuturor materialelor ce compun structura panourilor solare. Toate componentele parcului Fotovoltaic pot fi reciclate, neexistând elemente nereciclabile.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Panourile solare pot fi reutilizate fie prin reutilizare directă, fie prin reutilizare ulterior unor operațiuni de recondiționare; operațiunile de recondiționare nu au caracter poluator și permit reintroducerea în circuitul economic al panourilor. - Din punct de vedere al economiei circulare implementarea prezentului proiect investițional permite implementarea și aplicarea principiului ”reducere, reutilizare și reciclare”; funcționarea parcului Fotovoltaic contribuie la reducerea cantităților de deșeuri urmare a faptului că aceasta nu generează deșeuri în etapa de exploatare; specificațiile tehnice ale componentelor parcului Fotovoltaic favorizează implementarea principiului reutilizare (urmare a posibilităților de recondiționare a panourilor și reintroducerea acestora în circuitul economic), respectiv de reciclare (dată fiind posibilitatea reciclării tuturor materialelor din care sunt manufacturate panourile solare).
Prevenirea și controlul poluării aerului, apei sau solului		X	<p>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al prevenirii și controlului poluării aerului, apei sau solului, astfel:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Activitatea propusă prin proiect nu contribuie la fabricarea, introducerea pe piața sau utilizarea de substanțe chimice enumerate în anexa I sau anexa II la Regulamentul (UE) 2019/1021 al Parlamentului European și al Consiliului. - Parcul Fotovoltaic nu este caracterizată de emisia de noxe care pot ajunge în atmosferă, de utilizarea unor lichide cu potențial poluator asupra apei sau solului și nici nu vizează operarea cu nici un fel de substanțe cu impact de poluare asupra aerului, solului sau apei.
Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor		X	<p>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al protecției și refacerea biodiversității și a ecosistemelor, având în vedere următoarele aspecte:</p>

			<ul style="list-style-type: none"> - Din punct de vedere al impactului asupra biodiversității și a siturilor protejate facem precizarea că locația de implementare nu este situată într-o zonă protejată motiv pentru care activitatea productivă nu va avea nici un impact asupra biodiversității și a siturilor protejate. În respect față de principiul protecției biodiversității, locația de implementare a proiectului a fost aleasă astfel încât aceasta sa nu afecteze ecosistemele locale; - Activitatea propusă nu are potențial de poluare astfel că afectarea ecosistemelor nu reprezintă o provocare din punct de vedere al operaționalizării investiției propuse; - Amplasamentul investiției nu se află în proximitatea unor ecosisteme naturale sau a unor arii protejate.
--	--	--	---

Criteriu	Modul concret de îndeplinire
I. Adaptarea la schimbările climatice	<p>Modalitățile de îndeplinire a criteriului:</p> <p><i>Înființarea unei centrale fotovoltaice de producție a energiei din surse regenerabile determină următoarele contribuții semnificative la atenuarea schimbărilor climatice:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pentru fiecare MWh consumat prin alimentare din sistemul clasic de distribuție a energiei electrice, producerea acestuia prin utilizarea sistemul de panouri fotovoltaice permite o reducere a emisiilor de CO2 de 0,6177 tone. ✓ Contribuie la reducerea amprentei de carbon la nivel local astfel limitându-se emisiile de gaze cu efect de seră generate de activitatea specifică curentă. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră reprezintă o aliniere și o contribuție la obiectivele reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a neutralității din punct de vedere al emisiilor de carbon, așa cum acestea sunt definite în documentele programatoare ale Comisiei Europene.

✓ În contextul obiectivelor de mediu privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră de la nivel global pentru prevenirea creșterii temperaturii globale, înființarea unei centrale fotovoltaice pentru producția energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de contribuire la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Contribuția semnificativă a înființării unei centrale fotovoltaice la atenuarea schimbărilor climatice se traduce prin următoarele aspecte:

- ✓ Comunitatea locală va avea acces la resurse energetice verzi pe care le va putea utiliza pentru autoconsum astfel reducând ponderea energiei din surse poluante și crescând ponderea energiei din surse sustenabile la nivelul consumului propriu, respectiv a energiei din surse solare;
- ✓ Implementarea proiectului permite întărirea capacității reziliente la nivel local prin raportare la mecanismele de gestionare a crizelor energetice dat fiind faptul că instalarea și operaționalizarea sistemului fotovoltaic permite reducerea dependenței de piețele energetice globale și oferă alternative sustenabile de a reacționa la fluctuațiile negative de pe piața energetică globală;

Proiectul nu are impact negativ asupra atenuării schimbărilor climatice având în vedere următoarele aspecte:

- Înființarea unei centrale fotovoltaice elimină posibilitatea generării de emisii de gaze de seră, activitatea productivă a energiei electrice prin intermediul unui sistem fotovoltaic nefiind generatoare de gaze cu efect de seră.
- Operaționalizarea sistemului fotovoltaic contribuie la reducerea amprente de carbon astfel limitându-se emisiile de gaze cu efect de seră generate de activitatea specifică curentă. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră reprezintă o aliniere și o contribuție la obiectivele reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a neutralității din punct de vedere al emisiilor de carbon, așa cum acestea sunt definite în documentele programatoare ale Comisiei Europene.
- Reducerea gazelor cu efect de seră reprezintă o contribuție majoră a proiectului la atenuarea schimbărilor climatice.

	<ul style="list-style-type: none"> - Structura constructivă a echipamentului nu conține tehnologii bazate pe Plumb-Acid ($Pb-H_2SO_4$), Nichel-Cadmiu (NiCd) sau Nichel Metal Hibrid (NiMH) cu potențial de contaminare a surselor de apă.
2. Utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și a celor marine	<p>Modalitățile de îndeplinire a criteriului:</p> <p>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative pentru utilizarea durabilă și proiecția resurselor de apă și a celor marine având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistemul fotovoltaic nu utilizează resurse de apă pentru a funcționa astfel că în timpul proceselor productive este eliminat complet riscul deteriorării rezervelor de apă sau de utilizare excesivă a acestor resurse. - Sistemul nu va fi amplasat în proximitatea unor resurse de apă locale, neexistând de asemenea nicio interacțiune cu pânza freatică din zona locației de implementare. - Componentele sistemului fotovoltaic nu utilizează substanțe cu risc poluant care pot fi deversate în resursele de apă locale. - Natura investiției preconizate nu este de natură de a afecta diversitatea biologică, de a genera eroziune costieră sau de a determina stres hidric, urmare a faptului că funcționarea centralei de producție energie electrică se bazează exclusiv pe resursele solare.
3. Tranziția către o economie circulară	<p>Modalitățile de îndeplinire a criteriului:</p> <p>Prin raportare la investiția propusă nu se preconizează că măsura: (i) va duce la o creștere semnificativă a generării, a incinerării sau a eliminării deșeurilor, cu excepția incinerării deșeurilor periculoase nereciclabile sau (ii) va duce la ineficiențe semnificative în utilizarea directă sau indirectă a oricăror resurse naturale în orice etapă a ciclului său de viață, care nu sunt reduse la minimum prin măsuri adecvate sau (iii) va cauza prejudicii semnificative și pe termen lung mediului în ceea ce privește economia circulară, având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Operarea sistemului nu presupune generarea de deșeuri de nicio natură dat fiind faptul că nu se operează cu materii

prime exceptând energia solară.

*Investiția preconizată a fi implementată **nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al economiei circulare, inclusiv din perspectiva prevenirii generării de deșeuri și reciclarea acestora**, având în vedere următoarele aspecte:*

- *Operaționalizarea sistemului fotovoltaic nu presupune generarea de deșeuri de nicio natură dat fiind faptul că nu se operează cu materii prime și nu au loc procese fizice de procesare cu potențial generator de deșeuri.*
- *Durata de viață a investiției este prognozată pentru o perioadă de minim 20 de ani, astfel că prevenirea deșeurilor nu reprezintă o provocare în condițiile în care activitatea funcționarea sistemului fotovoltaic nu presupune generarea de deșeuri direct corelate cu activitatea de producție a energiei.*
- *Panourile solare sunt compuse din sticlă, plastic și aluminiu, trei materiale cu un ridicat nivel de reciclare și care permit ca la finalizarea duratei de viață a panourilor, acestea să poată fi reciclate integral. Industriile reciclatoare de plastic, aluminiu și sticlă sunt suficient de dezvoltate din punct de vedere tehnologic cât să asigure reciclarea integrală a tuturor materialelor ce compun structura panourilor solare. Toate componentele sistemului fotovoltaic pot fi reciclate, neexistând elemente nereciclabile.*
- *Panourile solare pot fi reutilizate fie prin reutilizare directă, fie prin reutilizare ulterior unor operațiuni de recondiționare; operațiunile de recondiționare nu au caracter poluator și permit reintroducerea în circuitul economic al panourilor.*
- *Din punct de vedere al economiei circulare implementarea prezentului proiect investițional permite implementarea și aplicarea principiului "reducere, reutilizare și reciclare"; funcționarea sistemului fotovoltaic contribuie la reducerea cantităților de deșeuri urmare a faptului că aceasta nu generează deșeuri în etapa de exploatare;*

	<p>specificațiile tehnice ale componentelor sistemului fotovoltaic favorizează implementarea principiului reutilizare (urmare a posibilităților de recondiționare a panourilor și reintroducerea acestora în circuitul economic), respectiv de reciclare (dată fiind posibilitatea reciclării tuturor materialelor din care sunt manufacturate panourile solare).</p>
4. Prevenirea și controlul poluării	<p>Modalitățile de îndeplinire a criteriului:</p> <p><i>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al prevenirii și controlului poluării aerului, apei sau solului, astfel:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Funcționarea sistemului fotovoltaic nu contribuie la fabricarea, introducerea pe piața sau utilizarea de substanțe chimice enumerate în anexa I sau anexa II la Regulamentul (UE) 2019/1021 al Parlamentului European și al Consiliului. - Sistemul fotovoltaic nu este caracterizat de emisia de noxe care pot ajunge în atmosferă, de utilizarea unor lichide cu potențial poluator asupra apei sau solului și nici nu vizează operarea cu nici un fel de substanțe cu impact de poluare asupra aerului, solului sau apei. <p><i>Investiția pentru dezvoltarea unei noi capacități pentru producția de energie din surse regenerabile (solar) se încadrează în domeniul de intervenție 032 - Alte energii din surse regenerabile (inclusiv energia geotermală) din anexa VI la Regulamentul (UE) nr. 2021/241, cu un coeficient de 100% pentru obiectivul privind schimbările climatice, sprijinind trecerea la o economie neutră din punct de vedere climatic. În etapa de operare, aceste capacități nu doar că nu emit CO2, ci vor contribui la decarbonizarea producției de energie electrică. Se estimează că poluarea aerului în timpul perioadei de execuție a lucrărilor nu depășește limitele maxime permise, este temporară (în timpul executării lucrărilor), intermitentă (în funcție de programul de lucru și de graficul lucrărilor), nu este concentrată doar în frontul de lucru (unele surse sunt mobile), nefiind de natură să afecteze semnificativ acest obiectiv de mediu. Din punct de vedere al emisiilor de poluați în apă și sol se va asigura ca pe durata montajului echipamentele să fie depozitate în astfel încât să se evite infiltrațiile de orice natură în apă sau sol.</i></p> <p><i>În mod concret, măsurile ce vor fi avute în vedere pentru reducerea/eliminarea poluării apelor în perioada de construcție sunt:</i></p>

	<p>utilajele să nu aibă pierderi (scurgeri) de carburanți sau lubrefianți;</p> <p>în cazul intervenției la utilaje pentru reparare, acestea vor fi retrase în zona organizării de șantier unde se vor lua toate măsurile de protecție a mediului în timpul reparațiilor;</p> <p>se interzice depozitarea deșeurilor rezultate din activitate și a celor menajere la întâmplare. Acestea vor fi colectate și transportate la organizarea de șantier a antreprenorului, unde vor fi depozitate în locurile special amenajate și preluate de către societăți autorizate.</p>
5. Protecția și refacerea biodiversității	<p>Modalitățile de îndeplinire a criteriului:</p> <p>Implementarea proiectului NU va fi: (i) nocivă în mod semnificativ pentru condiția bună și reziliența ecosistemelor sau (ii) nocivă pentru stadiul de conservare a habitatelor și a speciilor, inclusiv a celor de interes pentru Uniune, având în vedere următoarele aspecte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Din punct de vedere al impactului asupra biodiversității și a siturilor protejate facem precizarea că locația de implementare nu este situată într-o zonă protejată motiv pentru care activitatea productivă nu va avea nici un impact asupra biodiversității și a siturilor protejate. În respect față de principiul protecției biodiversității, locația de implementare a proiectului a fost aleasa astfel încât aceasta să nu afecteze ecosistemele locale; - Activitatea propusă nu are potențial de poluare astfel că afectarea ecosistemelor nu reprezintă o provocare din punct de vedere al operaționalizării investiției propuse; - Amplasamentul investiției este situat într-o zonă cu specific industrial neaflându-se în proximitatea unor ecosisteme naturale sau a unor arii protejate. <p>Conform documentelor privind locația de implementare, amplasamentul investiției NU este situat în:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fondul forestier; - Nu este utilizat în scop agricol; - Terenul nu este inclus în circuitul agricol.

- Terenul nu este situat în sau în proximitatea spațiilor protejate de legislația Natura 2000;
- Investiția nu are impact asupra terenurilor agricole, a zonelor forestiere sau a habitatelor naturale aflate sub protecția legislației specifice în vigoare.;

Criteriu	Modul concret de îndeplinire		
Apendicele A, aferent adaptării la schimbări climatice, din anexa nr. 1 a Regulamentului Delegat 2021/2139	<i>Identificarea pericolelor legate de climă relevante pentru activitatea aferentă investiției</i>		
		Riscuri relevante pentru activitatea aferentă investiției	
	<i>Riscuri cronice</i>	<i>Riscuri legate de temperatură</i>	<i>Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)</i>
			<i>Variabilitatea temperaturii</i>
	<i>Riscuri acute</i>	-	-
	<i>Evaluarea riscurilor și a vulnerabilităților față de pericolele identificate</i>		
		Riscuri relevante pentru activitatea aferentă investiției	Evaluarea riscurilor și a vulnerabilităților
	<i>Riscuri cronice</i>	<i>Riscuri legate de temperatură</i>	<i>Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)</i>
			<i>Activitatea investiției presupune un risc la adresa schimbării temperaturii în sensul încălzirii globale urmare a faptului că orice activitatea economică este generatoare de gaze cu efect de seră care pot contribui la încălzirea globală. Emisiile de CO₂ rezultate din</i>

			<i>funcționarea echipamentelor utilizate reprezintă un risc la adresa schimbării temperaturii. Vulnerabilitățile privind schimbarea temperaturii sunt determinate de dotarea tehnologică a întreprinderii și utilizarea de echipamente bazate exclusiv pe motoare cu combustie din generațiile mai vechi.</i>
		<i>Variabilitatea temperaturii</i>	<i>Riscurile legate de variabilitatea temperaturii rezidă din potențialul de emisii de gaze cu efect de seră a activității urmare a derulării proceselor de execuție ce pot determină variații ale temperaturii.</i>

<i>Evaluarea soluțiilor de adaptare</i>		
<i>Riscuri relevante pentru activitatea aferentă investiției</i>		<i>Evaluarea soluțiilor de adaptare</i>
<i>Riscuri legate de temperatură</i>	<i>Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)</i>	<i>Înființarea unei unități de producție energie din surse regenerabile determină următoarele contribuții semnificative la atenuarea schimbărilor climatice:</i>

		Variabilitatea temperaturii	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pentru fiecare MWh consumat prin alimentare din sistemul clasic de distribuție a energiei electrice, producerea acestuia prin utilizarea sistemului de panouri fotovoltaice permite o reducere a emisiilor de CO₂ de 0,6177 tone. ✓ Contribuie la reducerea amprentei de carbon astfel limitându-se emisiile de gaze cu efect de seră generate de activitatea specifică curentă. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră reprezintă o aliniere și o contribuție la obiectivele reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a neutralității din punct de vedere al emisiilor de carbon. 	
--	--	-----------------------------	---	--

Criteriu	Modul concret de îndeplinire		
Apendicele B, aferent utilizării durabile și protecției resurselor de apă și a celor marine, din anexa nr. 1 a Regulamentului Delegat 2021/2139	Evaluarea soluțiilor de adaptare		
	Riscuri relevante pentru activitatea aferentă investiției		Evaluarea soluțiilor de adaptare
	Riscuri legate de	Consumuri excesive ale	Soluția de adaptare propusă prin înființarea unei centrale fotovoltaice nu afectează în mod negativ eforturile de adaptare

	<p><i>utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă</i></p>	<p><i>resurselor de apă ce pot genera stres hidric</i></p>	<p>sistemul preconizat a fi achiziționat neutilizând surse se apă pentru funcționare.</p> <p>Spre deosebire de Centrala Electrică cu Ciclu Combinat sau Turbina cu Gaz cu Ciclu Combinat (CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) care implică cantități mari de apă pentru producția energiei electrice, sistemul fotovoltaic nu vizează utilizarea apei sub nicio formă, sistemul utilizând exclusiv puterea solară, motiv pentru care reprezintă o soluție de adaptare la riscurile legate de utilizarea durabilă a surselor de apă.</p>	
		<p><i>Contaminarea surselor de apă cu substanțe poluante</i></p>	<p>Soluția de adaptare propusă are în vedere achiziția unei tehnologii moderne care nu operează cu apă și nici cu substanțe chimice pentru obținerea energiei solare, motiv pentru care este redus cu 100% riscul contaminării surselor de apă cu substanțe poluante.</p> <p>În cazul unei Centrale Electrică cu Ciclu Combinat sau Turbina cu Gaz cu Ciclu Combinat (CCGT – Combined Cycle Gas Turbine) combustibilul gazos (în acest caz, gazul natural) este introdus în amestec cu aerul de adaos în camera de ardere a instalației. În urma combustiei acestuia, gazele de ardere rezultate cedează o parte din căldura conținută de acestea, printr-un sistem de recuperare a căldurii, apei, apărând astfel schimbarea de fază</p>	

			<p>(apă – abur). Acest sistem clasic bazat pe utilizarea apei are un potențial ridicat de contaminare a resurselor de apă cu diferite substanțe chimice.</p> <p>Prin raportare la CCGT – Combined Cycle Gas Turbine, integrarea unui sistem fotovoltaic reprezintă o soluția de adaptare pentru combaterea riscurilor privind contaminarea surselor de apă cu substanțe poluante.</p>
	<p><i>Proiectul nu intră sub incidența prevederilor art. 48 și 54 din Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare, după caz (a se vedea alin. (2) art. 8 din Legea 292/2018), prin care s-au transpus în dreptul intern prevederile Directivei 2000/60/CE privind stabilirea unui cadru de politică comunitară în domeniul apei, cu modificările ulterioare, amplasamentul proiectului nefiind situat în proximitatea unor surse de apă de suprafață sau subterane.</i></p> <p><i>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative pentru utilizarea durabilă și proiecția resurselor de apă și a celor marine având în vedere următoarele aspecte:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ <i>Sistemul fotovoltaic nu utilizează resurse de apă pentru a funcționa astfel că în timpul proceselor de producție a energiei electrice este eliminat complet riscul deteriorării rezervelor de apă sau de utilizare excesivă a acestor resurse.</i> ✓ <i>Investiția nu este amplasată în proximitatea unor resurse de apă locale, neexistând de asemenea nicio interacțiune cu pânza freatică din zona locației de implementare.</i> ✓ <i>Sistemul fotovoltaic nu utilizează substanțe cu risc poluant care pot fi deversate în resursele de apă locale.</i> 		

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <i>Natura investiției preconizate nu este de natură de a afecta diversitatea biologică, de a genera eroziune costieră sau de a determina stres hidric, urmare a faptului că funcționarea centralei fotovoltaice de producție energie electrică se bazează exclusiv pe resursele solare.</i> ✓ <i>Nu sunt admise tehnologii bazate pe utilizarea tehnologiilor bazate pe Plumb-Acid (Pb-H₂SO₄), Nichel-Cadmium (NiCd) sau Nichel Metal Hibrid (NiMH);</i>
Apendicele E, aferent unor specificații tehnice pentru aparatele consumatoare de apă, din anexa nr. 1 a Regulamentului Delegat 2021/2139	<i>Sistemul fotovoltaic nu include aparate și echipamente consumatoare de apă motiv pentru care nu este necesară respectarea unor specificații tehnice minimale pentru aparatele consumatoare de apă conform Anexei nr. 1 din Regulamentul Delegat 2021/2139</i>

Criteriu	Modul concret de îndeplinire
Apendicele C, aferent prevenirii și controlului poluării în ceea ce privește utilizarea și prezența substanțelor chimice, din anexa nr. 1 a Regulamentului Delegat 2021/2139	<p><i>În mod concret, măsurile ce vor fi avute în vedere pentru reducerea/eliminarea poluării apelor în perioada de instalare a sistemului fotovoltaic sunt:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ <i>utilajele să nu aibă pierderi (scurgeri) de carburanți sau lubrefianți;</i> ✓ <i>în cazul intervenției la utilaje pentru reparare se vor lua toate măsurile de protecție a mediului în timpul reparațiilor;</i> ✓ <i>se interzice depozitarea deșeurilor rezultate din activitate la întâmplare. Acestea vor fi colectate și depozitate în locurile special amenajate și preluate de către societăți autorizate.</i> <p><i>Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al prevenirii și controlului poluării aerului, apei sau solului, astfel:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Activitatea propusă prin proiect nu contribuie la fabricarea, introducerea pe piața sau utilizarea de substanțe chimice enumerate în anexa I sau anexa II la Regulamentul (UE) 2019/1021 al Parlamentului European și al</i>

	<p><i>Consiliului.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Sistemul fotovoltaic nu este caracterizat de emisia de noxe care pot ajunge în atmosferă, de utilizarea unor lichide cu potențial poluator asupra apei sau solului și nici nu vizează operarea cu nici un fel de substanțe cu impact de poluare asupra aerului, solului sau apei</i>
Autorizație de mediu	<p><i>Solicitantul își asumă angajamentul obținerii în perioada de implementare a proiectului a Autorizației de Mediu, respectiv a tuturor avizelor din partea Agenției Naționale de Mediu în conformitate cu legislația specifică în vigoare, dacă activitatea propusă prin proiect va implica aceste obligații legale.</i></p>

Criteriu	Modul concret de îndeplinire
Tranziția către o economie circulară vizează reducerea consumului de resurse, reducerea generării de deșeuri, prin reutilizare, reciclare, etc, precum și o gestiune eficientă și durabilă a deșeurilor.	<p><i>Prin raportare la investiția propusă nu se preconizează că măsura: (i) va duce la o creștere semnificativă a generării, a incinerării sau a eliminării deșeurilor, cu excepția incinerării deșeurilor periculoase nereciclabile sau (ii) va duce la ineficiențe semnificative în utilizarea directă sau indirectă a oricăror resurse naturale în orice etapă a ciclului său de viață, care nu sunt reduse la minimum prin măsuri adecvate sau (iii) va cauza prejudicii semnificative și pe termen lung mediului în ceea ce privește economia circulară.</i></p> <p><i>Tranziția către o economie circulară va avea în vedere următoarele aspecte:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>În etapa de pregătire a investiției se vor avea în vedere următoarele:</i> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Pregătirea investiției s-a efectuat prin respect față de utilizarea resurselor astfel că au fost limitate consumurile generate de flota auto a întreprinderii, pregătirea proiectului realizându-se prin mijloacele de comunicare la distanță;</i> • <i>De asemenea, s-a evitat utilizarea nejustificată de resurse de hârtie și alte consumabile, optându-se pentru consultarea în format digital a documentelor necesare pentru pregătirea investiției;</i>

- | | |
|--|--|
| | <ul style="list-style-type: none">- În etapa de realizare a investiției se vor avea în vedere următoarele:<ul style="list-style-type: none">• Derularea procedurilor de achiziție se va realiza prin raportare la specificații tehnice ferme privind caracterul reciclabil al componentelor sistemului fotovoltaic;• Pentru efectuarea operațiunilor de livrare și montaj se va avea în vedere colectare selectivă a ambalajelor și predarea acestora către centre autorizate de reciclare, astfel încât procesul de livrare și montaj să nu implice generarea de deșeuri nevalorificare.- În etapa de operare și dezafectare a investiției se vor avea în vedere următoarele:<ul style="list-style-type: none">• Se vor utiliza materiale reciclabile pentru operațiunile de mentenanță iar consumabilele înlocuite vor fi colectate selectiv și predate operatorilor economici din domeniul gestionării deșeurilor;• La finalul ciclului de viața al sistemului fotovoltaic, avându-se în vedere gradul de reciclare al acestuia, acesta va fi predat operatorilor economici de profil în vedere reciclării și valorificării materialelor componente. |
|--|--|

2.3. ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

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 Europeanii”.

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.

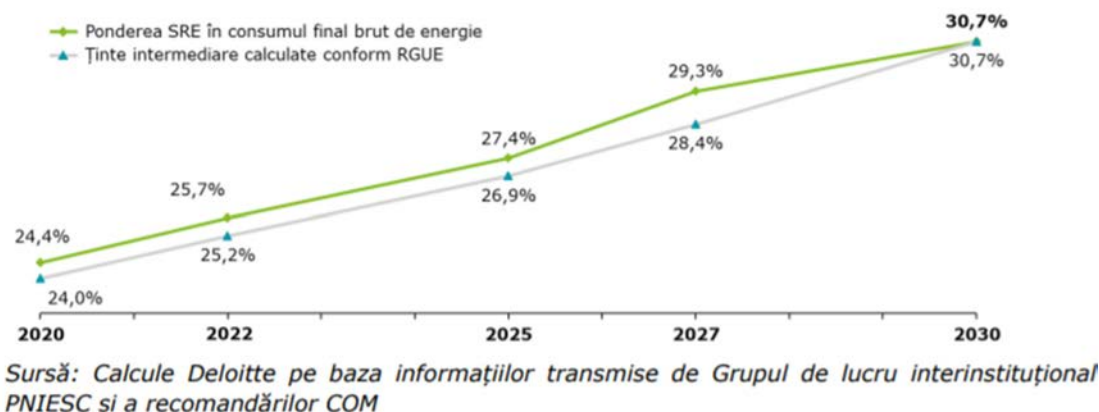


Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

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 revizuri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii.

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

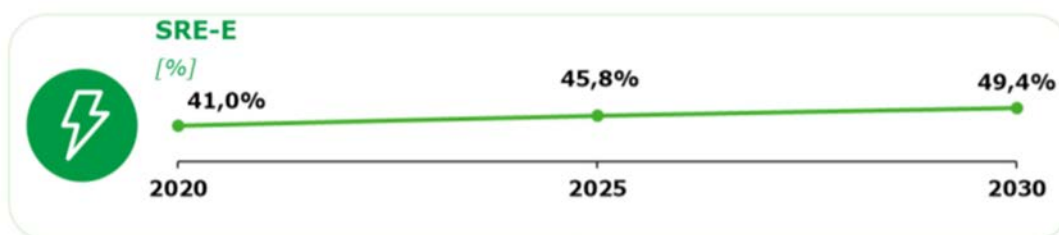


Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea [3], traiectoriile estimate, defalcate pe 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**.

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

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

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

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

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

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

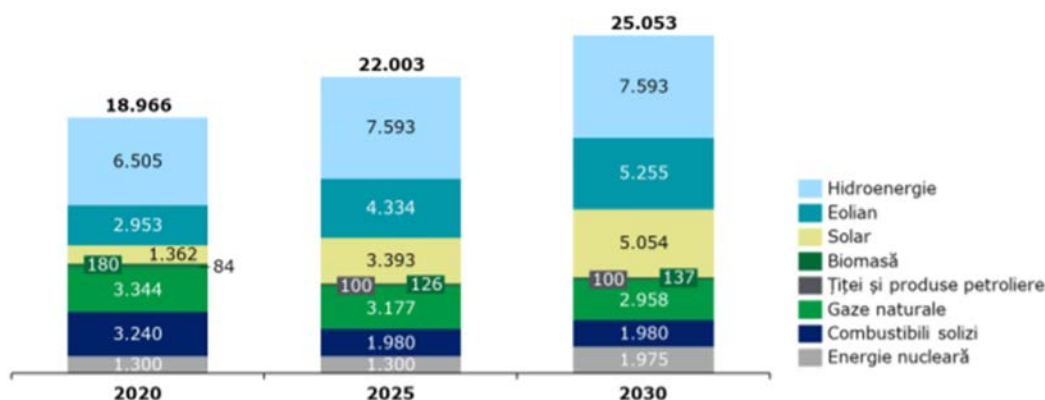


Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă [3]

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

a) **EOLIAN:**

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

b) **FOTOVOLTAIC:**

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

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

- Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;

- Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.

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

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia [3].

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 oferite. 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 [4], cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2022 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970.

Chiar dacă anul 2021 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%.

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

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în [5], 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 [6], [7], [8].

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 [9], pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

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

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

Implementarea proiectului se va realiza pe un **teren** aflat în proprietatea Beneficiarului, situat în Județul Bistrita-Nasaud, pe un teren încadrat în categoria „pasune” amplasat în extravilanul municipiului Bistrita, localitatea componentă Sărata. (v. **Figura 2.6**).

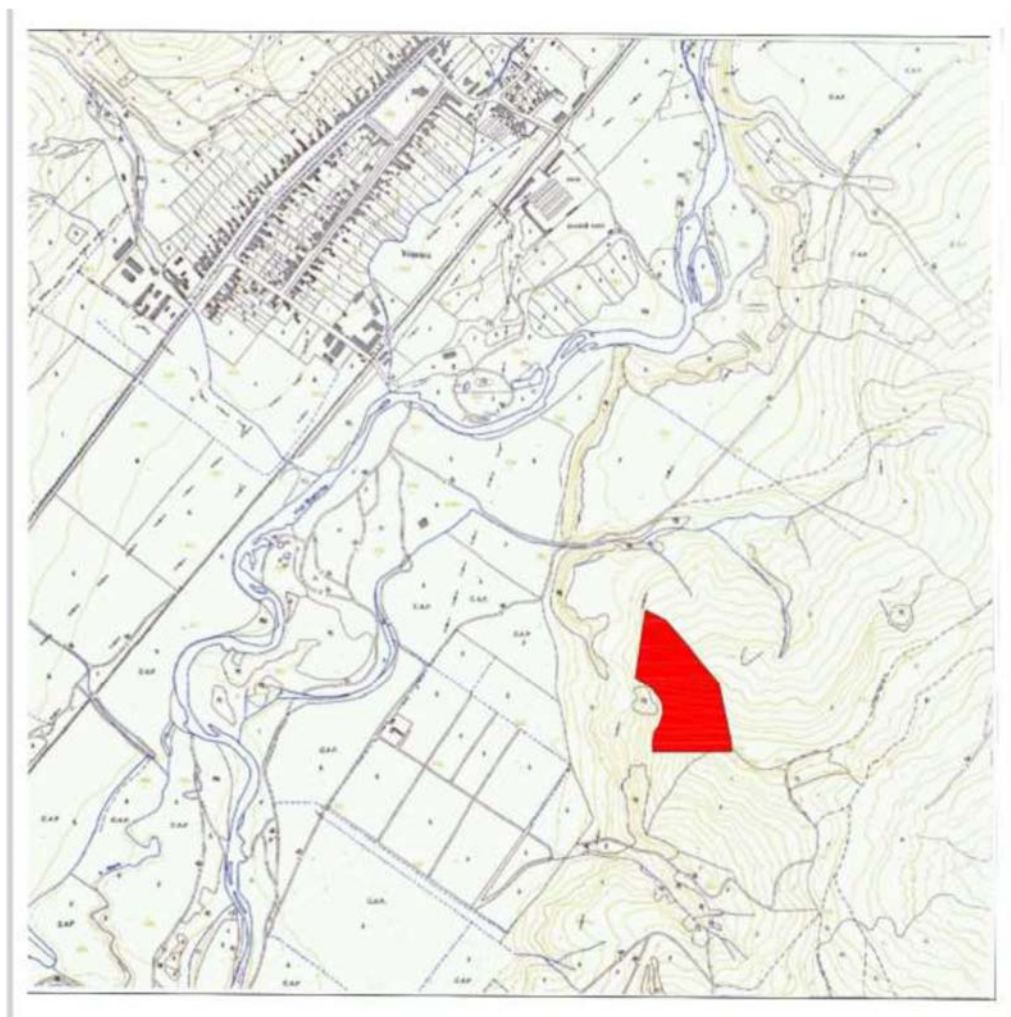


Figura 2.6 – Amplasare generală

Conform Planului de situație și a Extrasului de Carte Funciară (**Anexa 1**), terenul propus pentru dezvoltarea proiectului de către Municipiul BISTRITA este identificat cu numărul cadastral **93614**, în suprafață totală de **47.593 m²**, și este încadrat în extravilanul Localității Sarata, Jud. Bistrita-Nasaud și nu este grevat de sarcini. Terenul este încadrat, conform extraselor de carte funciară, în categoria de **pasune**.

Scopul proiectului este acela ca **Beneficiarul** să dobândească calitatea de **prosumator (utilizator activ)** de energie electrică din surse regenerabile de energie.

În conformitate cu OUG 1165/06.12.2022, prosumator este definit ca fiind “clientul final care își desfășoară activitățile în spațiul propriu deținut cu orice titlu, aferent unui punct de delimitare cu rețeaua electrică, precizat prin certificatul de racordare și care produce energie electrică din surse regenerabile pentru propriul consum, a cărei activitate specifică nu este producerea energiei electrice, care consumă și care poate stoca și vinde energie electrică produsă sau stocată furnizorului de energie electrică cu care acesta are încheiat contract de furnizare a energiei electrice și/sau consumatorilor racordați la barele centralei electrice, inclusiv care poate deconta energia electrică produsă și livrată cu energia electrică consumată din rețea pentru mai multe locuri de producere și consum ale acestora, dacă pentru locurile de consum respective este același furnizor de energie electrică și dacă sunt racordate la rețeaua electrică a distribuitorului la care este racordat prosumatorul, cu condiția ca, în cazul consumatorilor autonomi necasnici de energie, aceste activități să nu constituie activitatea lor comercială sau profesională primară”

În acest sens a fost realizată o analiză a **facturilor fiscale existente** pentru a identifica necesarul de energie electrică la nivelul Consiliului Județean.

Din această analiză a reieșit că **necesarul anual de energie electrică** (la nivelul anului calendaristic 2022) se ridică la **4.591,58 MWh/an**, respectiv **394,88 t.e.p./an**, cu un impact de mediu asociat de **2.809,59 tone CO₂ echivalent/an**.

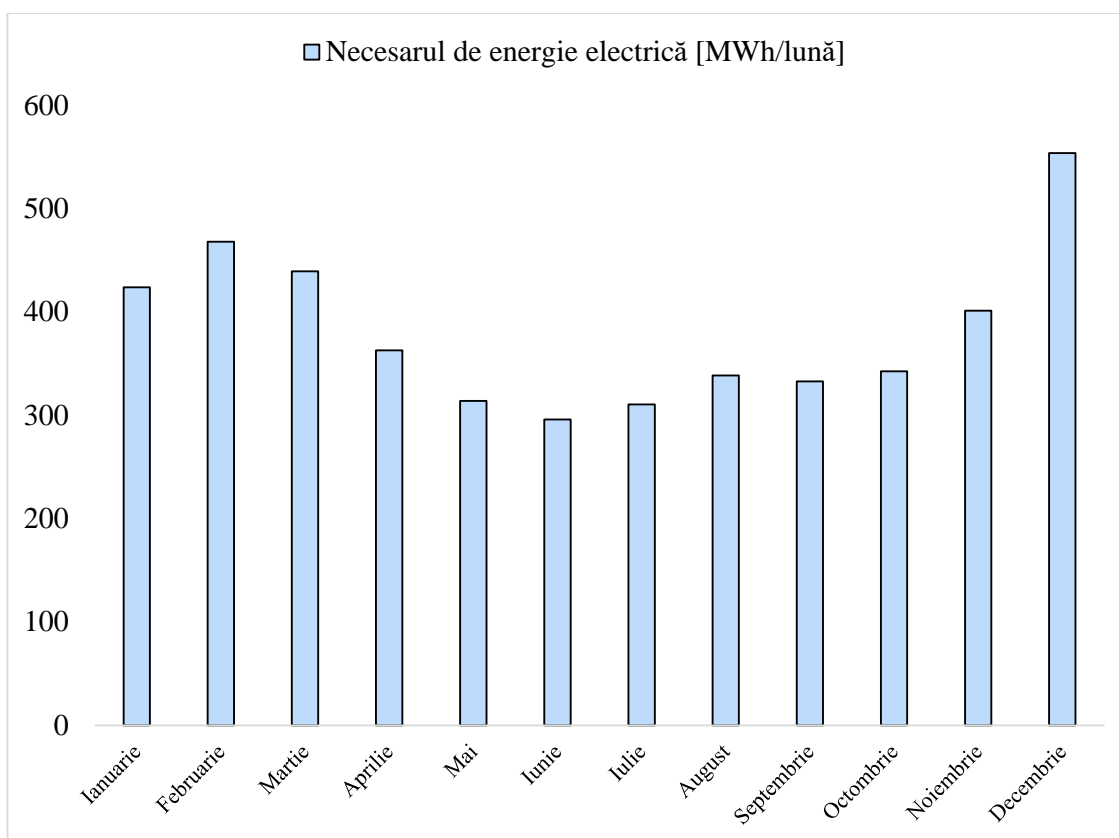


Figura 2.7 – Evoluție lunară a necesarului de energie electrică – istoric 01.01.2022 – 31.12.2022 + inclusiv estimări consum viitor

Tabelul 2.1 – Centralizarea punctelor de consum existente (albastru)

Nr. Crt.	DENUMIRE PUNCT CONSUM	CONSUM ANNUAL [kWh/an]
1	Primăria Bistrița	365.726,92
2	CETIN	11.861
3	Scoala Verde	559,89
4	Taxe si impozite	86.105,87
5	Directie Educatie si Turism	2.994
6	Centrul Cultural G. Cosbuc	82.201
7	Directie de Asistenta Sociala	95.388,75
8	DIS	374.770
9	Iluminat Public	2.699.451
10	Colegiu National „Andrei Muresanu”	104.016
11	Liceu Tehnologic „Grigore Moisil”	113.257
12	Liceul Teoretic Sanitar Bistrița	21.266
13	Liceul Tehnologic de Servicii Bistrița - atelier de frizerie-coafură	798
14	Colegiu Tehnic Infoel Bistrița	59.353,82
15	Liceul cu Program Sportiv	104.009
16	Liceul Tehnologic Agricol Bistrița	41.496
17	Liceul de Arte" Corneliu Baba" – str. Dornei 1	22.826
18	Liceul de Arte" Corneliu Baba" – str. Independentei 3-5	15.550
19	Scoala Gimnaziala nr. 1 Bistrița	44.015
20	Liceul de Muzică TUDOR JARDA	30.224

21	Școala Gimnazială Lucian Blaga	41.865
22	Grădinița Dimitrie Cojocaru Slătinița	7.307
23	Școala Gimnazială Nr.4 Bistrița	60.129
24	Școala Gimnazială Nr.7 Bistrița	18.809
25	Grădinița cu P.P nr.2	10.845
26	Grădinița cu P.P nr.3	7.069
27	Grădinița cu P.P nr.7	2.091
28	Grădinița cu Program Normal Sigmir	997
29	Grădinița cu P.P nr.10	3696
30	Grădinița cu Program Normal nr.16	795
31	Grădinița cu Program Prelungit nr.12	16.338
32	Colegiul National „Liviu Rebreanu”	145777
TOTAL ANUAL		4.591.587,00

Tabelul 2.2 – Centralizarea consumurilor de energie electrică aferente punctelor de consum existente

Nr. Crt.	POD	DENUMIRE PUNCT CONSUM	ADRESA	CONSUM MEDIU LUNAR [kWh/lună]	CONSUM ANNUAL [kWh/an]	Program functionare
1	RO594040500001163930	Primăria Bistrita	P-TA CENTRALA 4-6	30.477,24	365.726,92	08:00 - 16:00
2	RO594040500001267744	CETIN	L. REBREANU 18	988,41	11.861	08:00 - 16:00
3	RO594040500001041696	Scoala Verde	AXENTE SEVER NR.1	46,65	559,89	08:00 - 16:00
4	RO59404050000104062	Taxe si impozite	str. Alexandru Odobescu, nr. 17A	7.175,49	86.105,87	08:00 - 16:00
5	RO594040500001033400	Directie Educatie si Turism	Str Nicolae Titulescu nr 3A	249,50	2.994	08:00 - 16:00
6		Centrul Cultural G. Cosbuc	ALBERT BERGER NR 10	6.850,08	82.201	08:00 - 16:00
7.1	RO594040500001039785	Directie de Asistenta Sociala – Cantina Sociala	Bd. Independentei nr.24	772,10	9.265,27	08:00 - 16:00
7.2	RO59404050000103042	Directie de Asistenta Sociala – CPV	Kogalniceanu nr.23	1.912,89	21.041,85	08:00 - 16:00
	RO594040500001368557 RO594040500001212000 RO594040500001034476	Directie de Asistenta Sociala	I.L.caragiale, Dornei 12, Octavian goga	5.423,46	65.081,63	08:00 - 16:00
8		DIS		31.230,83	374.770	08:00 - 16:00
9		Iluminat Public		224.954,25	2.699.451	20: 00 - 07:00
10.1	RO5940J0500001029755	Colegiu National „Andrei Muresanu”	B-dul Republicii nr.26	5.345	64.140	08:00 - 16:00
10.2	RO5940405000D1D29830	Colegiu National „Andrei Muresanu”	B-dul Republicii nr.10	1911.24	22.934,98	08:00 - 16:00
10.3	RO5940405000D1D29830	Colegiu National „Andrei Muresanu”	B-dul Republicii nr.10	234	2339	08:00 - 16:00
10.4	RO5940J0500001029755	Colegiu National „Andrei Muresanu”	B-dul Republicii nr.10	1.217	14.602	08:00 - 16:00
11	RO594040500001043164	Liceu Tehnologic „Grigore Moisil”	Rodnei, nr.23	9.438,08	113.257	08:00 - 16:00
12.1	RO594040500001029793	Liceul Teoretic Sanitar Bistrita	b-dul Republicii, 18-20	450	5.403	08:00 - 16:00
12.2	RO594040500001029786	Liceul Teoretic Sanitar Bistrita	b-dul Republicii, 18-20	1.148	13.776	08:00 - 16:00
12.3	RO594040500001029779	Liceul Teoretic Sanitar Bistrita	b-dul Republicii, 18-20	174	2.087	08:00 - 16:00
13	RO594040500001041375	Liceul Tehnologic de Servicii Bistrita - atelier de frizerie-coafură	Independenței bl.5	66,5	798	08:00 - 16:00
14.1	RO594040500001024644	Colegiu Tehnic Infoel Bistrita	Moldovei nr. 20	1.217,4	14.609	08:00 - 16:00
14.2	RO594040500001024590	Colegiu Tehnic Infoel Bistrita	Moldovei nr. 20	689,6	8.276	08:00 - 16:00
14.3	RO594040500001024613	Colegiu Tehnic Infoel Bistrita	Moldovei nr. 20	1.897,41	22.769	08:00 - 16:00
14.4	RO594040500001024583	Colegiu Tehnic Infoel Bistrita	Moldovei nr. 20	501,75	6.021	08:00 - 16:00
14.5	RO594040500001024606	Colegiu Tehnic Infoel Bistrita	Moldovei nr. 20	639,91	7.679	08:00 - 16:00
15.1	RO594040500001024569	Liceul cu Program Sportiv – Corp A	Calea Moldovei, nr. 18	2.769	33.227	08:00 - 16:00
15.2	RO594040500001024576	Liceul cu Program Sportiv – Corp B	Calea Moldovei, nr. 18	2.096	25.156	08:00 - 16:00
15.3	RO594040500001024620	Liceul cu Program Sportiv – Corp C	Calea Moldovei, nr. 18	1.239	14.862	08:00 - 16:00

15.4	RO594040500001024552	Liceul cu Program Sportiv – Sala Volei	Calea Moldovei, nr. 18	741	8.887	08:00 - 16:00
15.5	RO594040500001100744	Liceul cu Program Sportiv – Sala Handbal	str. Granicerilor, FNr.	1.658	193901	08:00 - 16:00
15.6	RO594040500001033493	Liceul cu Program Sportiv – Sala Gimnastica	Parcului, nr. 18	165	1.976	08:00 - 16:00
16	RO594040500001038351	Liceul Tehnologic Agricol Bistrita	str. Tarpiului nr.21	3458	41.496	08:00 - 16:00
17		Liceul de Arte" Corneliu Baba" – str. Dornei 1	Dornei nr. 1	1.902,16	22.826	08:00 - 16:00
18		Liceul de Arte" Corneliu Baba" – str. Independentei 3-5	Independentei 3-5	1.295,83	15.550	08:00 - 16:00
19	RO594040500001039525	Scoala Gimnaziala nr. 1 Bistrita	B-dul Independentei Nr. 46	3.667,91	44.015	08:00 - 16:00
20	RO59404050000104122	Liceul de Muzică TUDOR JARDA	str. Alexandru Odobescu, nr. 8	2.518,66	30.224	08:00 - 16:00
21	RO594040500001040798	Școala Gimnazială Lucian Blaga	Garoafei, nr.8	3.488,75	41.865	08:00 - 16:00
22	RO594040500001012665 RO594040500001012672	Grădinița Dimitrie Cojocaru Slătinița	Slătinița, Str. Principală 42	608,9	7.307	08:00 - 16:00
23	RO594040500001027034	Școala Gimnazială Nr.4 Bistrița	Aleea Florilor 3-5	5010,75	60.129	08:00 - 16:00
24	RO594040500001020912 RO594040500001020394 RO594040500001020349 RO594040500001020332	Școala Gimnazială Nr.7 Bistrița	Viișoara nr. 37	1.567,41	18.809	08:00 - 16:00
25	RO594040500001335000	Grădinița cu P.P nr.2	str. N. Balcescu, nr.38A	903,75	10.845	08:00 - 18:00
26	RO594040500001026013	Grădinița cu P.P nr.3	Plaiesului nr.41	589,08	7.069	08:00 - 18:00
27	RO594040500001025795	Grădinița cu P.P nr.7	Str. C-tin R.Vivu	174,25	2.091	08:00 - 18:00
28	RO594040500001018933	Grădinița cu Program Normal Sigmir	Sigmir, Principală, nr.111	83,08	997	08:00 - 16:00
29	RO594040500001041000	Grădinița cu P.P nr.10	str. INDEPENDENTEI, NR 58	308	3696	08:00 - 18:00
30	RO594040500001028574	Grădinița cu Program Normal nr.16	str. Cerbului, nr.27	66,25	795	08:00 - 16:00
31	RO594040500001027355	Grădinița cu Program Prelungit nr.12	str. A. Mureșanu, nr.44A	1.361,5	16.338	08:00 - 18:00
32		Colegiul National „Liviu Rebreanu”	B-dul.Republicii nr.8	12,148,08	145777	08:00 - 16:00
TOTAL NECESAR ANUAL ENERGIE ELECTRICĂ [kWh/an]				4.591.587		

2.4. ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII 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 2.8, Centrala Fotovoltaică** propusă este situată în **zona J**, o zonă care suportă o capacitate nouă de transport a energiei de 950 MW.

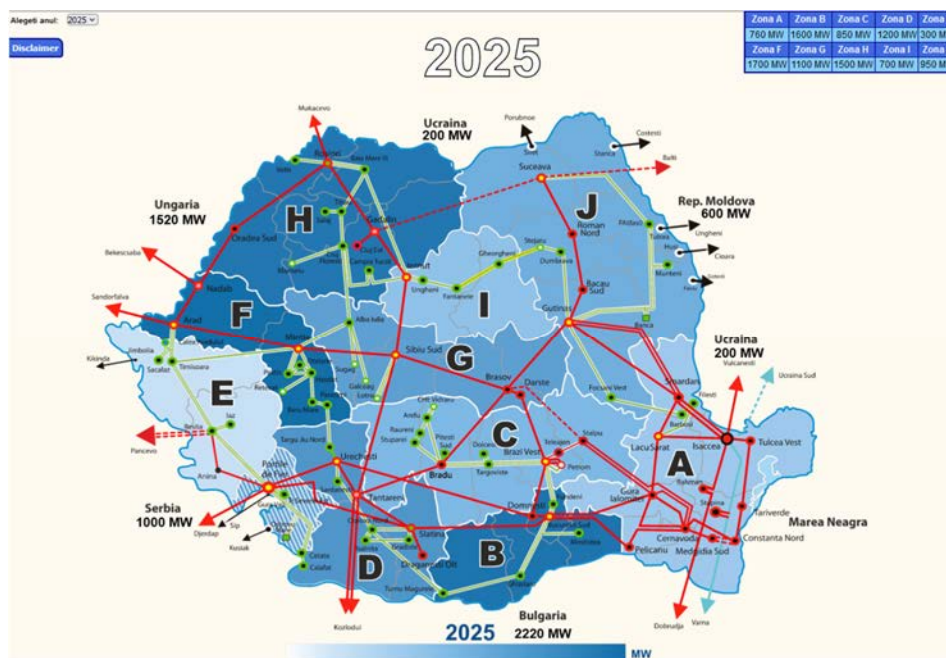


Figura 2.8 – Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Decembrie 2022

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

Se observă (v. **Figura 2.9**) că în perioada de analiză 11.09.2020 – 31.12.2022, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 300%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține pe termen mediu / lung.

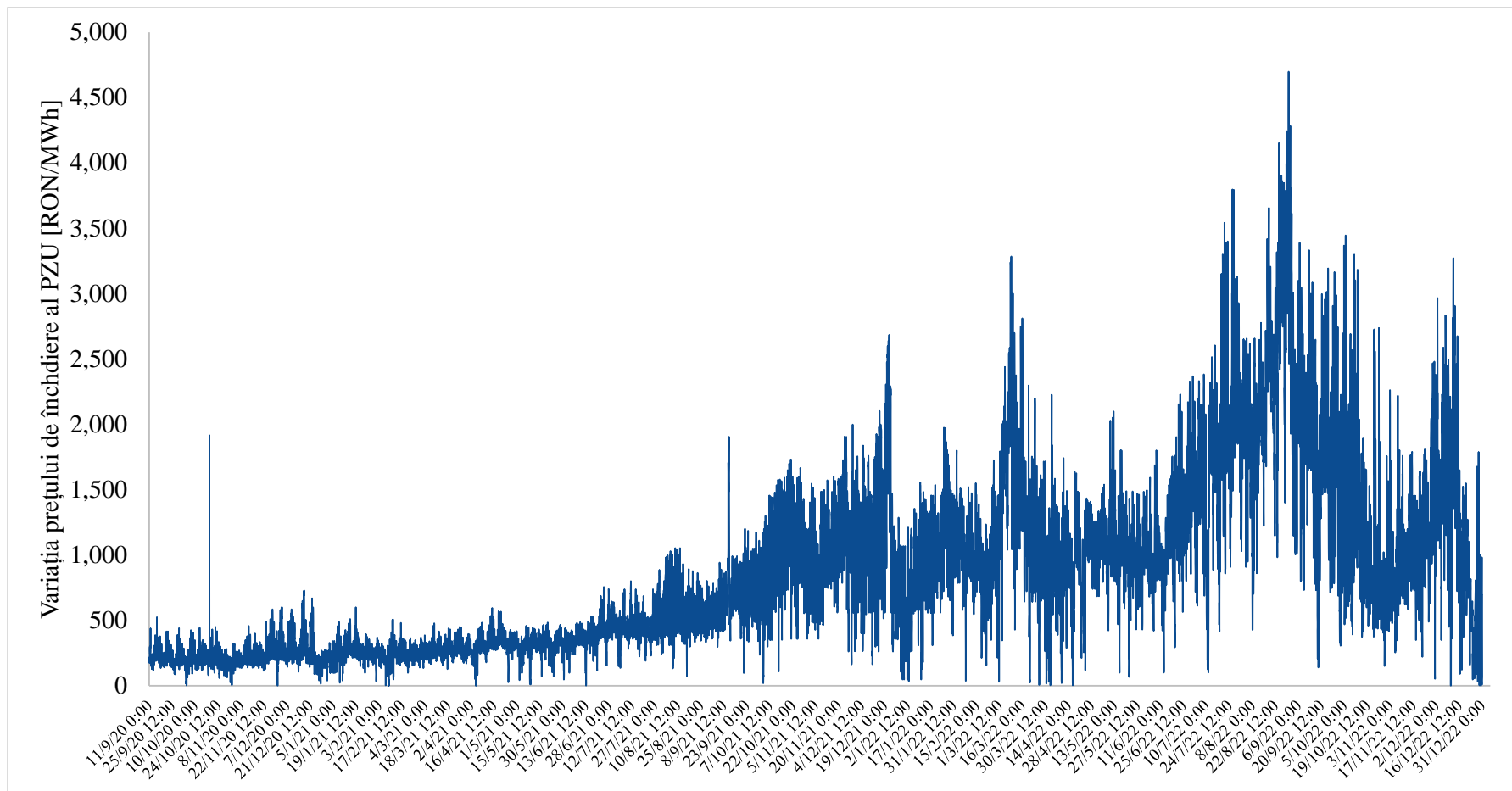


Figura 2.9 – Evoluția prețurilor de închidere a PZU, în perioada 11.09.2020 – 31.12.2022

Din analiza rezultatelor comerciale orare în perioada 11.09.2020 – 31.12.2022 înregistrate la nivelul OPCOM, se poate observa (a se vedea **Figura 2.10**) 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 2.11**.

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 repartitie 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 11.09.2020 – 31.12.2022)

ORA	Luni	Martți	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	660,32	616,54	785,44	794,41	790,94	757,72	739,06
1:00	580,65	572,55	730,58	735,98	730,44	702,32	712,78
2:00	545,09	515,27	701,87	702,03	691,29	672,38	682,66
3:00	496,11	475,66	662,84	674,17	642,42	640,30	636,58
4:00	477,18	455,58	654,37	651,85	623,52	620,58	624,17
5:00	482,21	505,56	704,51	698,38	663,47	658,29	632,25
6:00	532,25	640,26	809,25	807,27	757,81	753,84	666,11
7:00	608,15	798,96	958,70	947,76	912,40	873,76	740,95
8:00	685,87	950,66	1.077,49	1.079,52	1.022,03	966,41	801,59
9:00	741,25	1.025,56	1.140,04	1.141,26	1.086,22	990,02	838,20
10:00	760,74	1.018,73	1.129,18	1.101,66	1.045,55	972,02	845,94
11:00	743,60	958,06	1.040,94	1.003,80	968,40	897,96	813,10
12:00	716,26	924,28	993,95	958,21	908,14	857,52	779,48
13:00	688,66	886,57	933,24	912,80	865,43	823,90	734,12
14:00	636,29	873,90	877,73	878,83	838,20	787,50	698,87
15:00	629,83	862,25	862,19	877,00	815,63	769,82	684,17
16:00	657,20	885,23	907,98	918,18	864,31	801,70	706,82
17:00	737,22	946,27	963,14	967,36	929,39	849,57	761,32
18:00	827,66	998,58	1.038,46	1.042,92	993,88	918,17	834,84
19:00	906,79	1.079,88	1.119,21	1.129,31	1.063,69	1.001,24	914,08
20:00	928,02	1.095,87	1.154,98	1.149,34	1.070,02	1.022,76	938,04
21:00	885,88	1.051,43	1.085,16	1.083,51	1.013,31	985,89	895,64
22:00	799,33	952,61	969,34	978,22	908,20	887,20	840,07
23:00	714,63	863,61	882,36	882,90	814,96	808,78	742,73

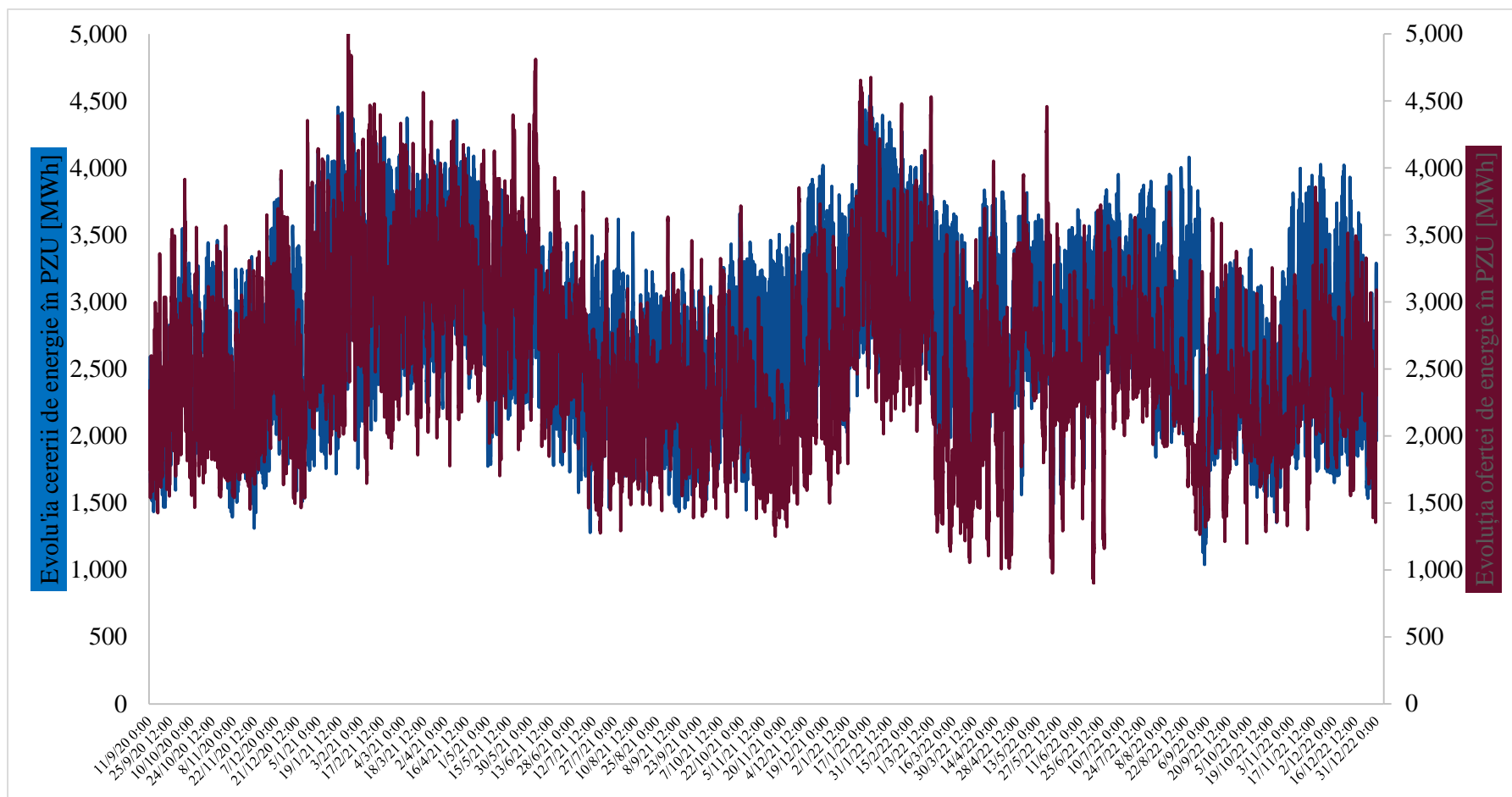


Figura 2.10 – Evoluția cererii și ofertei de energie electrică, la nivelul României, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022

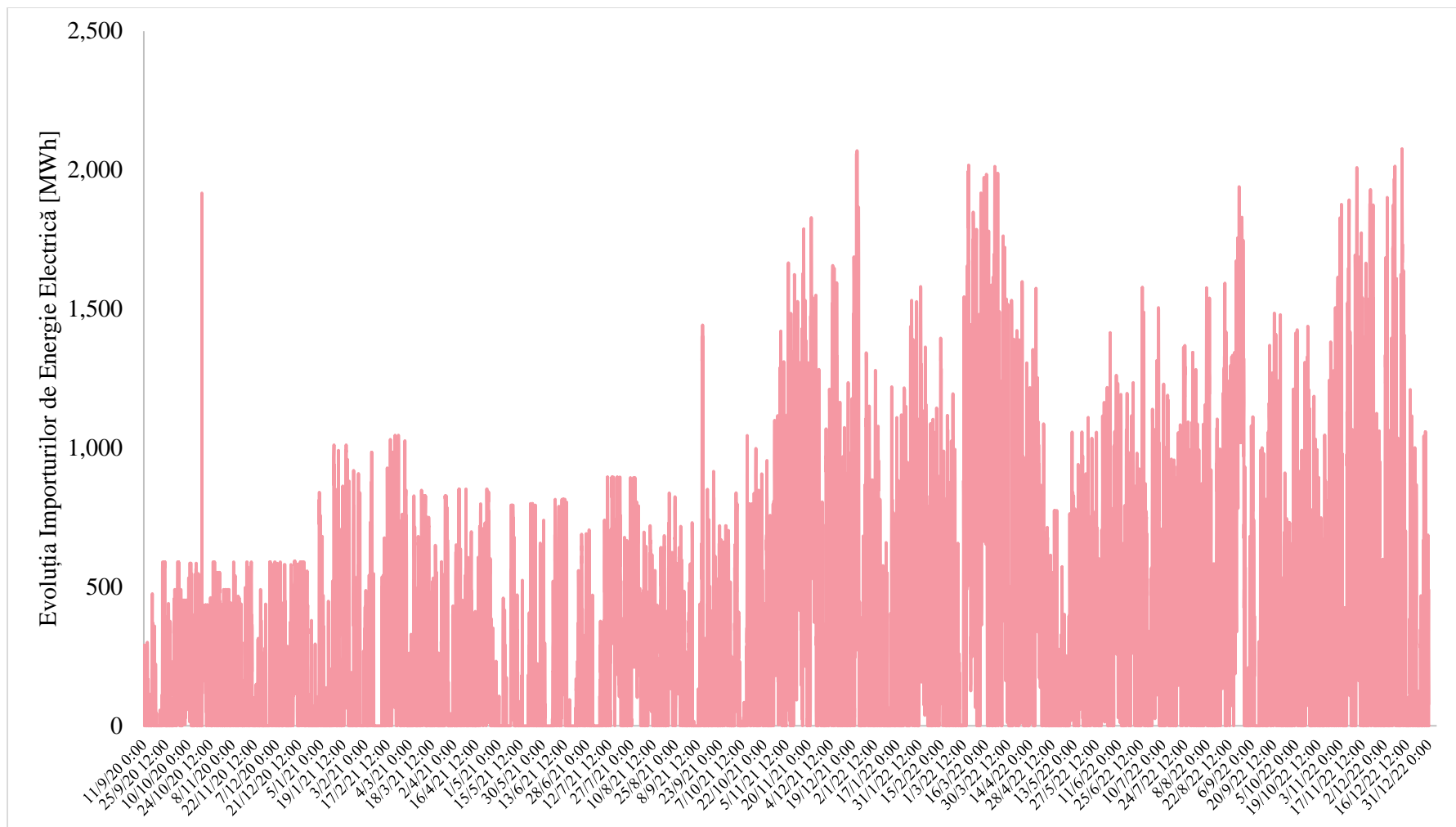


Figura 2.11 – Evoluția Importurilor de Energie Electrică, în România, în perioada 11.09.2020 -31.12.2022

De asemenea, în urma analizei statistice a evoluției prețurilor energiei electrice în Piața pentru Ziua Următoare în ultimul an calendaristic încheiat (01.01.2022 – 31.12.2022), se poate observa (v. **Figura 2.12**) că variația acestora urmează îndeaproape variația curbei de sarcină la nivel național, fiind înregistrate prețuri medii minime de 980 – 1.003 RON/MWh în intervalele 04:00 – 05:00 (golul de noapte) și prețuri medii maxime de 1.570 – 1.589 RON/MWh în intervalele 20:00 – 21:00 (vârful de seară).

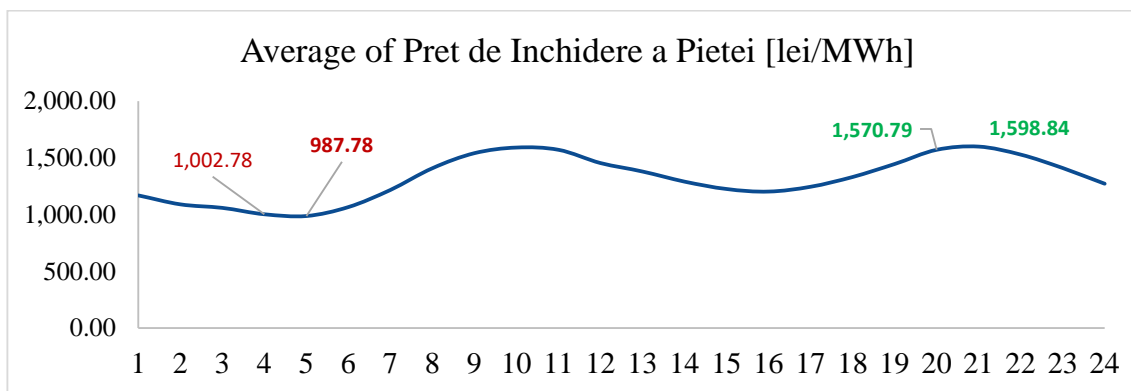


Figura 2.12 – Evoluția Prețurilor medii de închidere pe interval orar în PZU, în perioada 01.01.2022 – 31.12.2022

De asemenea, se poate observa (v. **Figura 2.13**) că Piața de Echilibrare a înregistrat în perioada iulie 2021 – iunie 2022 prețuri medii ponderate cuprinse între 400 RON/MWh și 1.368 RON/MWh, pe cele două componente de excedent și deficit.

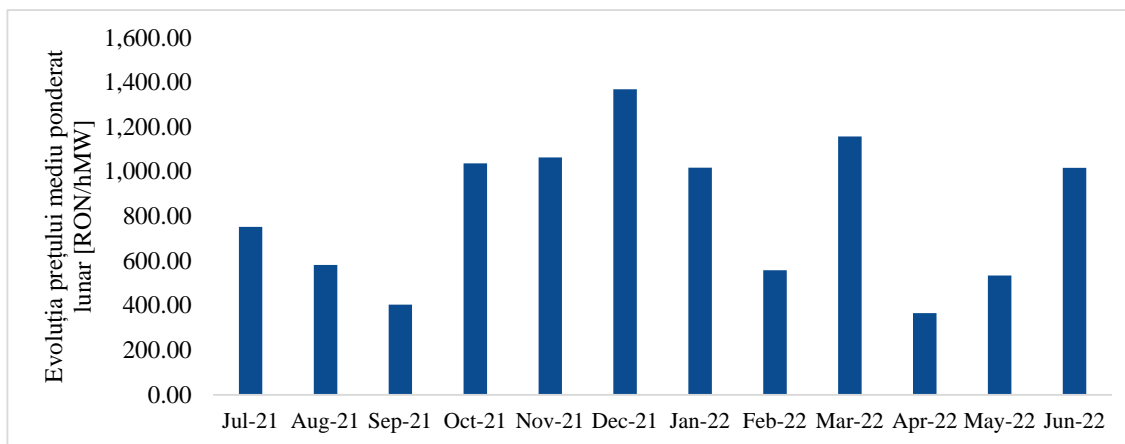


Figura 2.13 – Evoluția Prețurilor medii ponderate în Piața de Echilibrare (deficit + excedent)

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 2.000 – 2.500 RON/MWh. Conform aceluiași statistici, necesarul de

putere pe interval de decontare (15 minute) este situat în plaja 0 – 80 MW (ziua de referință 03.02.2022).

2.4.2. Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta de 22%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate din 1990, scăzând cu 6%/an între 1990 și 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO₂ (MtCO₂). nivelul lor din 1990).

Potrivit PNIEESC, **România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030**, inclusiv 49,4% în consumul de energie electrică, 33% în încălzire și răcire și 14,2% în transporturi.

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **crează 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 2011¹.

Cel mai mare producător de energie din surse solare de la nivelul Uniunii Europene este Germania, care doar în anul 2021 a instalat capacități de producție reprezentând 5,3 GW, urmată de Spania cu 3,8 GW, Olanda cu 3,3 GW, Polonia cu 3,2 GW și Franța cu 2,5 GW.

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

Capacitățile de producție de energie din surse solare la nivelul Uniunii Europene reprezintă 196.23 GW în anul 2020, cu o creștere de 19% față de anul 2019 când capacitățile totale de producție reprezentau 164,9 GW. Producția de energie din surse solare este dominată de doua state la nivelul European, Germania și Italia, care împreună dețin facilități de producție de peste 50% din totalul capacităților existente la nivelul Uniunii Europene (v.).

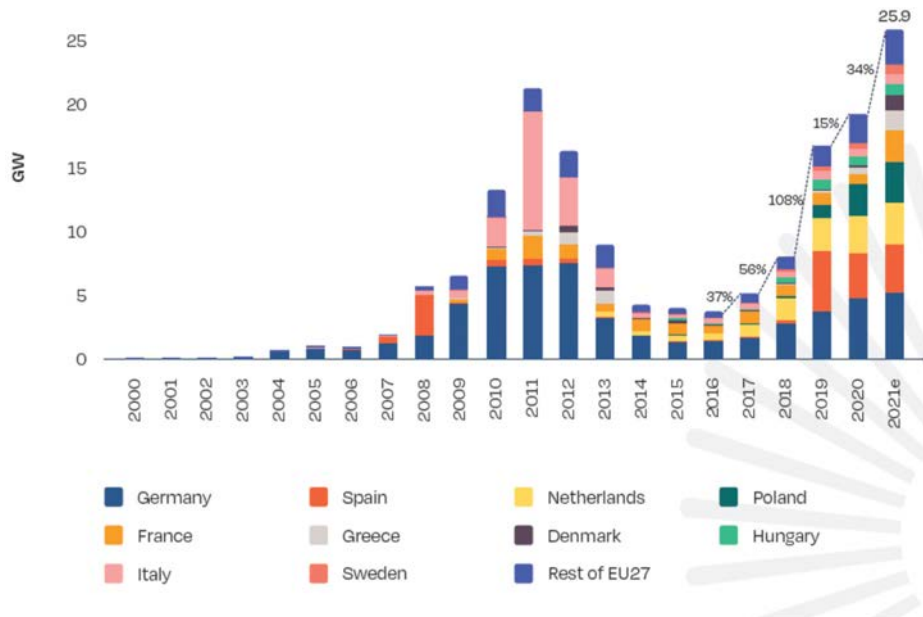


Figura: Ponderea contribuției statelor membre la mixtul total de energie regenerabilă din UE

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 765 W/capita, Germania cu 715 W/capita și Belgia cu 596 W/ capita. Topul este completat de state precum Malta, Danemarca, Grecia sau Spania, România aflându-se la coada acestui clasament indicând o nevoie acută pentru accelerarea investițiilor în instalarea de noi capacități de producție.



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

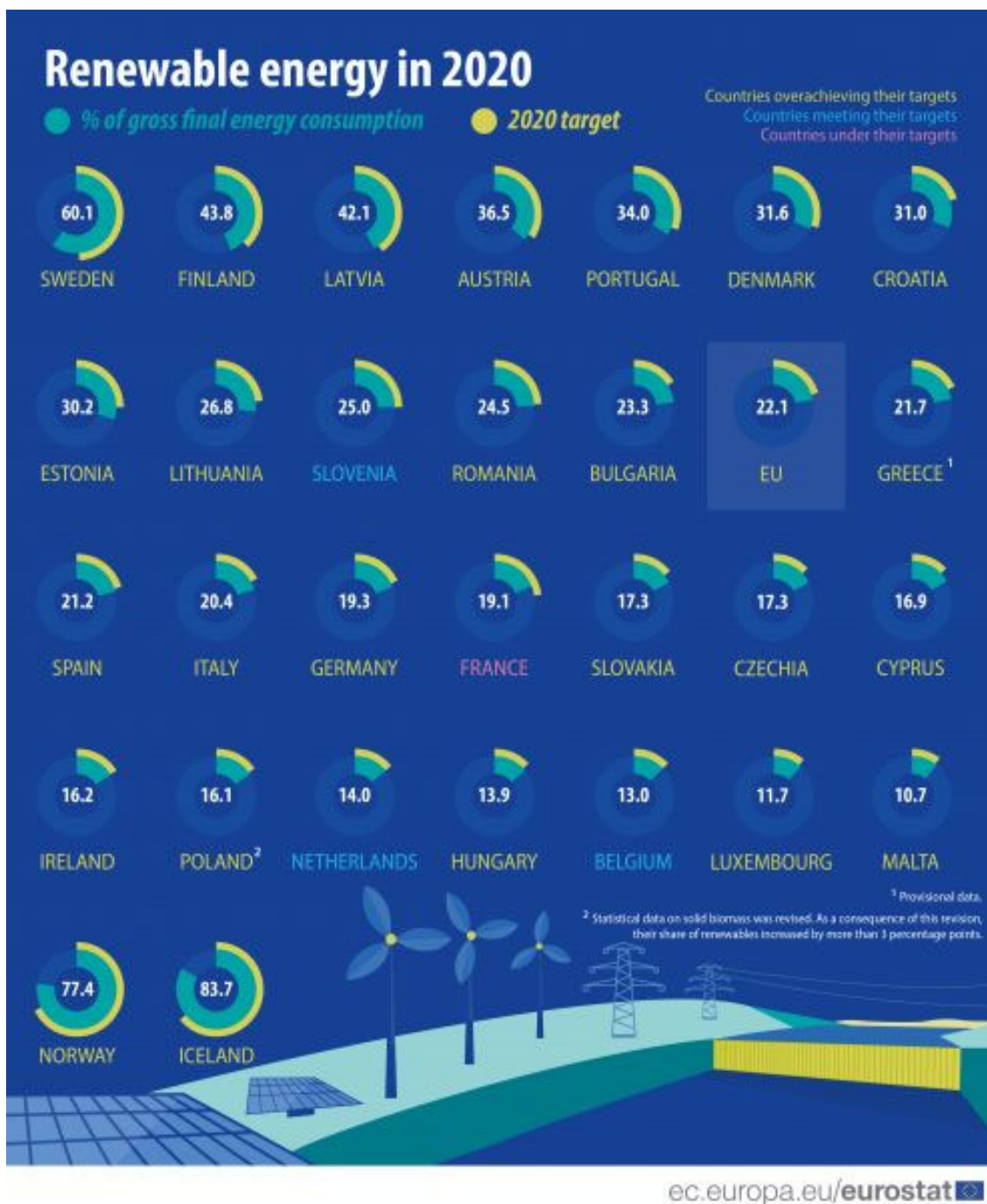


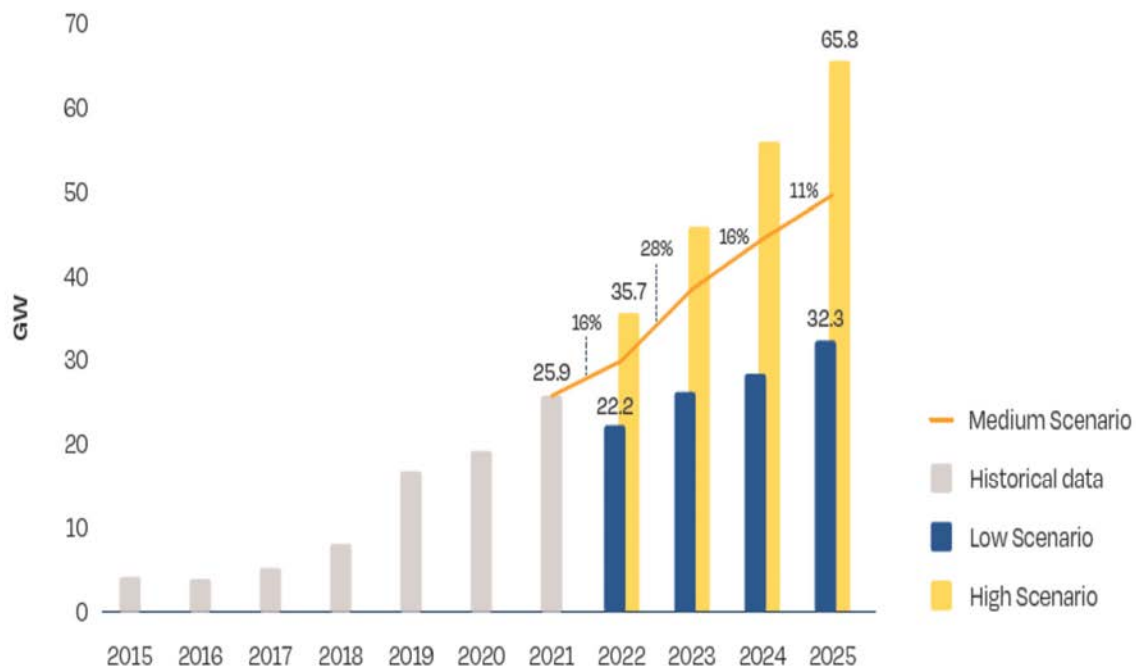
Figura – Ponderea surselor regenerabile în mixtul energetic național, la nivelul Uniunii Europene

Conform prognozelor pentru perioada 2022 – 2025 este așteptat ca instalarea capacităților de producție energie din surse regenerabile să înregistreze o creștere medie anuală cu 16% ceea ce va aduce noi recorduri anuale privind capacitățile de producție instalate. Pentru anul 2022 este prognozată o creștere cu 16% ceea ce înseamnă că se vor instala capacități de producție reprezentând 30 GW, în timp ce în anii 2024 se va menține trendul de creștere cu 16%, acesta urmând a se stabiliza în jurul valorii de 11% în anul 2025.

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

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

- În ciuda creșterii recente pentru echipamentele de producție energie solară, curba de reducere a costurilor pentru energia solară este intactă; conform raportului "Levelized Cost of Energy Report 2021" costul mediu pentru scara utilităților din surse solare a scăzut cu 3% față de anul 2020, practic cel mai mic cost dintre toate opțiunile existente de producție a energiei electrice.
- Versatilitatea energiei solare este neegalată permițând o varietate de aplicații care răspund eficient cererii de pe piață ținând cont de reducerea costurilor de producție a energiei solare. Energia solară 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.



© SOLARPOWER EUROPE 2021

Figura – Proгноza 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 2021 în România existau facilități de producție de energie solară reprezentând doar 1.398 MW, însă cel mai îngrijorător aspect este legat de faptul că în perioada 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 analiză².

² <https://www.irena.org/solar>

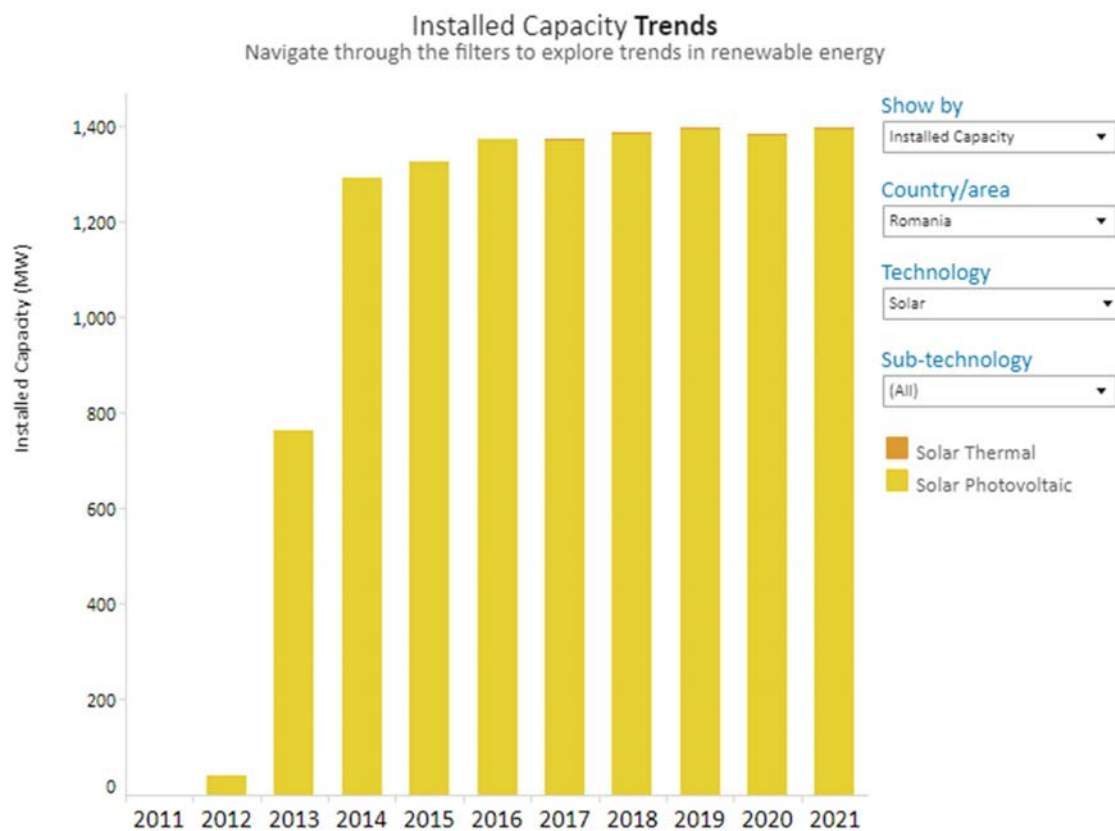


Figura – Evoluția capacităților de producție a energiei electrice din energie solară, în România

2.4.3. Scurtă Descriere administrativă a Beneficiarului

Județul Bistrița-Năsăud se află în extremitatea nordică a României, în jumătatea septentrională a Transilvaniei, în bazinul superior al râului Someșu Mare, între 46°48' și 47°37' latitudine N și 23°27' și 25°36' longitudine E, între jud. Maramureș (N), Suceava (E-NE), Mureș (S-SE) și Cluj (V-SV). Suprafața: 5 355 km² (2,25% din supr. țării). Populația (1 ian. 2019): 328 100 loc. (1,48% din populația țării), din care 163 116 de sex masc. (49,72%) și 164 984 fem. (50,28%). Populația urbană: 129 882 loc. (39,59%); rurală: 198 218 loc. (60,41%). Densitatea: 61,3 loc./km². Structura populației pe naționalități (la recensământul din 20-31 oct. 2011): 86,5% români, 5,0% maghiari, 4,2% rromi, 0,1% germani ș.a. Reșed.: municipiul Bistrița. Orașe: Beclean, Năsăud, Sângeorz-Băi. Comune: 58. Sate: 232 (din care 3 aparțin orașului Beclean). Localit. componente ale municipiilor și orașelor: 10.

Relieful

Relief predominant de dealuri și podișuri (2/3 din supr. jud. Bistrița-Năsăud), aparținând Pod. Transilvaniei, străjuite la N și E de unități montane ale Carpaților Orientali, cu prelungiri care ocupă restul de 1/3 din terit. județului. Cea mai reprezentativă unitate montană de pe cuprinsul jud. Bistrița-Năsăud este aceea a M-ților Rodnei, care ocupă partea de N a jud., dominând zonele înconjurătoare prin masivitatea lor impresionantă și prin câteva vârfuri impunătoare (Ineu 2 279 m, Muncelu, 1 703 m ș.a.), aflate în arealul său (vf. Pietrosu, care constituie alt. max. a masivului, 2 303 m, este situat pe terit. jud. Maramureș). Celelalte masive muntoase, care încadrează prin prelungirile lor jud. Bistrița-Năsăud, sunt: M-ții Țibleș (în NV), cu vf. Țibleș, de 1 839 m alt., aflat la hotarul cu jud. Maramureș, M-ții Bârgău (în NE), cu relief peneplenizat, dominat de numeroase mături conice (Heniu Mare, 1 611 m, Păltineasa 1 227 m, Vf. Stegii 1 069 m ș.a.) și M-ții Căliman (în E-SE) care își etalează masivitatea prin versantul său de NV și prin vârfurile Vulturii (1 501 m), Poiana Tomii (1 470 m) ș.a. Unitățile colinare care aparțin Pod. Transilvaniei, cu structuri monoclinale, domuri și cute diapire, ocupă partea centrală și de V a jud., fiind reprezentate prin Muscelele Năsăudului, Dealurile Bistriței, Culmea Șieului, partea nordică a Colinelor Mădărașului și Comlodului, Dealurile Lechinței și Jimborului, Dealurile Ciceului și extremitatea estică a Culmii Breaza, cu vf. Breaza (974 m). În interiorul zonei colinare se individualizează c. 20 de depresiuni intracolinare, printre care se remarcă Depr. Bistrița, Sângeorz, Dumitra, Colibița, Budacu ș.a.

Clima

Climă temperat-continentală moderată, cu ierni lungi și umede, veri răcoroase și anotimpuri de tranziție (primăvară și toamnă) mult mai scurte decât în partea de S a țării. Valorile medii anuale ale temp. aerului variază între 0°C, în zonele montane înalte, la peste 1 900 m alt., și 8-8,5°C, în reg. deluroase. Temp. max. absolută înregistrată pe terit. jud. Bistrița-Năsăud a fost de 40,6°C, la Teaca (16 aug. 1952), iar minima absolută de – 33,8°C, la Bistrița (18 ian. 1953). Cantitatea de precipitații prezintă variații anuale, anotimpuale și lunare în raport cu alt. unităților de relief, atingând valori medii anuale de 650 mm în zonele colinare și peste 1 400 mm pe crestele munților, imprimând climatului un caracter de umiditate accentuată. Pe un areal care depășește 50% din supr. jud. Bistrița-Năsăud precipitațiile însumează peste 800 mm anual. Direcția predominantă a vânturilor este dinspre V și NV (cu schimbări evidente de la iarnă la vară), înregistrând o viteză medie de c. 3,5 m/s, intensități mai mari manifestându-se pe culmile montane, unde vântul suflă în rafale cu viteze ce depășesc uneori 40 m/s.

Rețeaua hidrografică

Rețeaua hidrografică, a cărei lungime totală depășește 3 000 km, aparține în majoritate bazinului Someșului Mare, la care se adaugă și câțiva afl. tributari ai Bistriței Aurii (Putreda, Bâla, Lala, Dornișoara) în NE și ai Mureșului (Luțu, Lechința, Șesu, Pârâu de Câmpie) în S. Someșu Mare, al cărui bazin de recepție are o supr. de 4 990 km², străbate jud. de la NE spre SV, colectând o puzderie de râuri, printre care: Valea Băilor, Anieș, Cormaia, Rebra, Sălăuța, Țibleș, Valea Lungă (pe dr.), Ilva, Șieu, Meleșu ș.a. (pe stg.).

Vegetația

Vegetația prezintă o pronunțată etajare pe verticală datorată reliefului predominant deluros și muntos. La peste 1 800 m alt. se extinde etajul alpin, dominat de diferite ierburi și arbuști pitici, multe dintre ele rarități sau endemisme carpatice, ocrotite de lege și declarate monumente ale naturii. Printre acestea se remarcă floarea-de-colți (*Leontopodium alpinum*), narcisa (*Narcissus stellaris*), smirdarul (*Rhododendron kotschyi*), jneapănul ș.a. Între 1 300 și 1 800 m alt. se află zona pădurilor de conifere, constituite predominant din molid (*Picea abies*), iar sub acest etaj, până la 500 m alt., sunt răspândite pădurile de foioase (care acoperă majoritatea dealurilor), alcătuite din fag (*Fagus silvatica*), gorun (*Quercus petraea*) și carpen (*Carpinus betulus*), în alternanță cu pajiști secundare, livezi și terenuri agricole. Dealurile din partea de N a jud.

(Muscelele Năsăudului) sunt acoperite cu păduri de fag, în amestec cu carpen, brad și molid, la fel ca și versanții munților.

Fauna

Fauna, abundentă și variată, este reprezentată în pr. prin specii de pădure, de importanță cinegetică: cerbul carpatin (*Cervus elaphus*), căpriorul (*Capreolus capreolus*), mistrețul (*Sus scrofa*), ursul (*Ursus arctus*), râsul (*Lynx lynx*), jderul (*Martes martes*), lupul, vulpea, pisica sălbatică, cocoșul de munte (*Tetrao urogallus*), cocoșul de mesteacăn (*Lyrurus tetrix*), acvila etc. În reg. montane înalte a fost recolonizată, în ultimele decenii, capra neagră (*Rupicapra rupicapra*). În zonele joase se întâlnesc iepuri, șoareci de câmp, șobolani, hârciogii, potârnichei, prepelițe etc. Domeniul apelor este bogat în scobar, mreană, clean, somn, lipan, păstrăv ș.a.

Resursele naturale

Resurse naturale: păduri (193 814 ha, 2008), zăcăminte de gaze naturale (Enciu, Stupini, Matei, Monor, Silivașu de Câmpie ș.a.), de cărbune (Valea Budacului, Galații Bistriței), zăcăminte polimetalice (min. de plumb, zinc, cupru, argint, aur) la Rodna, Parva, Valea Vinului, Valea Borcutului, Gușețel, Izvoru Cepii, grafit (Anieș, Maieru), mică (Parva), marmură (Cormaia, Anieș, Parva), caolin și argile caolinoase (Parva), sare (Parva), andezit (Măgura Ilvei), dacit (Anieș, Sângeorz-Băi) etc. O bogăție aparte o reprezintă izv. cu ape minerale, mai frecvente la Sângeorz-Băi, Colibița, Lunca Ilvei, Parva, Ilva Mare, Poiana Ilvei, Rodna ș.a.

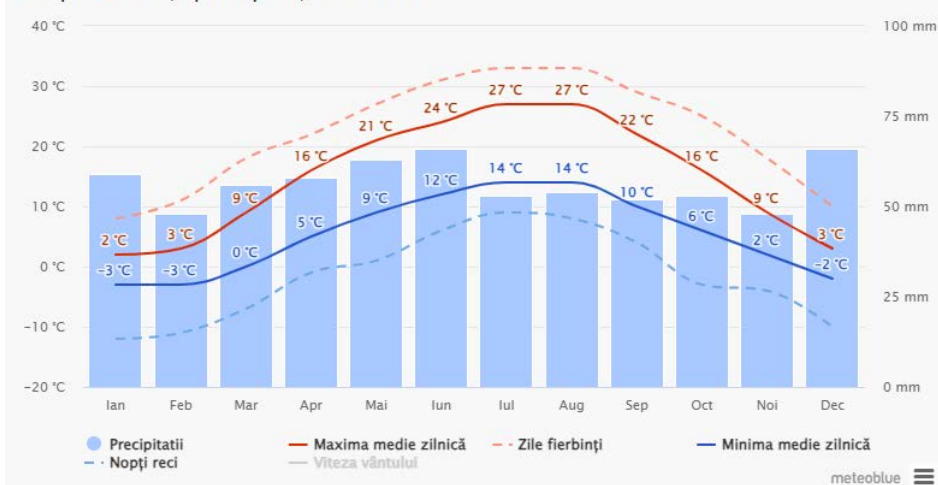
Clima

Din punct de vedere climatic, județul Bistrița-Năsăud se încadrează în zona continental moderată.

Temperatura medie anuală coboară sub 0 grade în regiunile montane, la peste 1900 m și se ridică la peste 8,5 grade Celsius în zona sud-vestică a județului. Evoluția temperaturilor aerului este tipic continentală, cu maxima în luna iulie și minima în ianuarie.

Precipitațiile, în funcție de anotimp, depășesc în general media pe țară. Caracterul predominant deluros-muntos al reliefului a favorizat o vegetație etajată și foarte diversă.

Temperatura și precipitațiile medii



Bistrița este municipiul de reședință al județului Bistrița-Năsăud, Transilvania, România, format din localitățile componente Bistrița (reședința), Ghinda, Sărata, Sigmir, Slătinița, Unirea și Viișoara. Este și cel mai mare oraș din acest județ, cu o populație de 78. 877 locuitori (2021). Ocupă o suprafață de 14.547 ha.

2.4.4. Potențialul solar al României

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.2110 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. **Figura 2.14**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

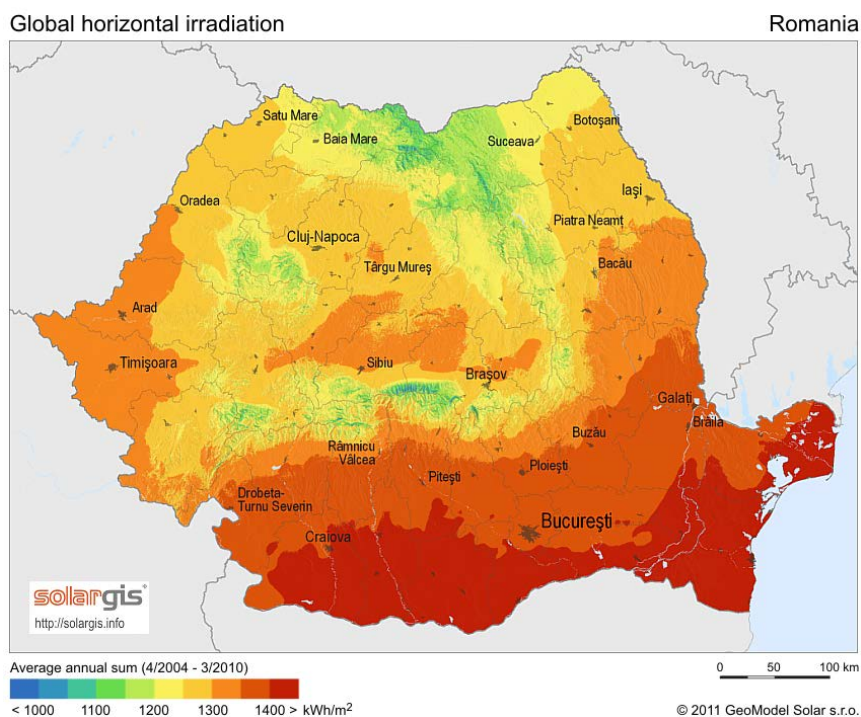


Figura 2.14 – Harta României privind Potențialul Solar

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 [10] 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 INVESTIȚIEI 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 CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice ” **PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA** ”, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unei centrale fotovoltaice de către Primaria Bistrița, 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 **3.961,44 kWp / 3.900 kW_{AC}**, până la data 31.12.2026;
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032;
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de **394,16 t.e.p./an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **86.623,20 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **53.004,74 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂

echivalent/MWh);

- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4.583,24 MWh/an (99,81% din necesar)** în primul an de funcționare.
- Factor de capacitate: **12,68%, medie pe 20 de ani.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.961,44 kWp / 3.900 kW AC.**

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

3.1. IDENTIFICAREA ȘI PREZENTAREA SCENARIILOR ȘI OPȚIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

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/m²**;
 - 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%**.

Pornind de la **necesarul de energie electrică anual** (istoric + viitor estimat) de **4.591,87 MWh/an** și considerând o producție medie anuală specifică de **1.156,96 kWh/kWp/an**, pentru acoperirea integrală a nevoii de energie electrică a UAT BISTRITA ar fi necesară o capacitate totală instalată de **3.968,90 kWp / 3.900 kW_{AC}**.

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** - Centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate având orientarea SUD, folosind module PV de 540 Wp și invertoare trifazate de 300 kW,
- **Scenariul 2** - Centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate având orientarea SUD, folosind module PV de 525 Wp și invertoare trifazate de 50 kW.

Tabelul 3.1 – Sinteza variantelor tehnice propuse către analiză

Varianta	Echipament	Caracteristici	Valoare	Unitate de Măsurare
1.	Panouri PV	Cantitate	7.336	Buc.
		Putere nominală	540	Wp
		Randament minim	21,1	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m ²
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
	Invertoare tip 1	Cantitate	13	Buc.
		Putere nominală	300	kW
		Randament european minim	98.4	%
	Structură montaj	Orientare	SUD	-
		Înclinație	25	Grade
		Material	Oțel	-
		Tip	Prefabricată	-
2.	Panouri PV	Cantitate	7.544	Buc.
		Putere nominală	525	Wp
		Randament minim	20,3	%
		Iradianța (STC)	1.000	W/m ²
		Masa Aerului (STC)	1,5	-
		Temperatura celulei (STC)	25	°C
	Invertoare tip 2	Cantitate	39	Buc.
		Putere nominală	100	kW
		Randament european minim	98.2	%
	Structură montaj	Orientare	SUD	-
		Înclinație	25	Grade
		Material	Oțel	-
		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 $1,36 \text{ kW/m}^2$. Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5 \text{ TW}$. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5 \text{ TW}$ 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 $1.000 - 1.2110 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ cu o valoare tehnic fezabilă de $600 - 800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ (v. **Figura 3.1**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de $1.600 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$.

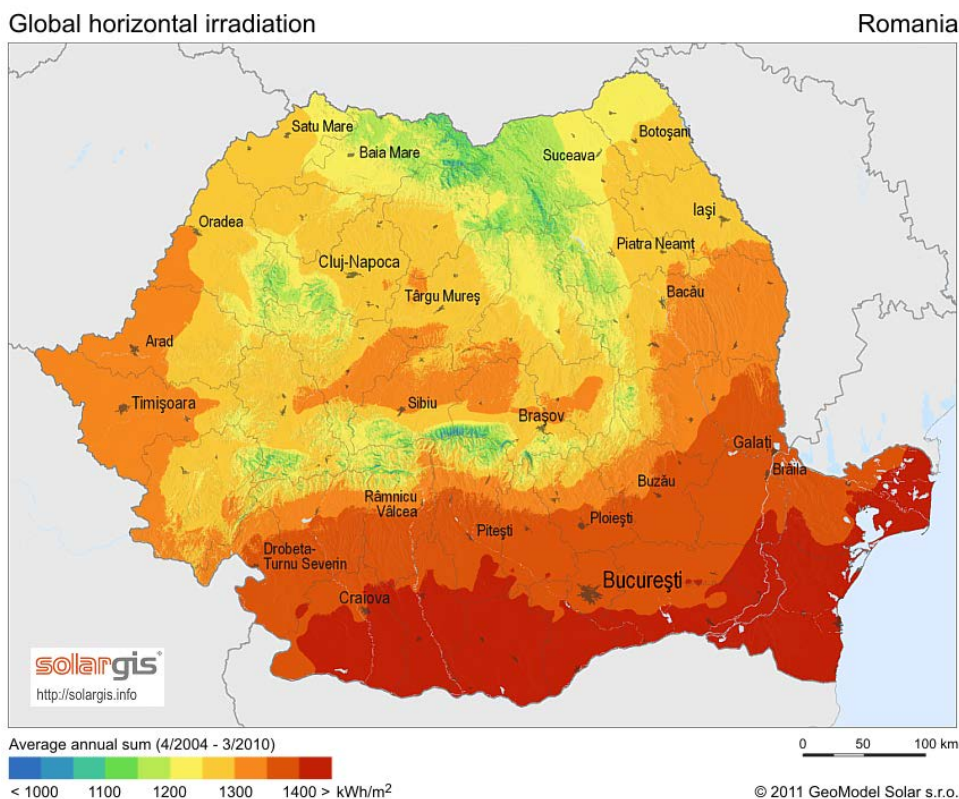


Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar

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;

$I_m \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot zi} \right]$ – 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:

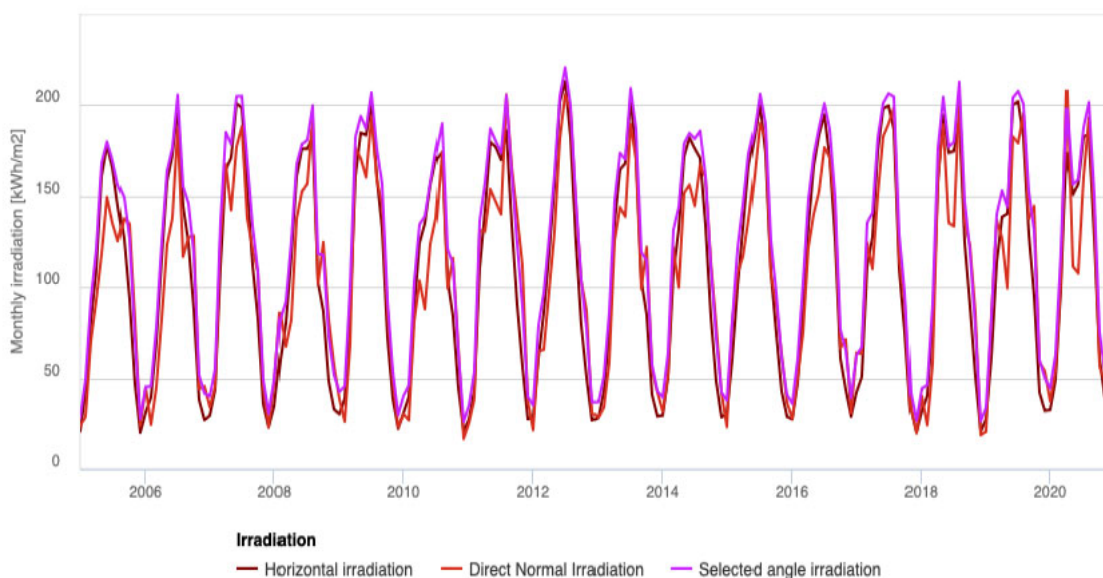
- Pierderi de inverter ($\Delta P_{inverter}$) – între 4% și 10%;
- Pierderi la nivelul celulelor fotoelectrice datorate temperaturii (ΔP_{temp}) – între 5% și 20%;
- Pierderi în liniile electrice de curent continuu (DC) – (ΔP_{DC}) – între 1% și 3%;
- Pierderi în liniile electrice de curent alternativ (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 ($\Delta P_{min,inverter}$) – 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/m², 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 [12].

Așa cum se poate observa în **Figura 3.2**, nivelul mediu al iradianței solare directe, la un unghi mediu de **25 grade**, în anul 2020, în amplasamentul vizat are valori cuprinse între 47,84 kWh/m² în luna **decembrie** și 201,49 kWh/m² în luna **iulie**.



Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	20.89	31.2	29.42	34.17	30.26	30.84	27.24	28.42	28.24	29.5	30.5	27.43	42.13	31.95	27.46	32.6
February	42.07	39.41	43.67	59.77	38.71	39.66	43.59	60.8	42.9	50.76	59.94	47.19	50.55	40.17	61.08	48.96
March	81.14	69.48	110.76	79.97	86.53	87.92	110.25	86.05	74.62	107.72	99.79	87.43	111.32	79.27	113.72	99.44
April	109.04	115.26	164.75	116.54	160.88	124.26	141.99	118.29	134.82	131.92	132.32	132.95	127.47	157.24	138.55	173.59
May	160.8	158.1	171.16	160.75	184.82	135	179.73	155.56	164.67	171.73	166.13	166.4	174.57	194.7	140.36	150.89
June	177.95	172.55	200.98	176.11	183.55	156.13	177.02	201.71	167.9	182.21	182.47	183.55	198.07	173.85	200.1	156.66
July	165.73	198.74	198.51	176.08	200.34	170.37	169.96	213.08	203.23	176.1	200.06	194.82	199.7	174.79	202.01	182.63
August	144.48	144.74	156.37	182.54	160.87	174.08	186.16	182.39	172.84	170.97	173.35	170.75	186.63	192.65	182.15	183.91
September	126.85	124.55	112.38	102.73	131.95	104.22	134.4	125.09	103.62	134.26	107.88	126.59	109.99	124.44	129.48	127.04
October	93.18	88	82.93	86.65	72.25	84.03	90.81	79.4	84.84	84.12	74.66	60.81	75.64	89.6	95.13	61.05
November	46.91	38.11	35.76	48.32	38.65	44.82	56.49	50.35	40.99	48.39	42.77	43.59	32.55	51.17	42.08	38.73
December	20.09	26.99	23.08	32.86	22.31	20.89	27.55	26.79	29.04	28.49	28.82	28.95	20.3	20.63	32.07	30.71

Global irradiation at angle

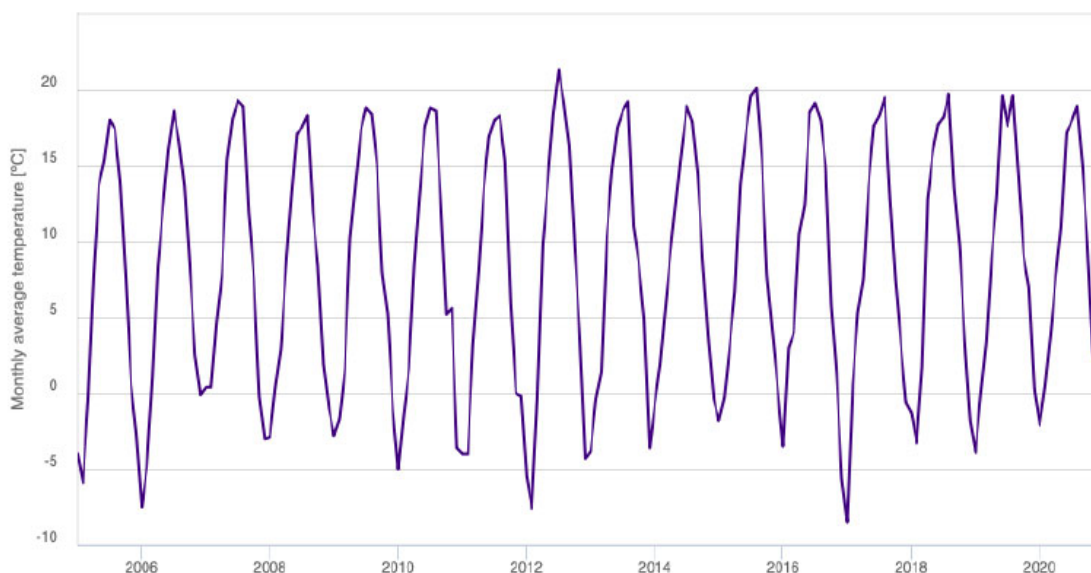
Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	28.12	45.11	39.98	48.79	42.49	40.21	34.82	35.18	36.93	39.51	37.71	36.05	62.44	44.31	33.67	44.37
February	49.36	45.57	54.97	82.21	45.53	46.09	53.42	78.88	51.14	63.69	80.97	60.57	67.1	46.16	83.24	62.91
March	93.14	77.76	135.78	92.11	99.56	102.72	136.24	97.09	86.03	131.41	120.93	102.03	135.43	90.38	140.14	118.97
April	120.43	124.42	185.03	125.12	182.48	134.55	157.32	127.56	147.49	144.01	145.26	148.23	140.82	176.26	153	197.79
May	168.17	163.98	178.45	167.61	193.92	138.87	187.03	162.44	173.61	179.01	173.18	172.33	181.99	204.44	144.06	156.46
June	179.84	176.53	204.76	178.59	187.15	157.66	180.22	204.98	170.22	184.58	186.13	187.45	201.18	177.15	203.96	159.2
July	169.94	205.52	204.97	180.74	206.9	175.56	173.88	220.49	209.22	181.51	206.01	200.89	206.31	179.8	207.64	187.6
August	156.06	155.39	169.28	199.73	176.14	189.84	205.33	200.16	187.05	185.82	189.6	186.72	204.61	212.67	200.75	201.49
September	149.42	146.01	134.05	118.39	156.84	121.12	162.7	148.2	119.17	161.44	125.55	149.92	129.2	147.3	152.69	150.65
October	126.48	118.82	109.03	117.64	93.04	112.77	124.31	104.08	114.75	112.04	97.18	76.71	97.5	119.77	130.98	75.25
November	71.45	51.75	49.55	72.82	53.55	65.06	89.49	76.89	57.47	72.19	61.42	65.41	41.99	77.51	60.15	53.6
December	27.75	41.62	30.56	51.67	29.74	26.05	39.87	36.81	42.84	42.22	40.83	39.22	26.59	26.47	49.95	47.84

Figura 3.2 – Iradianța medie lunară

Potențialul solar disponibil în amplasamentul propus (a se vedea **Anexa 2**) 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 – 31.12.2020 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
January	-4	-7.5	0.4	-2.9	-2.8	-5	-4	-5.5	-3.8	-0.7	-1.8	-3.5	-8.5	-1.3	-3.9	-2.1
February	-5.9	-4.8	0.4	0.4	-1.7	-1.4	-4	-7.6	-0.4	1.9	-0.3	3	0.6	-3.3	-0.1	0.4
March	-0.4	0.9	4.7	2.9	1.5	1.6	3.2	-0.4	1.4	5.8	3.1	4	5.3	1.7	3.3	3.8
April	7.8	8.4	7.8	8.2	10.2	8.5	7.9	9.8	10.3	9.5	6.7	10.5	7.5	12.8	9	7.6
May	13.7	12.3	15.4	12.9	13.8	13.3	13.4	14	14.7	12.8	13.8	12.4	13.7	15.9	12.9	10.9
June	15.3	16.1	18.1	17.1	17.3	17.5	16.9	18.4	17.5	16.1	17	18.5	17.6	17.7	19.6	17.2
July	18	18.6	19.3	17.5	18.8	18.8	18	21.3	18.6	18.9	19.6	19.1	18.3	18.2	17.6	17.9
August	17.4	16.6	18.9	18.3	18.4	18.6	18.3	19.2	19.2	17.9	20.1	18	19.5	19.7	19.6	18.9
September	13.9	13.7	11.9	12	15	12.5	15.3	16.3	11	14.4	15.5	14.9	13	13.5	14.4	14.9
October	7.6	8.1	7.6	8.4	7.9	5.2	5.9	9.5	8.6	8.7	7.7	5.8	7.5	9.6	9.1	9.7
November	0.6	2.5	-0.2	1.9	5.2	5.6	0	3.7	4.9	3.7	4	1.2	3.3	3.5	7	2.4
December	-2.7	-0.1	-3	-1	-1.1	-3.6	-0.2	-4.3	-3.6	-0.4	0.3	-5.6	-0.6	-1.8	0.2	1.5

Figura 3.3 – Evoluția temperaturii 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).

3.1.2.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **7.336 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.250-2.300 x 1.100-1.150 x 35-35 mm și o greutate medie de 27-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,8%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **300 kW (13 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,4% STC**.

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

Module PV: 7.336 module de 540 Wp, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 3**) – a se vedea **Figura 3.4**;

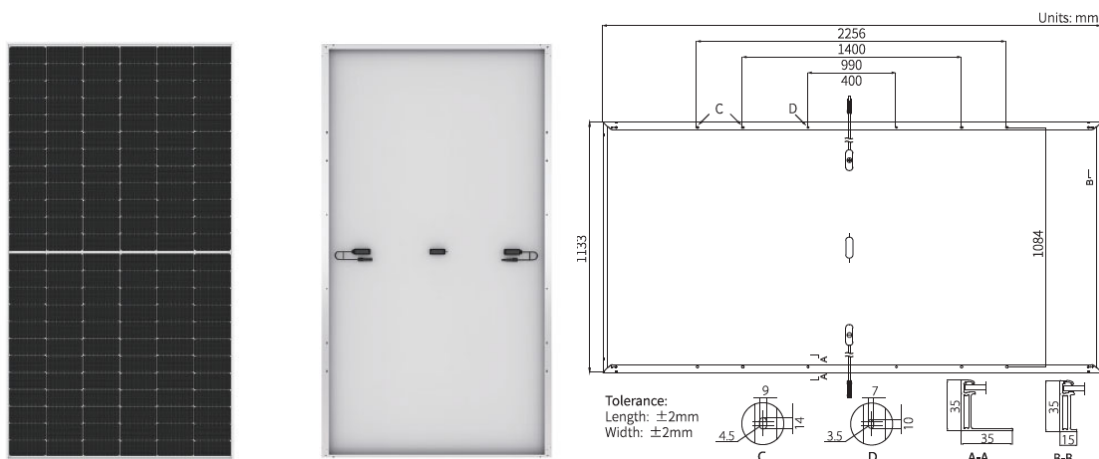


Figura 3.4 – Modul PV 540 Wp

- **Invertore solare: 13 invertore de 300 kW** (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 4**) – a se vedea **Figura 3.5**;

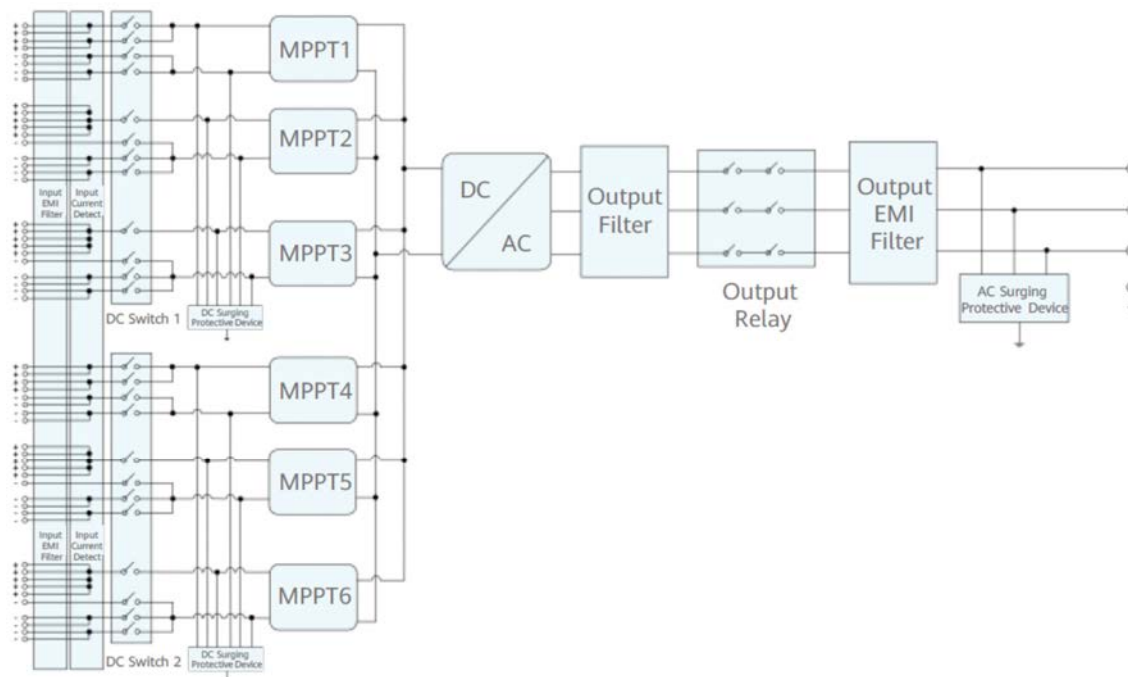


Figura 3.5 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple
300 kW

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ **0,332 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 suporti 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, inverterul 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 stringurilor 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.

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

Structura proiectată pentru instalarea la sol (teren) este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar paneele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

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

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0,7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi și stâlpi, iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „portret”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 25 de grade (a se vedea **Figura 3.6**), fabricată din Oțel, cu fixare în fundații de beton sau prin batere (în funcție de rezultatele *pull-out test*-ului realizat de Antreprenorul General).



Figura 3.6 – Sistem montaj module PV – orientare SUD

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

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

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiuni 3 x 240 mm², de aluminiu, armate.

Pentru circuitele de **curent alternativ de medie tensiune** ce vor asigura legătura dintre **transformatoarele ridicătoare (0,8/20 kV)** și rețeaua electrică de distribuție existentă (20 kV), cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și 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 și secundarele transformatoarelor de curent cât și între aparatul de măsură-contor electronic de energie și rețeaua electrică (informația de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm². Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP)

2x2x0,5mm² (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

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

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

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă a Beneficiarului, respectiv tabloul electric general unde se va conecta centrala fotovoltaică, se va face prin intermediul unui tablou electric general PV care se va integra în structura electrică existentă a Beneficiarului. Tabloul electric general PV va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrică de distribuție. Acesta nu se va putea controla de la distanță, ci local de către o echipă calificată. Tabloul electric general PV se va amplasa în exterior, lângă invertoare, pe un soclu separat.

Având în vedere că puterea instalată în Parcul Industrial Bistrița Sud este de 0,9 MW, în urma discuțiilor avute cu reprezentanții Distribuție Energie Electrică România, Sucursala Bistrița, nu mai există capacitate disponibilă de injectare în stația 110/20 kV din cadrul Parcului Industrial Bistrița Sud, prin urmare injectia energiei produse de parc va fi efectuată în printr-un racord nou de 20 kV din Stația 110/20 kV Viisoara până la PA 20 kV Parc Industrial existent.

Datorită faptului că nu mai există posibilitatea de a extinde bara de 20 kV din interiorul stației de conexiuni de 20 kV existente din Stația 110/20 kV Viisoara, apare necesitatea montării unui PC 20 kV intercalat pe distribuitorul 20 kV Dedeman, prin sectionarea acestuia. Lucrările de conectare la rețeaua publică vor include următoarele activități:

- Procurare și montare PC 20 kV, în anvelopă de beton, amplasat în exteriorul Stației de transformare 110/20 kV Viisoara - în zona accesului în stație (amplasamentul noului PC 20 kV va fi pe domeniul public).
- Realizare LES 20 kV cu cablu A2XS(FL)2Y 3x1x240/25 mm² din celula 20 kV a stației {distribuitor Dedeman} până în PC 20 kV proiectat;
- De la locul sectionării distribuitorului 20 kV Dedeman se va realiza o LES 20 kV cu cablu A2XS(FL)2Y 3x1x150/25 mm² până în PC 20 kV proiectat;

- Procurare si montare PC 20 kV proiectat, integrabil SCADA, care va fi echipat cu celule de 20 kV, 630 A, 16 kA, si anume:

- Loe pentru inca 3 celule de linie de 20 kV;
- D Celula de linie 20 kV sosire din Statia de conexiuni de 20 kV a statiei 110/20 kV Viisoara {de la celula 20 kV aferenta Distribuitorului Dedeman) echipata cu separator de sarcina in SF6 si CLP cu actionare motorizata;
- Celula de linie 20 kV - refacere alimentare Distribuitor 20 kV Dedeman, echipata cu separator de sarcina in SF6 si CLP, intrerupator in SF6 sau vid cu actionare motorizata, releu digital de protectie, 3xTC
- Celula de masura echipata cu separator de sarcina in SF6 si CLP, cadru cu sigutante si 3xTT 20/(0, 1/03)/(0, 1/03) kV de 20 kV, clasa 0,2S;
- Celula de linie 20 kV plecare spre PA 20 kV Pare Industrial echipata cu separator de sarcina in SF6 si CLP, intrerupator in SF6 sau vid cu actionare motorizata, releu digital de protectie, 3xTC 20 kV 2x150/5/5 A, clasa 0,2S {raport de transformare 150/5 A);
- Celula trafo servicii inteme echipata cu separator de sarcina in SF6 si CLP cu actionare motorizata, sigurante fuzibile, trafo SI 20/0,23 kV, 4 kVA;
- DSI, redresor, baterie acumulatori, dulap RTU.
- **Realizare LES 20 kV cu cablu A2XS2Y 3x1x240/25 mmp, in lungime de cca 6 km, din PC 20 kV Viisoara pana in PA 20 kV Pare Industrial existent.**

Toată producția centralei va fi centralizată într-un punct de conexiuni echipat cu **doua celule de transformator, o celulă de măsură, o celulă de transformator de servicii interne și o celulă de linie** și apoi transmisă către rețeaua de distribuție locală.

Alimentarea serviciilor interne va fi realizată prin intermediul unui **TSI tip 1 x 160 kVA**.

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.

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

Centrala va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor (a se vedea **Anexa 6**).

Pentru fiecare sub-ampasament în parte se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centralele fotovoltaice în sistem fix, au mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice
- Panourile au un randament crescut față de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială
- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă.
- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare.
- Viteza vântului, în zona **amplasamentului**, poate atinge valori de 31 m/s (111,6 km/h), conform NTE 003/04/00 – „Normativ pentru construcția 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 și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

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

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

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

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

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni – nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ 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 $\phi = 2 \frac{1}{2}''$, de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acestuia să fie de $R_p < 1\Omega$. 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 protejată 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.

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

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de **3961,44 kWp / 3.900 kW AC**. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, la o înclinație față de orizontală de **25°**. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție, soluția urmand a se detalia în Proiectul Tehnic.

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

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

Se vor monta **7.336 module PV de putere 540 Wp**, în grupuri de câte aproximativ 18-24-36 panouri fotovoltaice, care vor forma un modul fotovoltaic.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **91.66 MWh/an.**

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații 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 4 m.

Pe stâlpii utilizați pentru fixarea îngrădirii se va instala un sistem de iluminat perimetral și un sistem de supraveghere de tip CCTV.

Supravegherea video a **obiectivelor de investiții** se va realiza printr-un circuit închis de tip CCTV. Prin acest sistem se va realiza controlul video utilizând camere CCTV amplasate pe stâlpii de iluminat. Caracteristicile minimale ale sistemului CCTV sunt:

- Camera video:
- Rezoluție minimă: 720p;
- Focal Lentilă: 6 mm;
- Capabilitate de filmare pe timp de noapte (senzor IR).
- Monitor sistem CCTV:
- Diagonală: minimum 24”;
- Matrice video cu 12 intrări;
- Sistem de prelucrare video și de înregistrare tip DVR sau NVR.

Consumul propriu tehnologic aferent **sistemului CCTV** va fi de aproximativ **21.9 MWh/an (din care 12.775 MWh/an achiziționați din SEN).**

Pentru implementarea obiectivului de investiții, ținând cont de situația actuală a terenului (denivelări, roci și tufișuri), vor fi necesare lucrări de amenajare a terenului (defrișare, degajare teren și nivelare teren). Acestea vor cădea în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de pregătire a amplasamentului pentru etapa de instalare / montaj.

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

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații 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 4 m.

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

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 și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Ofertele tehnico-economice detaliate (bugetare) pot fi consultate în **Anexa 8**.

3.1.3. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100 kW

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **7.544 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.277-2.281 x 1.132-1.136 x 34-36 mm și o greutate de medie de 25-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **525 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,30%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,8%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **100 kW (39 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,1 % STC**.

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

Module PV: 7.544 module de 525 Wp, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în **Anexa 9**) – v. **Figura 3.7**;

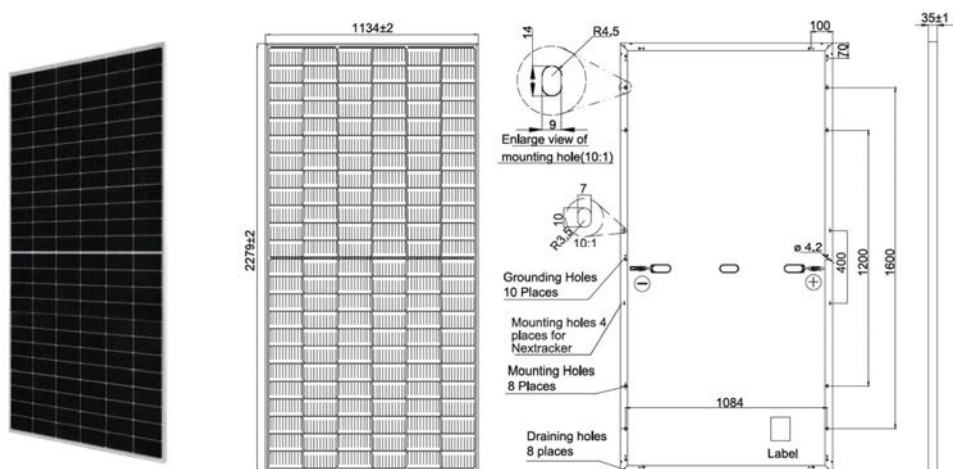


Figura 3.7 – Modul PV 525 Wp

Invertoare solare: 39 invertore de 100 kW (fișa tehnică utilizate pentru modelarea energetico-financiară sunt anexate în **Anexa 10**) – v. **Figura 3.8**;

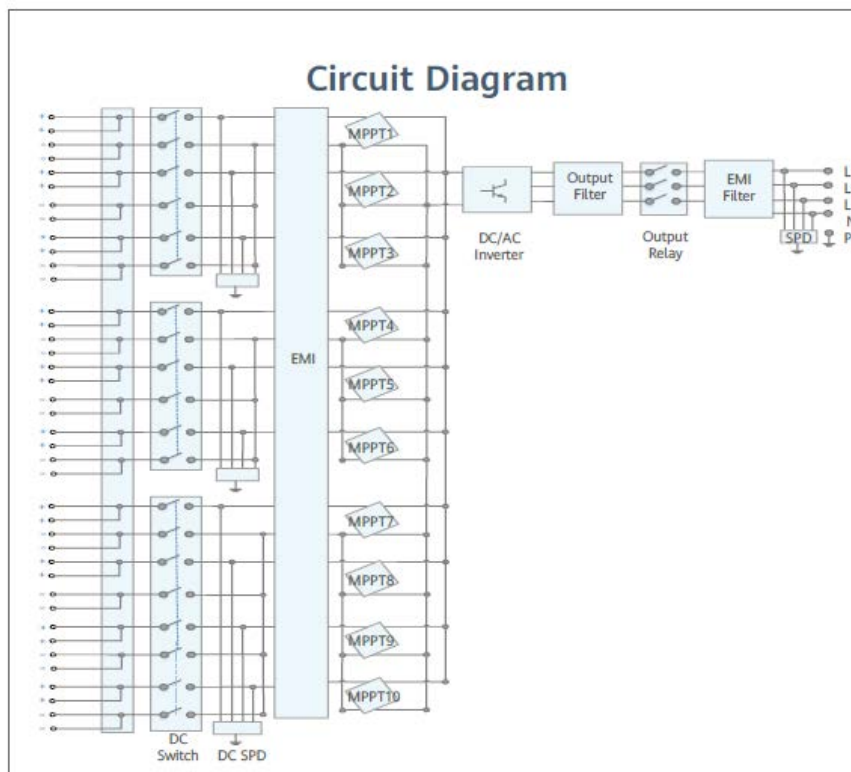


Figura 3.8 – Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple
100 kW

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ **0.498 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 suporti 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 stringurilor 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.

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

Structura proiectată pentru instalarea la sol (teren) este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

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

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0,7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

Modul de lucru al structurii de rezistență este preluarea sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi și stâlpi, iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt) sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „portret”. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 25 de grade (a se vedea **Figura 3.6**), fabricată din Oțel, cu fixare în fundații

de beton sau prin batere (în funcție de rezultatele *pull-out test*-ului realizat de Antreprenorul General).

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

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

Pentru circuitele de **curent continuu** se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflante și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de **curent alternativ de joasă tensiune** se vor utiliza cabluri de secțiune 3 x 240 mm², de aluminiu, armate.

Pentru circuitele de **curent alternativ de medie tensiune** ce vor asigura legătura dintre **transformatoarele ridicătoare (0,4/20 kV)** și rețeaua electrică de distribuție existentă (20 kV), cablurile se vor poza în pământ în profile tip. Traseul de cabluri este recomandat de a trece la minim 0,5 m de orice fundație sau platformă cât și 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 și secundarele transformatoarelor de curent cât și între aparatul de măsură-contor electronic de energie și rețeaua electrică (informația de tensiune), se vor realiza prin intermediul unor conductoare de tip H07V-K 1x4mm². Transferul de date dintre dispozitivul de comandă și control, și aparatul de măsură-contor electronic de energie se va realiza prin intermediul unui cablu tip LI2YCYv (TP) 2x2x0,5mm² (cablu ecranat pentru transfer de date, izolație conductor PE, izolație exterioară întărită și perechi torsadate).

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

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

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

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă a Beneficiarului, respectiv tabloul electric general unde se va conecta centrala fotovoltaică, se va face prin intermediul unui tablou electric general PV care se va integra în structura electrică existentă a Beneficiarului. Tabloul electric general PV va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrica de distribuție. Acesta nu se va putea controla de la distanță, ci local de către o echipa calificată. Tabloul electric general PV se va amplasa în exterior, lângă invertoare, pe un soclu separat.

Pentru sistemul instalat pe teren, legătura dintre invertoare și sistemul intern de distribuție a energiei electrice se va realiza prin intermediul a **doua posturi de transformare, de tip 1 x 3.300 kVA, 0,4/20 kV** (a se vedea **Anexa 5**). Echipamentele postului vor fi amplasate într-o anvelopă prefabricată din metal montată în exterior, pe amplasamentul centralei fotovoltaice conform planului de situație anexat. Producătorul va pune la dispoziție la predare toate documentațiile tehnice, împreună cu garanția și manualul de întreținere și operare, care vor face parte integrantă din cartea tehnică a lucrării.

Toată producția centralei va fi centralizată într-un punct de conexiuni echipat cu **doua celule de transformator, o celulă de măsură, o celulă de transformator de servicii interne și o celulă de linie** și apoi transmisă către rețeaua de distribuție locală.

Alimentarea serviciilor interne va fi realizată prin intermediul unui **TSI tip 1 x 160 kVA**.

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.

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

Centrala va avea un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor (a se vedea **Anexa 6**).

Pentru fiecare sub-ampasament în parte se vor asigura căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

Centralele fotovoltaice în sistem fix, au mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice
- Panourile au un randament crescut față de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială
- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă.
- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare.
- Viteza vântului, în zona **amplasamentului**, poate atinge valori de 31 m/s (111,6 km/h), conform NTE 003/04/00 – „Normativ pentru construcția 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 și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice alta construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

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

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

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

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

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni - nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ 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 $\phi = 2 \frac{1}{2}$ ", de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

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

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

Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază 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.

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

Centrala fotovoltaică va debita o putere nominală de **3.960,60 kW_p / 3.900 kW_{AC}**. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, la o înclinare față de orizontală de **25°**. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție, soluția urmând a se detalia în Proiectul Tehnic.

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

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

Se vor monta **7.544 module PV de putere 525 W_p**, în grupuri de câte aproximativ 18-24-36 panouri fotovoltaice, care vor forma un modul fotovoltaic.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ **114,01 MWh/an.**

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații 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 4 m.

Pe stâlpii utilizați pentru fixarea îngrădirii se va instala un sistem de iluminat perimetral și un sistem de supraveghere de tip CCTV.

Supravegherea video a **obiectivelor de investiții** se va realiza printr-un circuit închis de tip CCTV. Prin acest sistem se va realiza controlul video utilizând camere CCTV amplasate pe stâlpii de iluminat. Caracteristicile minimale ale sistemului CCTV sunt:

- Camera video:
- Rezoluție minimă: 720p;
- Focal Lentilă: 6 mm;
- Capabilitate de filmare pe timp de noapte (senzor IR).
- Monitor sistem CCTV:
- Diagonală: minimum 24”;
- Matrice video cu 12 intrări;
- Sistem de prelucrare video și de înregistrare tip DVR sau NVR.

Consumul propriu tehnologic aferent **sistemului CCTV** va fi de aproximativ **21.9 MWh/an (din care 12.775 MWh/an achiziționați din SEN).**

Pentru implementarea obiectivului de investiții, ținând cont de situația actuală a terenului (denivelări, roci și tufișuri), vor fi necesare lucrări de amenajare a terenului (defrișare, degajare teren și nivelare teren). Acestea vor cădea în sarcina Contractorului General (EPC), în cadrul etapei de pregătire a amplasamentului pentru etapa de instalare / montaj.

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

Obiectivele de investiții vor fi protejate împotriva descărcărilor atmosferice de instalații 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 4 m.

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

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 și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Ofertele tehnico-economice detaliate (bugetare) pot fi consultate în **Anexa 11**.

3.2. PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI

3.2.1. Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului

Implementarea proiectului se va realiza pe un **teren** aflat în proprietatea Beneficiarului, situat în Județul Bistrița-Năsăud, pe terenul Parcului Industrial Sarata (v. **Figura 3.9**).

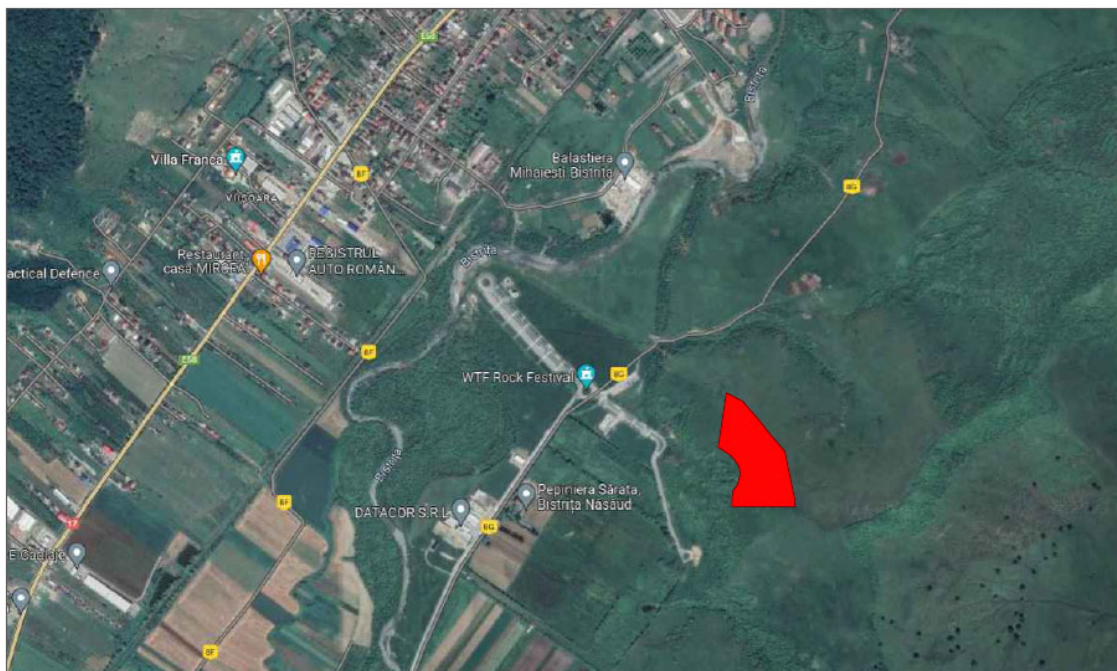


Figura 3.9 – Amplasare generală

Conform Planului de situație și a Extrasului de Carte Funciară (**Anexa 1**), terenul propus pentru dezvoltarea proiectului de către Municipiul BISTRITA este identificat cu numărul cadastral **93614**, în suprafață totală de **47.593 m²**, și este încadrat în extravilanul Localității Bistrița, Jud. Bistrița-Năsăud și nu este grevat de sarcini.

Terenul este încadrat, conform extraselor de carte funciară, în categoria de **pasune**.

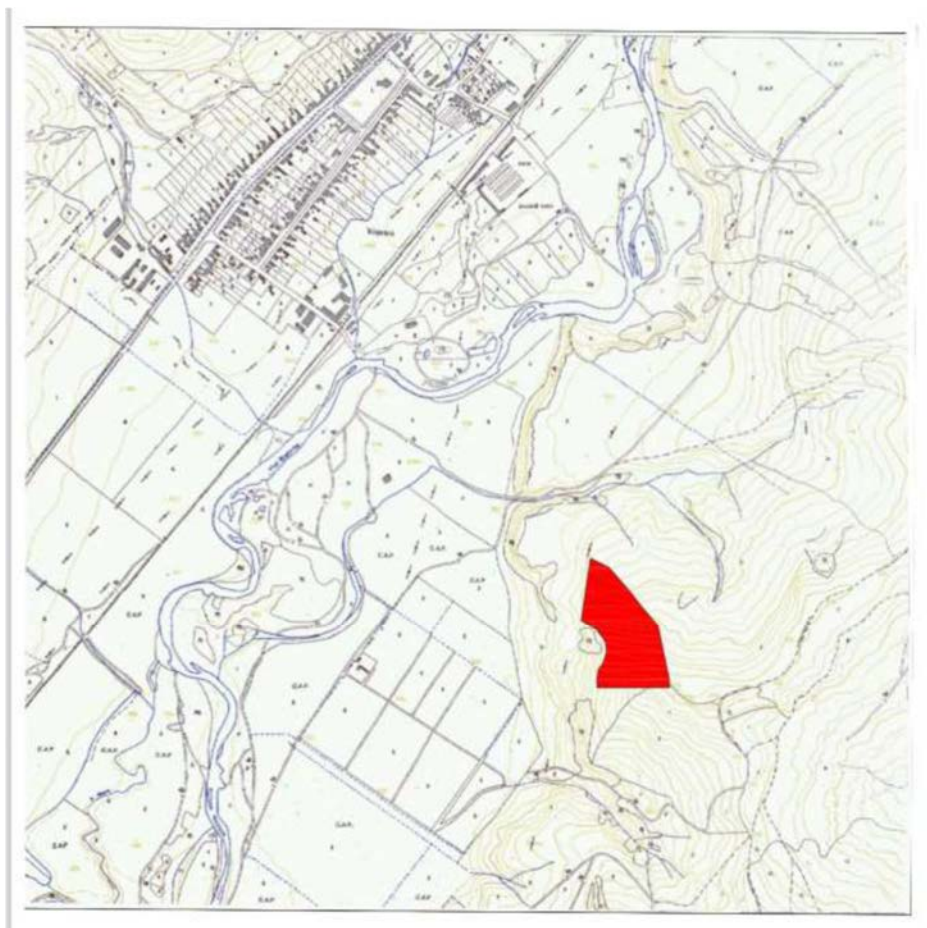


Figura 3.10 – Amplasamentul propus

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

Vecinătățile amplasamentului propus sunt:

- în partea de Sud: platforme industriale;
- în partea de Vest: platforme industriale;
- în partea de Est: platforme industriale;
- în partea de Nord: platforme industriale.

Pe o rază de 500 m în jurul terenului vizat nu există locuințe sau alte zone sensibile de arii protejate.

Cea mai apropiată cale de acces o reprezintă DN17 / E58, situate la limita de proprietate sudică și vestică.

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

Pentru maximizarea producției de energie electrică, centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate prin instalarea modulelor PV pe direcția **SUD**, la o înclinare de **25 grade**.

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul conturilor energetice, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și Posturile de Transformare ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în **Planurile de Amplasament Propuse**, anexate prezentei lucrări – **Anexa 12**.

3.2.4. Surse de poluare existente în zonă

Amplasamentele analizate, se încadrează, conform Anexei 10 din [13], în zona de poluare II – mediu poluată.

3.2.5. Date climatice și particularități de relief

Județul Bistrița-Năsăud se află în extremitatea nordică a României, în jumătatea septentrională a Transilvaniei, în bazinul superior al râului Someșu Mare, între 46°48' și 47°37' latitudine N și 23°27' și 25°36' longitudine E, între jud. Maramureș (N), Suceava (E-NE), Mureș (S-SE) și Cluj (V-SV). Suprafața: 5 355 km² (2,25% din supr. țării). Populația (1 ian. 2019): 328 100 loc. (1,48% din populația țării), din care 163 116 de sex masc. (49,72%) și 164 984 fem. (50,28%). Populația urbană: 129 882 loc. (39,59%); rurală: 198 218 loc. (60,41%). Densitatea: 61,3 loc./km². Structura populației pe naționalități (la recensământul din 20-31 oct. 2011): 86,5% români, 5,0% maghiari, 4,2% rromi, 0,1% germani ș.a. Reșed.: municipiul Bistrița. Orașe: Beclean, Năsăud, Sângeorz-Băi. Comune: 58. Sate: 232 (din care 3 aparțin orașului Beclean). Localit. componente ale municipiilor și orașelor: 10.

Relieful

Relief predominant de dealuri și podișuri (2/3 din supr. jud. Bistrița-Năsăud), aparținând Pod. Transilvaniei, străjuite la N și E de unități montane ale Carpaților Orientali, cu prelungiri care ocupă restul de 1/3 din terit. județului. Cea mai reprezentativă unitate montană de pe cuprinsul jud. Bistrița-Năsăud este aceea a M-ților Rodnei, care ocupă partea de N a jud., dominând zonele înconjurătoare prin masivitatea lor impresionantă și prin câteva vârfuri impunătoare (Ineu 2 279 m, Muncelu, 1 703 m ș.a.), aflate în arealul său (vf. Pietrosu, care constituie alt. max. a masivului, 2 303 m, este situat pe terit. jud. Maramureș). Celelalte masive muntoase,

care încadrează prin prelungirile lor jud. Bistrița-Năsăud, sunt: M-ții Țibleș (în NV), cu vf. Țibleș, de 1 839 m alt., aflat la hotarul cu jud. Maramureș, M-ții Bârgău (în NE), cu relief peneplenizat, dominat de numeroase măguri conice (Heniu Mare, 1 611 m, Păltineasa 1 227 m, Vf. Stegii 1 069 m ș.a.) și M-ții Căliman (în E-SE) care își etalează masivitatea prin versantul său de NV și prin vârfurile Vulturii (1 501 m), Poiana Tomii (1 470 m) ș.a. Unitățile colinare care aparțin Pod. Transilvaniei, cu structuri monoclinale, domuri și cute diapire, ocupă partea centrală și de V a jud., fiind reprezentate prin Muscelele Năsăudului, Dealurile Bistriței, Culmea Șieului, partea nordică a Colinelor Mădărașului și Comlodului, Dealurile Lechinței și Jimborului, Dealurile Ciceului și extremitatea estică a Culmii Breaza, cu vf. Breaza (974 m). În interiorul zonei colinare se individualizează c. 20 de depresiuni intracolinare, printre care se remarcă Depr. Bistrița, Sângeorz, Dumitra, Colibița, Budacu ș.a.

Clima

Climă temperat-continentală moderată, cu ierni lungi și umede, veri răcoroase și anotimpuri de tranziție (primăvară și toamnă) mult mai scurte decât în partea de S a țării. Valorile medii anuale ale temp. aerului variază între 0°C, în zonele montane înalte, la peste 1 900 m alt., și 8-8,5°C, în reg. deluroase. Temp. max. absolută înregistrată pe terit. jud. Bistrița-Năsăud a fost de 40,6°C, la Teaca (16 aug. 1952), iar minima absolută de – 33,8°C, la Bistrița (18 ian. 1953). Cantitatea de precipitații prezintă variații anuale, anotimpuale și lunare în raport cu alt. unităților de relief, atingând valori medii anuale de 650 mm în zonele colinare și peste 1 400 mm pe crestele munților, imprimând climatului un caracter de umiditate accentuată. Pe un areal care depășește 50% din supr. jud. Bistrița-Năsăud precipitațiile însumează peste 800 mm anual. Direcția predominantă a vânturilor este dinspre V și NV (cu schimbări evidente de la iarnă la vară), înregistrând o viteză medie de c. 3,5 m/s, intensități mai mari manifestându-se pe culmile montane, unde vântul suflă în rafale cu viteze ce depășesc uneori 40 m/s.

Rețeaua hidrografică

Rețeaua hidrografică, a cărei lungime totală depășește 3 000 km, aparține în majoritate bazinului Someșului Mare, la care se adaugă și câțiva afl. tributari ai Bistriței Aurii (Putreda, Bâla, Lala, Dornișoara) în NE și ai Mureșului (Luțu, Lechința, Șesu, Pârâu de Câmpie) în S. Someșu Mare, al cărui bazin de recepție are o supr. de 4 990 km², străbate jud. de la NE spre

SV, colectând o puzderie de râuri, printre care: Valea Băilor, Anieș, Cormaia, Rebra, Sălăuța, Țibleș, Valea Lungă (pe dr.), Ilva, Șieu, Meleșu ș.a. (pe stg.).

Vegetația

Vegetația prezintă o pronunțată etajare pe verticală datorată reliefului predominant deluros și muntos. La peste 1 800 m alt. se extinde etajul alpin, dominat de diferite ierburi și arbuști pitici, multe dintre ele rarități sau endemisme carpatice, ocrotite de lege și declarate monumente ale naturii. Printre acestea se remarcă floarea-de-colți (*Leontopodium alpinum*), narcisa (*Narcissus stellaris*), smirdarul (*Rhododendron kotschyi*), jneapănul ș.a. Între 1 300 și 1 800 m alt. se află zona pădurilor de conifere, constituite predominant din molid (*Picea abies*), iar sub acest etaj, până la 500 m alt., sunt răspândite pădurile de foioase (care acoperă majoritatea dealurilor), alcătuite din fag (*Fagus silvatica*), gorun (*Quercus petraea*) și carpen (*Carpinus betulus*), în alternanță cu pajiști secundare, livezi și terenuri agricole. Dealurile din partea de N a jud. (Muscelele Năsăudului) sunt acoperite cu păduri de fag, în amestec cu carpen, brad și molid, la fel ca și versanții munților.

Fauna

Fauna, abundentă și variată, este reprezentată în pr. prin specii de pădure, de importanță cinegetică: cerbul carpatin (*Cervus elaphus*), căpriorul (*Capreolus capreolus*), mistrețul (*Sus scrofa*), ursul (*Ursus arctus*), râsul (*Lynx lynx*), jderul (*Martes martes*), lupul, vulpea, pisica sălbatică, cocoșul de munte (*Tetrao urogallus*), cocoșul de mesteacăn (*Lyrurus tetrix*), acvila etc. În reg. montane înalte a fost recolonizată, în ultimele decenii, capra neagră (*Rupicapra rupicapra*). În zonele joase se întâlnesc iepuri, șoareci de câmp, șobolani, hârciog, potârnică, prepelițe etc. Domeniul apelor este bogat în scoar, mreață, clean, somn, lipan, păstrăv ș.a.

Resursele naturale

Resurse naturale: păduri (193 814 ha, 2008), zăcăminte de gaze naturale (Enciu, Stupini, Matei, Monor, Silivașu de Câmpie ș.a.), de cărbune (Valea Budacului, Galații Bistriței), zăcăminte polimetalice (min. de plumb, zinc, cupru, argint, aur) la Rodna, Parva, Valea Vinului, Valea Borcutului, Gușețel, Izvoru Cepii, grafit (Anieș, Maieru), mică (Parva), marmură (Cormaia, Anieș, Parva), caolin și argile caolinoase (Parva), sare (Parva), andezit (Măgura Ilvei), dacit

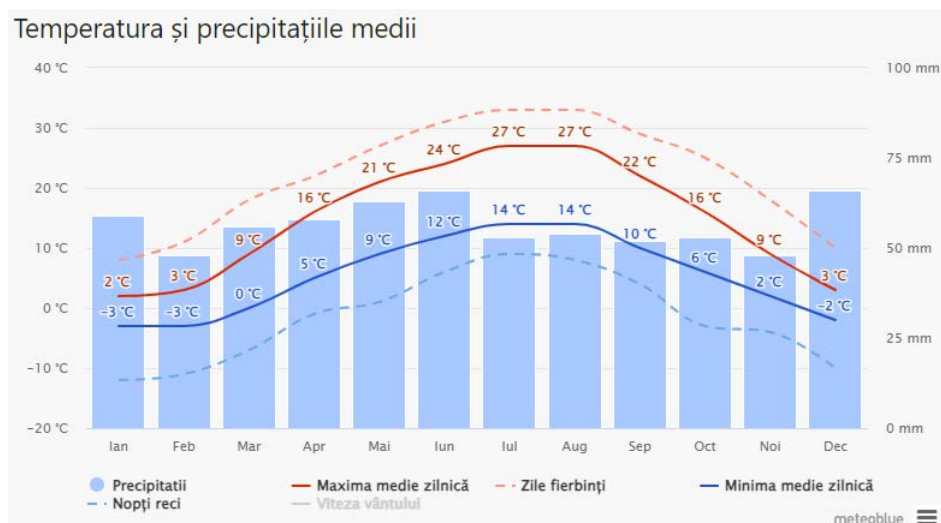
(Anieș, Sângeorz-Băi) etc. O bogăție aparte o reprezintă izv. cu ape minerale, mai frecvente la Sângeorz-Băi, Colibița, Lunca Ilvei, Parva, Ilva Mare, Poiana Ilvei, Rodna ș.a.

Clima

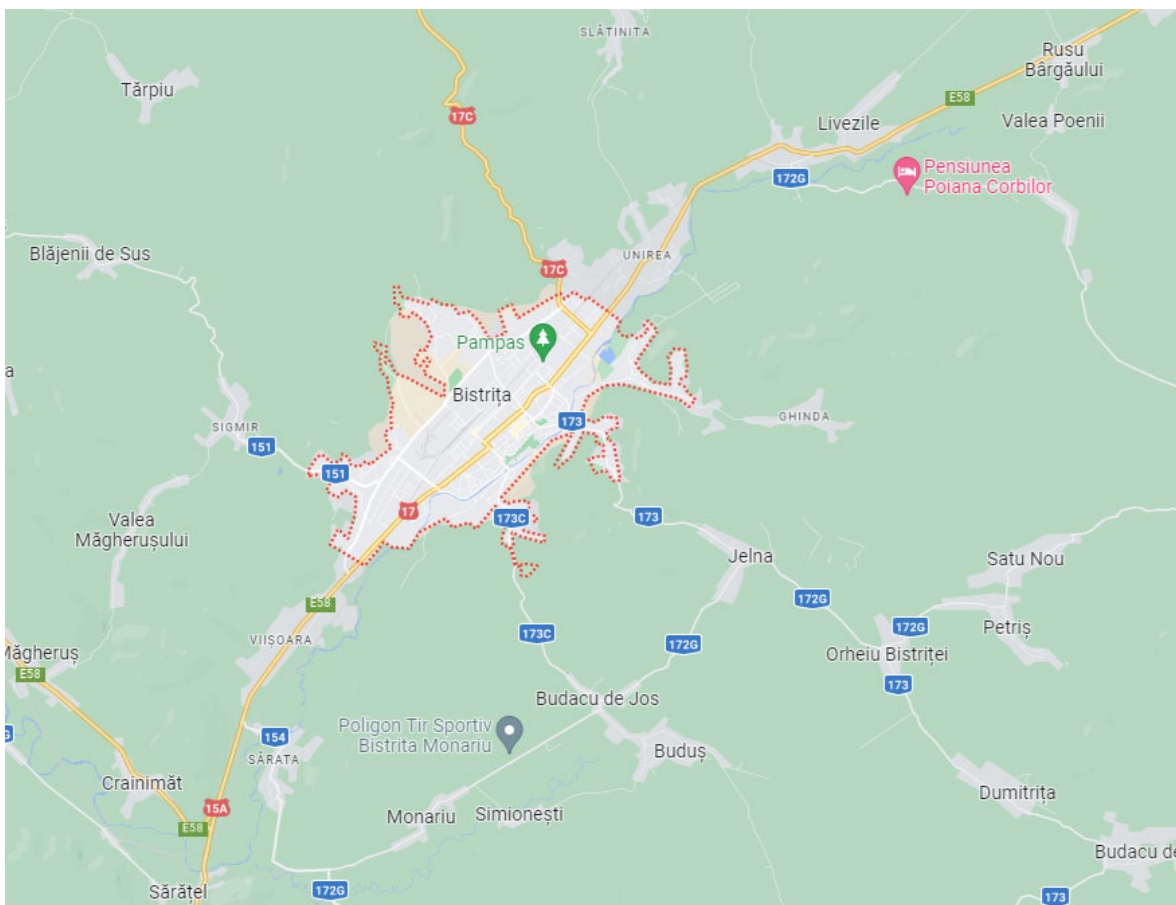
Din punct de vedere climatic, județul Bistrița-Năsăud se încadrează în zona continental moderată.

Temperatura medie anuală coboară sub 0 grade în regiunile montane, la peste 1900 m și se ridică la peste 8,5 grade Celsius în zona sud-vestică a județului. Evoluția temperaturilor aerului este tipic continentală, cu maxima în luna iulie și minima în ianuarie.

Precipitațiile, în funcție de anotimp, depășesc în general media pe țară. Caracterul predominant deluros-muntos al reliefului a favorizat o vegetație etajată și foarte diversă.



Bistrița este municipiul de reședință al județului Bistrița-Năsăud, Transilvania, România, format din localitățile componente Bistrița (reședința), Ghinda, Sărata, Sigmir, Slătinița, Unirea și Viișoara. Este și cel mai mare oraș din acest județ, cu o populație de 78. 877 locuitori (2021). Ocupă o suprafață de 14.547 ha.



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

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

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

La momentul întocmirii Studiului de Fezabilitate a fost întocmit Studiul Geotehnic care poate fi regăsit în Anexa 7.

3.3. DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ

3.3.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **7.336 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.250-2.300 x 1.100-1.150 x 35-35 mm și o greutate medie de 27-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,8%** 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 540 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144	-
Dimensiuni	2.256 x 1.133 x 35	mm
Greutate	27,2	kg
Putere nominală (P_{max})	540	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	41,65	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	12,97	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	49,50	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	13,85	A
Eficiență modul	21,1	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	35	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+ 5	W

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **300 kW (13 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr.

132/2020, cu un randament minim de **98,4% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în

Tabelul 3.3.

Tabelul 3.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 300 kW

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	300	kW
Putere nominală aparentă (AC)	330	kVA
Randament nominal (European)	98,8	%
Tensiunea nominală la ieșire	800	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	238,2	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	1	%
Dimensiuni	1.048 x 732 x 395	mm
Greutate	112	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)	7	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din oțel / aluminiu, la o înclinare de **25**, funcție de tipul de structură de montaj, cu orientarea **SUD** (a se vedea **Figura 3.11**) – mai multe detalii se pot regăsi în **Anexa 12**.

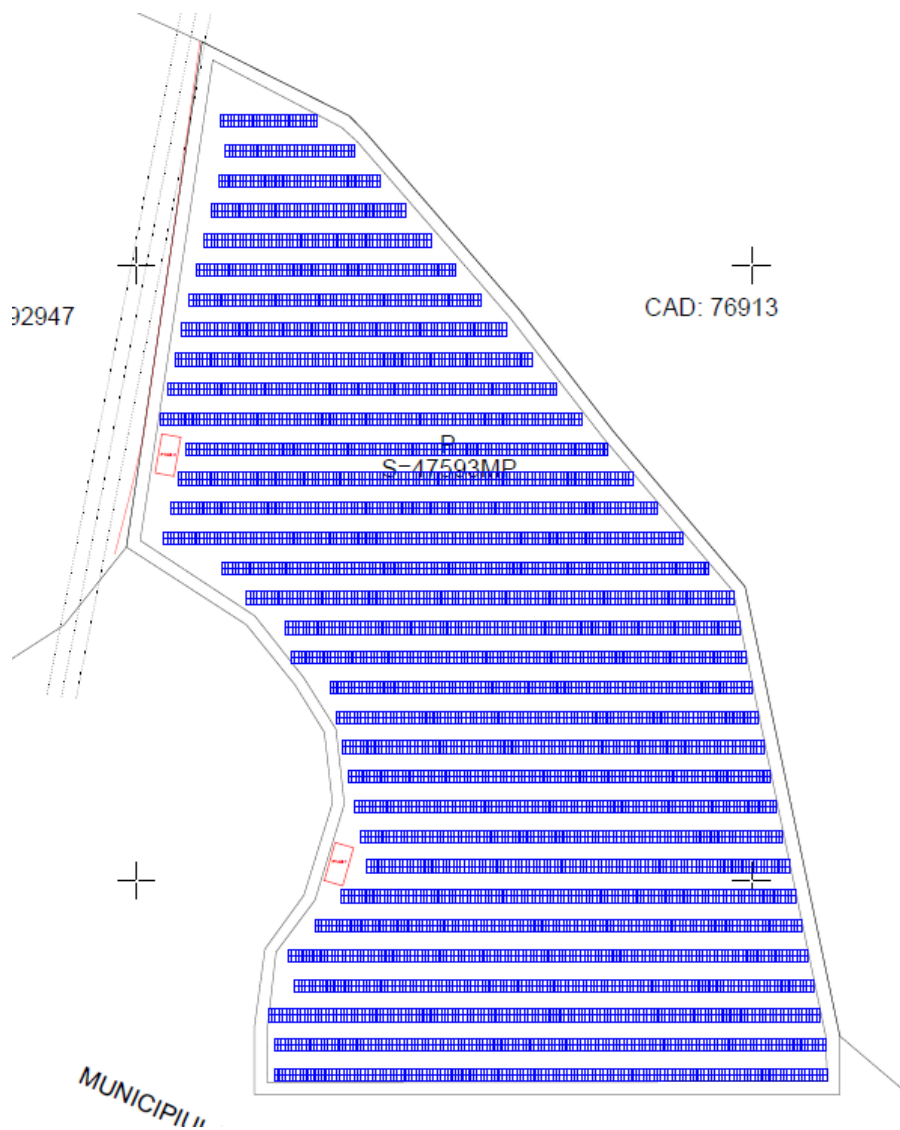


Figura 3.11 – Simulare amplasament – Module PV540 Wp – Orientare SUD

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate, pentru fiecare amplasament în parte, în **Figura 3.12** și în **Tabelul 3.4**.

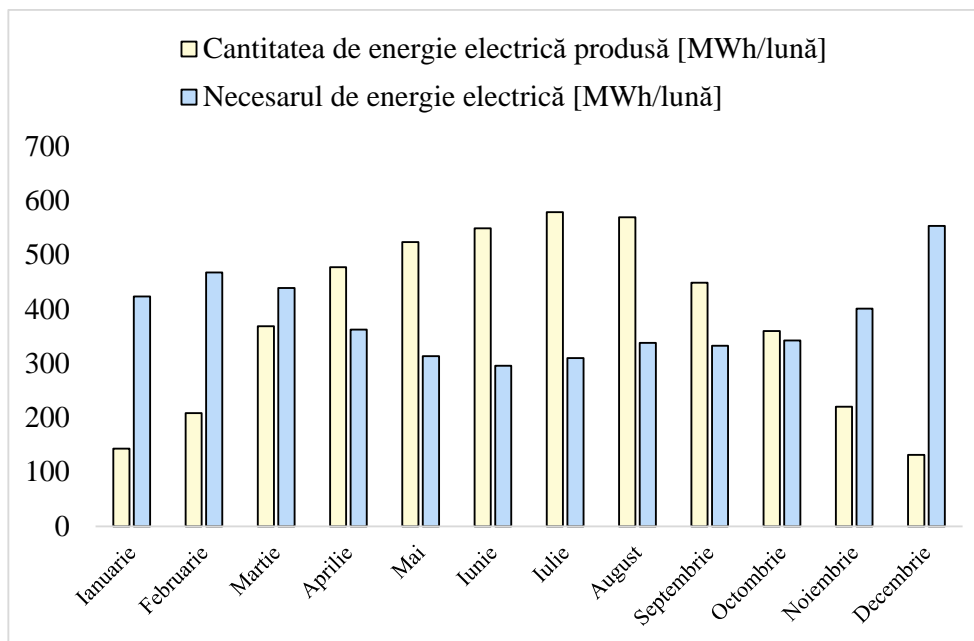


Figura 3.12 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertore 300 kW

Tabelul 3.4 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertore 300 kW

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	423,90	143,52
Februarie	468,03	208,93
Martie	439,28	368,89
Aprilie	362,83	477,77
Mai	313,85	524,11
Iunie	295,95	549,55
Iulie	310,53	579,23
August	338,47	569,63
Septembrie	332,85	449,23
Octombrie	342,55	360,01
Noiembrie	409,81	220,50
Decembrie	553,81	131,88
TOTAL	4.591,87	4.583,24

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 urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de **394,16 t.e.p./an din surse regenerabile**;
- Producția netă totală de energie electrică de **86.623,20MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **53.004,74tone de CO2 echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4.583,24 MWh/an (99,81% din necesar)** în primul an de funcționare.
- Factor de capacitate: **12,68%, medie pe 20 de ani**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.961,44 kWp / 3.900 kW AC**.

Tabelul 3.5 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 540 Wp + invertoare 300 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]	4.583,24	4.555,74	4.528,40	4.501,23	4.474,22	4.447,38	4.420,69	4.394,17	4.367,80	4.341,60

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	4.315,55	4.289,65	4.263,92	4.238,33	4.212,90	4.187,63	4.162,50	4.137,53	4.112,70	4.088,02

3.3.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100 kW

Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit dintr-un număr de **7.544 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.277-2.281 x 1.132-1.136 x 34-36 mm și o greutate de medie de 25-30 kg. Puterea minimă a modulelor PV va fi de **525 Wp**, cu un randament nominal de minimum **20,30%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.6**.

Tabelul 3.6 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 525 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 [6 x 24]	-
Dimensiuni	2.279 x 1.134 x 35	mm
Greutate	28,60	kg
Putere nominală (P_{max})	525	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	41,15	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	12,76	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	49,15	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	13,65	A
Eficiență modul	20,30	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+ 5	W

Sistemul va fi prevăzut cu invertore trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **100 kW (39 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98,1% STC**. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în **Tabelul 3.7**.

Tabelul 3.7 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100kW

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	79,4	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1,035 x 700 x 365	mm
Greutate	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP65	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din oțel / aluminiu, la o înclinare de **25°**, funcție de tipul de structură de montaj, cu orientarea **SUD**.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software PVSyst. Rezultatele simulării sunt prezentate în **Figura 3.13** și în **Tabelul 3.8**.

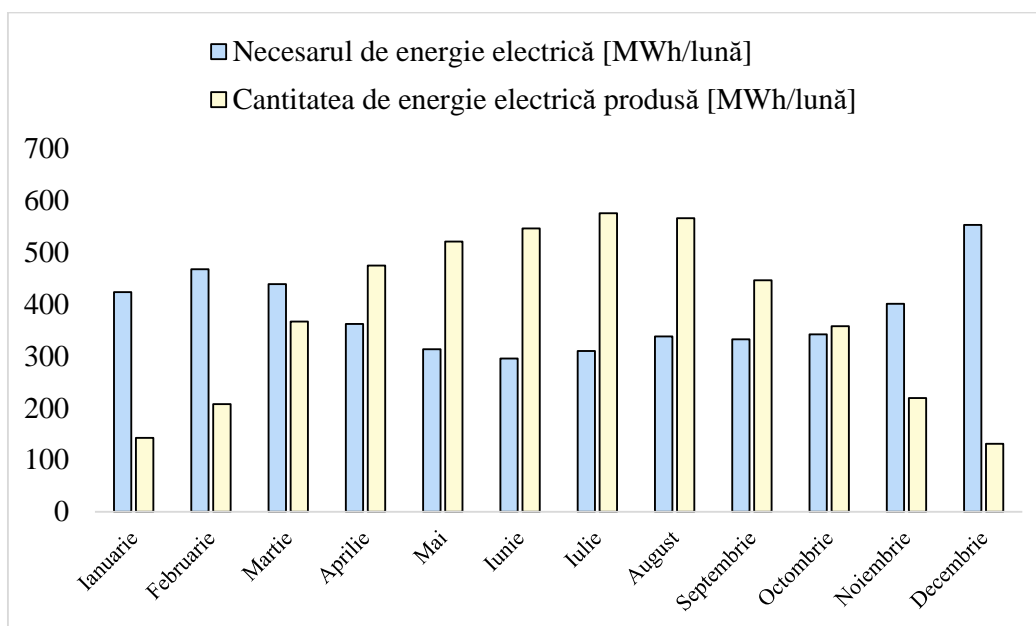


Figura 3.13 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertoare 50 kW

**Tabelul 3.8 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – module 525 Wp + invertore
100kW**

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	423,90	142,80
Februarie	468,03	207,88
Martie	439,28	367,04
Aprilie	362,83	475,38
Mai	313,85	521,49
Iunie	295,95	546,80
Iulie	310,53	576,33
August	338,47	566,78
Septembrie	332,85	446,99
Octombrie	342,55	358,21
Noiembrie	409,81	219,40
Decembrie	553,81	131,22
TOTAL	4.591,87	4.560,32

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:

- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **392,19 t.e.p./an din surse regenerabile;**
- Producția netă totală de energie electrică de **86.190,09 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **52.739,71 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 de ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4.560,32 MWh/an (99,31% din necesar)** în primul an de funcționare.
- Factor de capacitate: **12,61%, medie pe 20 de ani.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.960,60 kWp / 3.900,00 kW_{AC}.**

Tabelul 3.9 – Producția netă a Sistemului PV monocristalin – **module 525 Wp + invertoare 50kW** 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]	4.560,32	4.532,96	4.505,76	4.478,72	4.451,85	4.425,14	4.398,59	4.372,20	4.345,97	4.319,89

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	4.293,97	4.268,21	4.242,60	4.217,14	4.191,84	4.166,69	4.141,69	4.116,84	4.092,14	4.067,58

3.4. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTIȚIEI

3.4.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 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 8**.

Tabelul 3.10 – Scenariul 1 – Devizul General al lucrării

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții

PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA UAT MUNICIPIUL BISTRITA

		Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1				
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	1.940.406,00	368.677,14	2.309.083,14
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		1.940.406,00	368.677,14	2.309.083,14
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		4,428,106.00	841,340.14	5,269,446.14
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	90.000,00	17.100,00	107.100,00
3.1.1	3.1.1. Studii de teren	30.000,00	5.700,00	35.700,00
3.1.2	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	3.1.3. Alte studii specifice (studiu de soluție)	60.000,00	11.400,00	71.400,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	5.000,00	950,00	5.950,00
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	208.500,00	39.615,00	248.115,00
3.5.1	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	3.5.2. Studiu de prefizabilitate	0,00	0,00	0,00

3.5.3	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	103.500,00	19.665,00	123.165,00
3.5.4	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
3.5.5	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.000,00	950,00	5.950,00
3.5.6	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	100.000,00	19.000,00	119.000,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	115.000,00	21.850,00	136.850,00
3.7.1	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	95.000,00	18.050,00	113.050,00
3.7.2	3.7.2. Auditul financiar	20.000,00	3.800,00	23.800,00
3.8	Asistență tehnică	70.000,00	13.300,00	83.300,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	20.000,00	3.800,00	23.800,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	50.000,00	9.500,00	59.500,00
Total capitol 3		488.500,00	92.815,00	581.315,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	3,531,538.92	670,992.39	9.412.770,19
4.2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	8,632,060.23	1,640,091.44	10.272.151,73
4.3	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,843,385.70	350,243.28	2.193.628,98
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	24,877.00	4,726.63	29.603,63
Total capitol 4		18.410.213,90	14,031,861.85	2,666,053.75
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5.000,00	950,00	5.950,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	5.000,00	950,00	5.950,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	182.016,46	0,00	182.016,46
	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 0.5%	82.734,76	0,00	82.734,76
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții 0.1%	16.546,95	0,00	16.546,95
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC 0.5%	82.734,76	0,00	82.734,76
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00

5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	183.162,28	34.800,83	217.963,11
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	20.000,00	3.800,00	23.800,00
Total capitol 5		183,162.32	34,800.84	217,963.16
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	5.000,00	950,00	5.950,00
6.2	Probe tehnologice și teste	5.000,00	950,00	5.950,00
Total capitol 6		10.000,00	1.900,00	11.900,00
TOTAL GENERAL		21.294.052,64	4.011.286,87	25.305.339,51
din care: C + M (4.1 + 4.2 + 5.1.1)		16.546.951,20	3.522.051,13	22.059.162,33

3.4.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100kW

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 11**.

Tabelul 3.11 – Scenariul 2 – Devizul General al lucrării

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții

PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA

UAT MUNICIPIUL BISTRIȚA

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
1	2	3	4	5
1				
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	2.129.595,59	404.623,16	2.534.218,75
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		2.129.595,59	404.623,16	2.534.218,75
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		4,428,106.00	841,340.14	5,269,446.14
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	90.000,00	17.100,00	107.100,00
	3.1.1. Studii de teren	30.000,00	5.700,00	35.700,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	60.000,00	11.400,00	71.400,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	5.000,00	950,00	5.950,00
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	208.500,00	39.615,00	248.115,00

	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	103.500,00	19.665,00	123.165,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	100.000,00	19.000,00	119.000,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	115.000,00	21.850,00	136.850,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	95.000,00	18.050,00	113.050,00
	3.7.2. Auditul financiar	20.000,00	3.800,00	23.800,00
3.8	Asistență tehnică	70.000,00	13.300,00	83.300,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	20.000,00	3.800,00	23.800,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	10.000,00	1.900,00	11.900,00
		50.000,00	9.500,00	59.500,00
		488.500,00	92.815,00	581.315,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	3,875,864	736,414	4,612,278
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	9,473,686	1,800,000	11,273,686
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	2,023,116	384,392	2,407,508
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	-
4.5	Dotări	-	-	-
4.6		-	-	-
Total capitol 4		20.177.907	15,372,666	2,920,807
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	10.000,00	1.900	11.900

	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	5.000	950	5.950
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	5.000	950	5.950
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	-	-	223.183
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	-	-
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții 0.5%	101.446,94	-	101.447
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții 0.1%	20.289,39	-	20.289
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC 0.5%	101.447	-	101.447
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare		-	-
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	403.558,14	76.676	480.234
5.4 Cheltuieli pentru informare și publicitate		20.000	3.800	23.800
Total capitol 5		337,453	64,116	620,604
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	5.000,00	950	5.950
6.2		5.000	950	5.950
Total capitol 6		10.000	1.900	11.900
Total capitol 6		10.000	1.900	11.900
TOTAL GENERAL		22,766,321	4,325,601	27,310,956

3.5. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE ȘI MENTENANȚĂ

3.5.1. Scenariul 1 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW

Conform literaturii de specialitate [20], cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvență	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspectie 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 ploii 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 mătuierea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	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	Inspectie generala invertore	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertore/aplicatiile	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertorelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurate, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de mentenanta
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **150.500 EUR/an.**

3.5.2. Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100kW

Conform literaturii de specialitate [20], cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvență	Instrument măsurare	Descriere
1	Inspectie 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 unui sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploii 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	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	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	Inspectie generala invertore	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertore/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertorelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurate, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de metenata
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă așadar un OPEX estimat de aproximativ **150.500 EUR/an.**

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

3.6.1. Studiu Topografic

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, a fost realizat Studiul Topografic, acesta putând fi consultat în **Anexa 13**.

3.6.2. Studiu Geotehnic

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, a fost obținut Studiul Geotehnic, acesta putând fi consultat în **Anexa 17**.

3.6.3. Studiu de Stabilitate a Terenului

Nu este necesar.

3.6.4. Studiu de Rezistență Structurală

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 3.14**.

Mai multe detalii se pot consulta în **Anexa 14**.

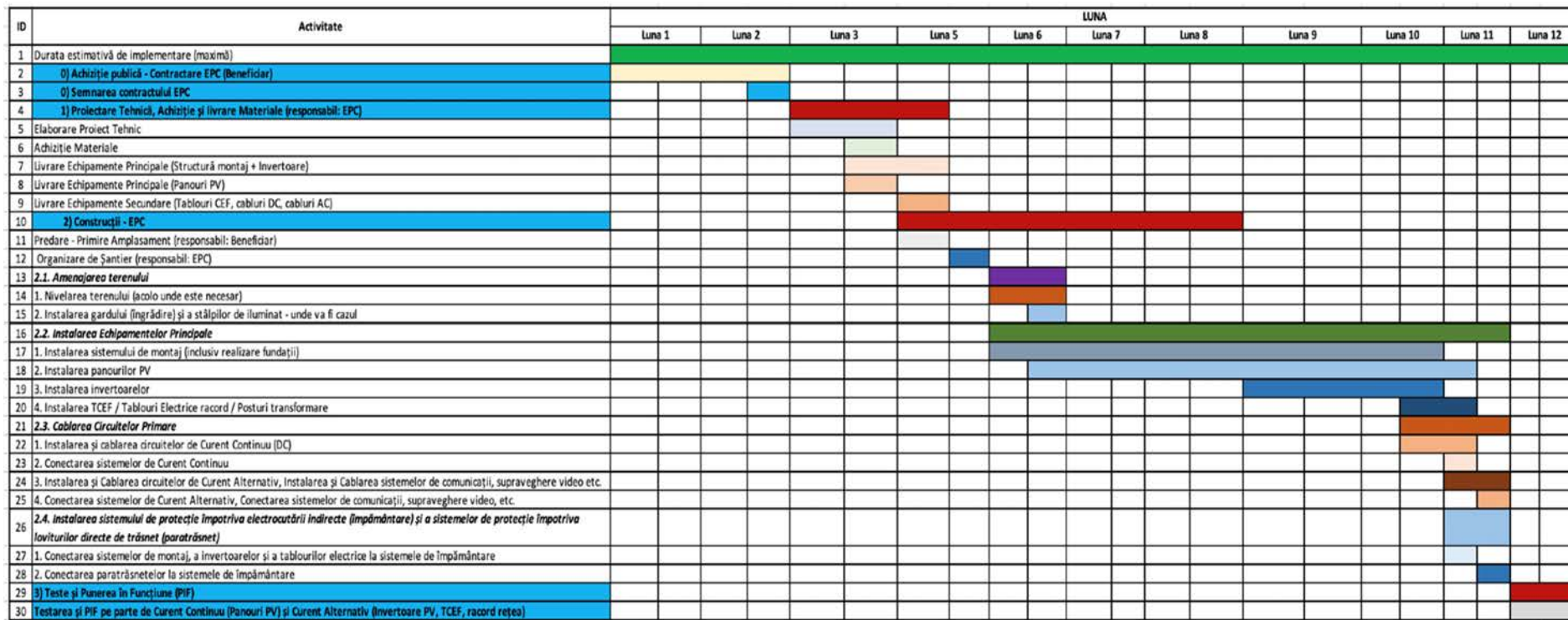


Figura 3.14 – Graficul Gant al implementării proiectului

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

4.1. PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI 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**, cu scopul de producție a energiei electrice din surse regenerabile de energie și injectarea acestuia în SEN, în vederea acoperirii necesarului de energie electrică al UAT-ului, astfel:

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

- **O centrală fotovoltaică** formată din: 7.336 module PV de 540 Wp și 13 invertore trifazate de 300 kW;
- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **394,16 t.e.p./an din surse regenerabile;**
- Producția netă totală de energie electrică de **86.623,20 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **53.004,74 tone de CO2 echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4.583,24 MWh/an (99,99% din necesar)** în primul an de funcționare.
- Factor de capacitate: **12,68%, medie pe 20 de ani.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.961,44 kWp / 3.900 kW AC.**

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

- **O centrală fotovoltaică** formată din: 7.544 module PV de 525 Wp și 39 invertore trifazate de 100 kW;
- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **392,19 t.e.p./an din surse regenerabile;**

- Producția netă totală de energie electrică de **86.190,09 MWh într-o perioadă de 20 de ani**;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **52.739,71 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 20 de ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4.560,32 MWh/an (99,49% din necesar)** în primul an de funcționare.
- Factor de capacitate: **12,61%, medie pe 20 de ani**.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.960,6 kWp / 3.900,00 kW AC**.

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

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/obținere a Avizului Tehnic de Racordare (și a realizării unui studiu de soluție și a unei analize de sistem, dacă OD le va solicita).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Analiza vulnerabilității

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

A. Analiza de sensibilitate

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

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

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

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

b. Consecințe secundare - eroziune, secetă, inundații, alunecări de teren, cutremure, incendii

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, inundațiilor 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 sistemului de canalizare care este special conceput pentru a susține cantități mari de apă pluvială.

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

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

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

B. Analiza expunerii

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

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

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

Analiza expunerii este prezentată în tabelul următor:

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

Analiza vulnerabilității combină rezultatul analizei sensibilității și analiza expunerii.

Rezultatele sunt prezentate în următorul tabel:

Analiza vulnerabilității		Expunere (actuală + viitoare)		
		Ridică	Medie	Scăzută
Sensibilitate (cea mai mare dintre cele 3)	Ridică			
	Medie	Cutremure Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului Incendii	
	Scăzută		Modificarea temperaturii medii Precipitații extreme	Umiditate Seceta Inundații Alunecări de teren

2. Evaluarea riscului

În 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
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	2	3
Temperaturi extreme	2	4
Modificarea precipitațiilor medii	1	2
Precipitații extreme	1	3
Viteza medie a vântului	2	4
Umiditate	1	2
Efecte secundare/fenomene extreme		
Seceta	1	3
Inundații	1	3
Alunecări de teren	1	2
Cutremure	1	2
Incendii	1	1

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

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

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

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

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

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

Matricea de risc – Situația viitoare					
Expunere la risc	Redus		Mediu	Ridicat	Neacceptabil
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	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 și inventarierea dezastrelor naturale.

Principiile adaptării trebuie să țină cont de rezistența tot mai mare a sistemelor analizate în fața 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.

- Inundații - Proiectul este amplasat într-o zonă ferită de inundații. 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 situației 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 durată de viață a instalației prin SR EN ISO 14001/2015 și reglementările în vigoare, în cadrul sistemului integrat de calitate.

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

- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- OUG nr. 68/2007 privind răspunderea pentru mediu cu referire la prevenirea și repararea daunelor aduse mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului unor proiecte publice și private asupra mediului;
- OG nr. 2/2021 - privind depozitarea deșeurilor;
- Regulament tehnic pentru construcția liniilor electrice aeriene cu tensiuni peste 1000 V - NTE 003/04/01;
- Legea nr. 59/2016 - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase;
- Legea 278/2013 privind emisiile industriale, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 101/2017 și Legea nr. 144/2018;
- Comandă nr. 119/2014 a ministrului sănătății pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase;
- OMMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Normei tehnice privind depozitarea deșeurilor, cu modificările și completările aduse prin Ordinul nr. 1.230 / 2005 și Ordinul nr. 415/2018;
- Legea nr. 249/2015 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 38/2016 și Legea nr. 87/2018;
- OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;
- HGR nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;
- HGR nr. 210/2007 și 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 modificările și completările ulterioare aplicabile;

- HGR nr. 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind condițiile de evacuare a apelor uzate în mediul acvatic, cu modificările și completările aduse de HGR nr. 352/2005 și HGR 210/2007;

- Ordinul MAPPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și a Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici, cu modificările și 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 deșeurilor

- Prin efectuarea lucrărilor de demontare și demolare nu se produc deșeuri periculoase;

- Antreprenorul va depozita selectiv deșeurile rezultate în urma lucrărilor de demolare și demontare (beton, metale feroase și neferoase, ceramică, ulei izolator etc.), urmând să le țină în custodie până la colectarea lor de către prestatorul cu care Beneficiarul are contract de ridicare și valorificare deseuri;

- Antreprenorul va ține evidența gestiunii deșeurilor pe care le recuperează sau le elimină, conform HGR 856/2002 și 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 substanțelor toxice și periculoase

- 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. SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE.

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

4.4. SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

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

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

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul UAT-ului, 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 și 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.

Respectarea drepturilor fundamentale și a Cartei drepturilor fundamentale a Uniunii Europene

Solicitantul își asumă angajamentul de a respecta drepturile fundamentale și Carta drepturilor fundamentale a Uniunii Europene, vizându-se un model de dezvoltare centrat pe preocuparea pentru promovarea egalității de șanse, a nediscriminării, a incluziunii sociale și respectării libertăților fundamentale. Astfel Solicitantul va monitoriza permanent respectarea principiilor privind drepturile fundamentale, acționând proactiv în promovarea acestora pe întreg ciclul de viață al proiectului după cum urmează:

Respectarea drepturilor fundamentale și a Cartei drepturilor fundamentale a Uniunii Europene

<p>Etapa de pregătire și verificare a proiectului</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul a respectat protecția datelor cu caracter personal în elaborarea documentației, datele cu caracter personal obținute în procesul de elaborare al documentației fiind gestionate în conformitate cu prevederile legale în vigoare. - În procesul de elaborare a documentației proiectului au fost respectate drepturile de proprietate intelectuală, Solicitantul utilizând toate informațiile și studiile utilizate în dezvoltarea proiectului în acord cu principiile protecției drepturilor intelectuale. - În procesul de elaborare a documentației proiectului a fost respectat principiul nediscriminării; în acest sens echipa de elaborare a proiectului a fost constituită exclusiv pe criterii de competență profesională neexistând excluderi bazate pe criterii discriminatorii precum sexul, rasa, originea etnică, apartenența la minorități naționale etc. Mai mult prospectarea pieței și colectarea ofertelor tehnico-financiare destinate fundamentării proiectului s-a realizat exclusiv prin raportare la criterii obiective tehnice și financiare, Solicitantul neexcluzând potențiali ofertanți din procesul de prospectare a pieței pe criterii discriminatorii precum sexul, rasa, originea etnică, apartenența la minorități naționale etc. - Solicitantul a respectat egalitatea între femei și bărbați, în echipa de elaborare a documentației proiectului fiind implicați conform criteriilor de competență tehnică atât bărbați cât și femei. - În procesul de elaborare a documentației Solicitantul a respectat drepturile privind condițiile de muncă echitabile și corecte, respectându-se durata maximă de muncă, perioadele de odihnă zilnice și săptămânale și asigurarea tuturor condițiilor de muncă care să respecte sănătatea, securitatea și demnitatea angajaților.
<p>Etapa de implementare a proiectului</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul va respecta protecția datelor cu caracter personal, datele cu caracter personal obținute în perioada de implementare a proiectului fiind gestionate în conformitate cu prevederile legale în vigoare. - Vor fi respectate drepturile de proprietate intelectuală, Solicitantul urmând a utiliza toate informațiile și studiile utilizate în implementarea proiectului în

	<p>acord cu principiile protecției drepturilor intelectuale.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Va fi respectat respectat principiul nediscriminării; în acest sens echipa de implementare a proiectului va fi constituită exclusiv pe criterii de competență profesională neexistând excluderi bazate pe criterii discriminatorii precum sexul, rasa, originea etnică, apartenența la minorități naționale etc. Derularea procedurilor de achiziție se va realiza exclusiv prin raportare la criterii obiective tehnice și financiare, Solicitantul neexcluzând potențiali ofertanți din procesul de prospectare a pieței pe criterii discriminatorii precum sexul, rasa, originea etnică, apartenența la minorități naționale etc. - Solicitantul va respecta egalitatea între femei și bărbați, în echipa de implementare a proiectului urmând a fi implicați conform criteriilor de competență tehnică atât bărbați cât și femei. De asemenea, remunerarea echipei de proiect se va realiza pe criterii tehnice și obiective neexistând diferențieri între femei și bărbați. - Solicitantul va respecta drepturile privind condițiile de muncă echitabile și corecte, respectându-se durata maximă de muncă, perioadele de odihnă zilnice și săptămânale și asigurarea tuturor condițiilor de muncă care să respecte sănătatea, securitatea și demnitatea angajaților pe întreaga perioadă de implementare a proiectului.
Etapa de durabilitate a proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul va respecta protecția datelor cu caracter personal, datele cu caracter personal obținute în perioada de durabilitate a proiectului fiind gestionate în conformitate cu prevederile legale în vigoare. - Solicitantul va respecta drepturile privind condițiile de muncă echitabile și corecte, respectându-se durata maximă de muncă, perioadele de odihnă zilnice și săptămânale și asigurarea tuturor condițiilor de muncă care să respecte sănătatea, securitatea și demnitatea angajaților pe întreaga perioadă de durabilitate a proiectului. - Solicitantul va respecta egalitatea între femei și bărbați, angajații nefiind diferențiați din punct de vedere salarial pe criterii de gen, remunerarea acestora urmând a se realiza pe criterii tehnice și obiective neexistând diferențieri între femei și bărbați;

Respectarea egalității între bărbați și femei	
Etapă de pregătire și verificare a proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul a respectat egalitatea între femei și bărbați, în echipa de elaborare a documentației proiectului fiind implicați conform criteriilor de competență tehnică atât bărbați cât și femei. - În procesul de elaborare a documentației Solicitantul a asigurat beneficii financiare egale la muncă egală pentru femei și bărbați neexistând disparități financiare determinate de diferențele de gen - Solicitantul a respectat egalitatea de gen asigurând accesul egal pentru femei și bărbați în echipa de elaborare a proiectului.
Etapă de implementare a proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul va respecta egalitatea între femei și bărbați, în echipa de implementare a proiectului urmând a fi implicați conform criteriilor de competență tehnică atât bărbați cât și femei. De asemenea, remunerarea echipei de proiect se va realiza pe criterii tehnice și obiective neexistând diferențieri între femei și bărbați. - Solicitantul va respecta egalitatea de gen asigurând accesul egal pentru femei și bărbați în echipa de implementare a proiectului. - Solicitantul va respecta egalitatea de gen asigurând accesul egal pentru femei și bărbați asigurând condițiile obiective pentru accesarea femeilor în poziții de conducere în cadrul organizației prin raportare strict la criterii de performanță, pregătire și experiență.
Etapă de durabilitate a proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul va respecta egalitatea între femei și bărbați, angajații nefiind diferențiați din punct de vedere salarial pe criterii de gen, remunerarea acestora urmând a se realiza pe criterii tehnice și obiective neexistând diferențieri între femei și bărbați; - Solicitantul va respecta egalitatea de gen asigurând accesul egal pentru femei și bărbați asigurând condițiile obiective pentru accesarea femeilor în poziții de conducere în cadrul întreprinderii prin raportare strict la criterii de performanță, pregătire și experiență.
Prevenirea oricărei forme de discriminare	
Etapă de pregătire și verificare a proiectului	<p>În etapa de pregătire a proiectului au fost prevăzute măsuri pentru combaterea discriminării după cum urmează:</p> <ul style="list-style-type: none"> - accesul angajaților în cadrul echipei de proiect s-a realizat strict pe criterii de competență și pregătire excluzându-se orice formă de limitare a accesului la

	<p>echipa de proiect pe criterii discriminatorii precum rasa, sexul, religia, etnia etc.</p> <ul style="list-style-type: none"> - prospectarea pieței a fost realizată obiectiv fără a exclude potențiali ofertanți pe criterii discriminatorii.
Etapă de implementare a proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - accesul angajaților în cadrul echipei de proiect se va realiza strict pe criterii de competență și pregătire excluzându-se orice formă de limitare a accesului la echipa de proiect pe criterii discriminatorii precum rasa, sexul, religia, etnia etc. - vor fi utilizate instrumente de lucru online (zoom, teams, e-mail) pentru facilitarea participării la procesul de implementare a proiectului pentru persoanele cu dizabilități, evitându-se necesitatea deplasării fizice la locația de implementare. - va fi asigurată o infrastructură TIC optimă pentru personalul întreprinderii astfel încât să fie posibilă realizarea sarcinilor din perioada de implementare online, asigurându-se un acces mai bun la procesul de implementare pentru persoanele cu dizabilități.
Etapă de durabilitate a proiectului	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitantul va implementa și promova principiul ”work from home,, pentru pozițiile unde este posibil acest aspect astfel încurajându-se participarea activă în câmpul muncii pentru persoanele cu dizabilități, eliminându-se astfel bariere discriminatorii în ceea ce privește accesul la piața muncii; - avansarea în cadrul întreprinderii și ocuparea pozițiilor de conducere se va realiza strict prin raportare la criterii obiective de competență excluzându-se limitarea accesului la poziții de conducere a angajaților prin raportare la criterii discriminatorii ce țin de sex, etnie, rasa, religie, etc.
Respectarea obiectivului de promovare a dezvoltării durabile	
Etapă de pregătire și verificare a proiectului	<p>Solicitantul a implementat următoarele măsuri pentru promovarea dezvoltării durabile în etapa de pregătire a proiectului:</p> <ul style="list-style-type: none"> - personalului implicat în elaborarea proiectului i s-a recomandat evitarea printării documentelor de lucru și consultarea acestora în format digital pentru a preveni risipa resurselor de hârtie și generarea de deșeuri; - personalul implicat în elaborarea proiectului a utilizat exclusiv modalități de comunicare online (zoom / teams / e-mail) pentru a preveni deplasările utilizând mijloace de transport poluante și generarea de emisii de CO2 urmare

	<p>a utilizării flotei auto a întreprinderii.</p> <ul style="list-style-type: none"> - pentru optimizarea consumurilor energetice determinate de procesul de pregătire a documentației proiectului, personalul implicat în acest proces a utilizat la comun o singură sală de lucru, astfel optimizând consumurile de electricitate determinate de iluminarea și ventilarea spațiilor de lucru.
<p>Etapă de implementare a proiectului</p>	<p>În perioada de implementare a proiectului, obiectivele de dezvoltare durabilă vor fi urmărite prin măsuri concrete precum:</p> <ul style="list-style-type: none"> - achiziția de echipamente cu un nivel ridicat de eficiență energetică astfel încât să se asigure reducerea consumurilor energetice și implicit reducerea amprente de carbon generată de activitatea întreprinderii. - caietele de sarcini pentru echipamentele utilizate vor avea în vedere identificarea celor mai eficiente energetice soluții tehnice de pe piață pentru implementarea centralei fotovoltaice. - vor fi implementate măsuri pentru colectarea și predarea deșeurilor către operatori economici de profil prin încheierea de acorduri de preluare a deșeurilor rezultate din activitatea productivă; - Derularea procedurilor de achiziție se va realiza prin raportare la specificații tehnice ferme privind caracterul reciclabil al echipamentelor vizate a fi achiziționate; - Pentru efectuarea operațiunilor de livrare și montaj se va avea în vedere colectare selectivă a ambalajelor și predarea acestora către centre autorizate de reciclare, astfel încât procesul de livrare și montaj să nu implice generarea de deșeuri nevalorificabile.
<p>Etapă de durabilitate a proiectului</p>	<p>În perioada de durabilitate a proiectului, obiectivele de dezvoltare durabilă vor fi urmărite prin măsuri concrete precum:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se vor utiliza materiale reciclabile pentru operațiunile de mentenanță iar consumabilele înlocuite vor fi colectate selectiv și predate operatorilor economici din domeniul gestionării deșeurilor; - La finalul ciclului de viață al echipamentului, avându-se în vedere gradul de reciclare al sistemului fotovoltaic, acesta va fi predat operatorilor economici de profil în vedere reciclării și valorificării materialelor componente.

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

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

Desemnarea echipei de management, respectiv contractarea unor servicii specializată de management de proiect, reprezintă modalitatea de asigurare a resurselor umane necesare atât pentru faza de implementare a proiectului, cât și pentru faza de operare a acestuia. Cerințele pentru bună funcționare a perioadei de implementare, respectiv pentru perioada de operare sunt:

- Pentru perioada de implementare:
 - Desemnarea unei echipe de management de proiect, care să fie constituită prin reprezentarea principalelor departamente funcționale, care să acopere domeniul de management, domeniul financiar-contabil, și domeniul economic;
 - Contractarea unor servicii de management de proiect externalizat, prin selectarea unei companii de profil.
- Pentru perioada de operare:
 - Crearea de noi locuri de muncă care să completeze necesitățile de competențe și abilități generate de modernizarea fluxului tehnologic prin integrarea noilor echipamente;

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

Faza a proiectului	Personal necesar	Responsabilități	Abilități necesare
Faza de implementare	Echipa de management a proiectului formată din: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Manager de proiect ▪ Responsabil economic ▪ Responsabil tehnic 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Își desfășoară activitatea pe baza Ghidului Solicitantului; ▪ Monitorizează obiectivele proiectului; ▪ Asigură fluxul comunicațional cu Autoritatea de Management ▪ Coordonează și asigură derularea activităților necesare atingerii obiectivelor proiectului; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Experiență în domeniul managementului de proiect; ▪ Cunoștințe de management financiar; ▪ Studii tehnice superioare în domeniul relevant.

		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stabilește după caz măsurile corective ce se impun, respectiv măsurile de prevenție; 	
	Echipa externalizată pentru servicii de management de proiect - Consultant	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Derularea activităților de raportare conform Contractului de Finanțare; ▪ Elaborarea documentelor pentru finanțarea proiectului (cerere de rambursare, cerere de plată etc); ▪ Monitorizarea implementării proiectului; ▪ Coordonarea activităților aferente proiectului; ▪ Identificarea și propunerea de soluții pentru combaterea riscurilor potențiale; 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Experiență în domeniul managementului de proiect; ▪ Bună cunoaștere a legislației specifice;
Faza de operare	În etapa de operare va fi implicat personalul existent. Departamentul tehnic cuprinzând personal specializat	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilizarea echipamentelor specifice; ▪ Asigurarea mentenanței și a bunei funcționalități a echipamentelor de lucru. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cunoștințe avansate în domeniul producției de energie din surse regenerabile; ▪ Cunoștințe tehnice de specialitate; ▪ Abilități de operare a echipamentelor specifice;

4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și 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.

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 20 de analiză) vor fi predate către centre de reciclare specializate, asigurând astfel respectarea principiilor de bază ale Economiei Circulare.

În ceea ce privește echipamentele și instalațiile utilizate pentru implementarea obiectivului de investiții, cele mai semnificative din punct de vedere al impactului asupra mediului sunt Panourile Fotovoltaice și Invertoarele solare.

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

În ceea ce privește invertoarele solare, conform literaturii tehnice de specialitate (<https://www.ske-solar.com/wp-content/uploads>), amprenta de mediu generată de producția și utilizarea acestora este de maximum **1,5 tone CO₂ echivalent per inverter** pe durata de viață de **20 de ani** a unei centrale fotovoltaice (din care peste 76,12% provin din etapa de exploatare – pierderi în inverter 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 CO₂ echivalent pe durata de viață a proiectului de **20 de ani**, conform metodologiei de calcul propuse de <https://iopscience.iop.org>, de aproximativ **639,69 tone CO₂ 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 CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă**, deci o valoare de peste **15 ori mai mică** decât valoare medie a emisiei specifice de CO₂ echivalent la nivelul României din anul 2021 – **611,9 grame de CO₂ 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 investiție raportat la contextul natural și 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.

Dimensionarea capacității de producție a energiei electrice din surse regenerabile a avut la baza analiza necesarului de energie electrică al Beneficiarului. În vederea determinării acestuia, a fost realizată o analiză multi-lunară, pe perioada 01.01.2022 – 31.12.2022, pornind de la facturile fiscale puse la dispoziție de către Beneficiar.

Rezultatele vor fi prezentate, sintetizat, în **Tabelul 4.1**. Rezultatele detaliate vor fi prezentate în **Error! Reference source not found.**

Tabelul 4.1 – Necesarul lunar, agregat, de energie electrică

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]
Ianuarie	423,90
Februarie	468,03
Martie	439,28
Aprilie	362,83
Mai	313,85
Iunie	295,95
Iulie	310,53
August	338,47
Septembrie	332,85
Octombrie	342,55
Noiembrie	409,81
Decembrie	553,81
TOTAL	4.591,87

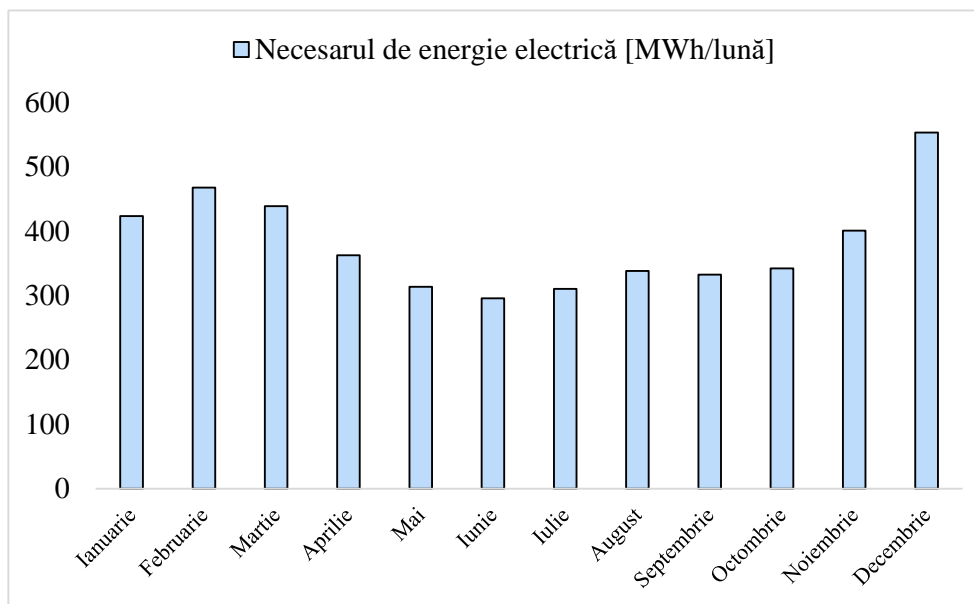


Figura 4.1 – Evoluția necesarului lunar de energie electrică, în perioada ian. 2022 – dec. 2022

Tabelul 4.2 – Necesarul lunar de energie electrică (facturat – albastru), per punct de consum

Nr. Crt.	DENUMIRE PUNCT CONSUM	CONSUM ANNUAL [kWh/an]
1	Primăria Bistrita	365.726,92
2	CETIN	11.861
3	Scoala Verde	559,89
4	Taxe si impozite	86.105,87
5	Directie Educatie si Turism	2.994
6	Centrul Cultural G. Cosbuc	82.201
7	Directie de Asistenta Sociala	95.388,75
8	DIS	374.770
9	Iluminat Public	2.699.451
10	Colegiu National „Andrei Muresanu”	104.016
11	Liceu Tehnologic „Grigore Moisil”	113.257
12	Liceul Teoretic Sanitar Bistrita	21.266
13	Liceul Tehnologic de Servicii Bistrița - atelier de frizerie-coafură	798
14	Colegiu Tehnic Infoel Bistrita	59.353,82
15	Liceul cu Program Sportiv	104.009
16	Liceul Tehnologic Agricol Bistrita	41.496
17	Liceul de Arte" Corneliu Baba" – str. Dornei 1	22.826
18	Liceul de Arte" Corneliu Baba" – str. Independentei 3-5	15.550
19	Scoala Gimnaziala nr. 1 Bistrita	44.015
20	Liceul de Muzică TUDOR JARDA	30.224
21	Școala Gimnazială Lucian Blaga	41.865
22	Grădinița Dimitrie Cojocaru Slătinița	7.307
23	Școala Gimnazială Nr.4 Bistrița	60.129
24	Școala Gimnazială Nr.7 Bistrița	18.809
25	Gradinita cu P.P nr.2	10.845
26	Gradinita cu P.P nr.3	7.069
27	Gradinita cu P.P nr.7	2.091
28	Grădinița cu Program Normal Sigmir	997
29	Gradinita cu P.P nr.10	3696
30	Grădinița cu Program Normal nr.16	795
31	Grădinița cu Program Prelungit nr.12	16.338
32	Colegiul National „Liviu Rebreanu”	145777
TOTAL ANUAL		4.591.587,00

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

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

Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico – economice pentru realizarea obiectivului de investiții ”**PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA.**”, și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectul în cauză.

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

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

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

Unde:

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

Veniturile se notează cu semn pozitiv (+), iar cheltuielile se notează cu semn negativ (-); y_i este anul în care se realizează fluxul financiar f_i ;

r este rata de actualizare.

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

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

Perioada de referință pentru analiza financiară este de 20 ani, fiind astfel în conformitate cu Ghidul Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, care recomandă o perioadă de referință de 15-25 de ani pentru proiectele în domeniul energiei. Se consideră că proiectul se implementează în anul 0 pe o perioadă de 6 luni de zile. În perioada de implementare se suportă costurile investiționale, iar în perioada de exploatare se încasează veniturile / beneficiile economice și se suportă costurile operaționale. Compoziția tipurilor de beneficii și costuri variază în funcție de tipul de analiză și este detaliată în subcapitolele respective. Unul dintre principiile de bază ale Analizei Cost-Beneficiu este că analiza trebuie să fie incrementală. Acest lucru înseamnă că sunt relevante pentru analiză doar beneficiile și costurile strict legate de proiectul investițional, care nu s-ar fi materializat în scenariul în care proiectul investițional nu are loc. Orice cheltuieli sau venituri suportate în toate scenariile analizate sunt excluse din analiză. Teoretic, cheltuielile trebuie să includă costurile de oportunitate – adică să ia în calcul faptul că, în cazul realizării proiectului investițional, fondurile respective nu mai pot fi cheltuite pentru alte proiecte care ar putea aduce beneficii la rândul lor. Respectarea acestui principiu este, însă, asigurată de autoritatea care acordă finanțare în momentul în care aceasta compară diferite propuneri de proiect depuse și o alege pe cea cu beneficiul net maxim.

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

Analiza financiară constă din:

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

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

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

Ipoteze generale utilizate:

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

În analiza financiară s-au considerat prețuri constante.

Rata de schimb valutar s-a considerat 1 EURO= 4.9754 RON.

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

Tabloul investiției solicitate este:

Nr crt	SURSE DE FINANȚARE	Valoare (lei)
I	Valoarea totală a cererii de finanțare, din care :	25,305,339.51
I.a.	Valoarea totală neeligibilă, inclusiv TVA aferentă	0.00
I.b.	Valoarea totală eligibilă	21,294,052.64
II	Contribuția proprie, din care :	0.00
II.a.	Contribuția solicitantului la cheltuieli eligibile	0.00
II.b.	Contribuția solicitantului la cheltuieli neeligibile, inclusiv TVA aferentă	0.00
III	Finanțarea nerambursabilă totală solicitată cu TVA	25,305,339.51
IV	Finanțarea nerambursabilă totală solicitată fără TVA	21,294,052.64

<i>1 EURO = 4.9754 RON</i>						
	Cheltuieli eligibile		Cheltuieli neeligibile		Total	
	Lei	Euro	Lei	Euro	Lei	Euro
Ajutor public nerambursabil	25,305,339.51	5,086,091.47	NA		25,305,339.51	5,086,091.47
Sursele de finantare pentru completarea necesarului de finantare din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- autofinantare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- imprumuturi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL PROIECT	25,305,339.51	5,086,091.47	0.00	0.00	25,305,339.51	5,086,091.47

4.6.1.1. Scenariul 1- Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 540 Wp și invertoare solare de 300 kW - versus Scenariul în care nu se va realiza nici o investiție

Valoarea Totală a investiției fără TVA este **4,279,867.48 EURO** (21,294,052.64 RON) iar valoarea cu TVA este 25,305,339.51 RON.

VENITURI FINANCIARE

Prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **4,583.24 MWh/an**, la nivelul anului 2025, așa cum se previzionează mai jos, acoperind 99,81% din necesarul anual al Beneficiarului de **4.591,87 MWh/an**.

Previziune Producția Sistemului PV monocristalin – Scenariul 1- Anul 2025

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	423,90	143.52
Februarie	468,03	208.93
Martie	439,28	368.89
Aprilie	362,83	477.77
Mai	313,85	524.11
Iunie	295,95	549.55
Iulie	310,53	579.23
August	338,47	569.63
Septembrie	332,85	449.23
Octombrie	342,55	360.01
Noiembrie	409,81	220.50
Decembrie	553,81	131.88
TOTAL	4.591,87	4,583.24

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

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	4583.2 4	4555.7 4	4528. 4	4501.2 3	4474.2 2	4447.3 8	4420.6 9	4394.1 7	4367. 8	4341. 6

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	4315.5 5	4289.6 5	4263.9 2	4238.3 3	4212. 9	4187.6 3	4162. 5	4137.5 3	4112. 7	4088.0 2

Se considera ca beneficiarul va comercializa 0% din energia produsa, asadar nu se prevede vanzare de energie electrica, ci exclusiv acoperirea consumului propriu. In acest context, veniturile financiare se considera nule, insa analiza ia in calcul economisirea privind cheltuielile de energie datorata implementarii proiectului, detaliata in paragraful „Cheltuieli Financiare”.

Valoarea reziduala se considera nula, durata de viata a instalatiei fiind in acord cu perioada de functionare a proiectului.

CHELTUIELI FINANCIARE

Cheltuielile cu Operarea si Mentenanta

Conform literaturii de specialitate, cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanta	Frecventa	Instrument masurare	Descriere
1	Inspectie 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 ploii 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	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strngerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	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	Inspectie generala invertoare	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre alectrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A

7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurate, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de metenata
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă aşadar un OPEX estimat de aproximativ **150,500.0 EUR/an**. Aceste cheltuieli vor fi externalizate/subcontractate. De asemenea, cheltuielile se considera in totalitate fixe.

Se considera de asemenea costul cu inlocuirea celor 13 invertore de capacitate 300kW in anul 11 de functionare, la o valoare medie de 6,000Euro/invertor, rezultand o valoare totala de 78,000Euro aferente totalului de 13 invertore.

Cheltuielile cu Energia Electrica

In aceasta sectiune se detaliaza economisirea privind cheltuielile cu energia electrica, consecinta a implementarii proiectului. Astfel se considera pretul de achizite a energiei electrice de 248.77lei/MWh (50Eur/MWh la cursul de 4.9754lei/EUR), iar cantitatea luata in calcul este productia anuala a parcului fotovoltaic detaliata la sectiunea de mai sus, produsa prin proiect. Chetuielile detaliate mai jos se considera a fi cu semnul „-„(minus) tocmai pentru ca ele reprezinta o economisire de care Beneficiarul va beneficia prin implementarea proiectului, si nu o cheltuiala propriu-zisa. De asemenea s-au inclus urmatoarele cheltuielile rezultate din analiza tehnica, precum: cheltuieli datorate pierderilor de energie prin elementele de rețea interne (LES + Invertoare + PT) de 91.66MWh/an si consumul pe timp de noapte a invertoarelor estimat la aproximativ 0.332 MWh/an si cheltuieli CCTV estimate la 21.9MWh/an (din care 12.775MWh/an achizitionati din SEN).

In tabelul de mai jos se va analiza varianta Veniturilor si a Cheltuielilor fara proiect, versus varianta cu proiect. Calculului Valorii Actualizate nete pentru scenariul 1se va realiza pe baza valorilor incrementale dintre aceste 2 variante prezentate

Proгноza Cheltuielilor– Fara Proiect																						
			Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
Categoria	Pret LEI/MWh	UM																				
Previziuni Fizice																						
Cheltuieli factura de energie- fara proiect [pret mediu energie electrica 248.77 RON/Mwh]	248.77	MWh	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36
Previziuni Valorice																						
Cheltuieli factura de energie- fara proiect [pret mediu energie electrica 248.77RON/Mwh]	248.77	lei	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6
Total Cheltuieli			1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6	1,134,381.6

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice - factura de energie-fara proiect se considera constanta pe perioada analizata: 4,583.36Mwh/an 2025*100%=4,583.36 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - factura de energie-fara proiect se considera constanta pe perioada analizata: 4,583.36[Mwh/an]* 248.77RON = 1,134,381.6 RON

Total Cheltuieli: Cheltuieli Valorice - factura de energie- fara proiect =1,134,381.6 RON

PROIECȚIA VENITURILOR ȘI CHELTUIELILOR - VARIANTA FARA PROIECT																							
(lei)																							
NR. CRT.	CATEGORIA DE VENITURI/CHELTUEILI	IMPLEMENTAR E	PERIOADA DE OPERARE SI ÎNTREȚINERE A INVESTIȚIEI																				
		AN 0	AN1	AN 2	AN 3	AN4	AN5	AN6	AN7	AN8	AN9	AN10	AN11	AN12	AN13	AN14	AN15	AN16	AN17	AN18	AN19	AN20	
	Anexa 2 A - Proiectia veniturilor																						
1	Venituri din vanzari produse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Venituri din prestari servicii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	Venituri din vanzari marfuri																						
4	Venituri din subventii de exploatare aferente cifrei de afaceri nete																						
5	Venituri din subventii pentru investitii																						
6	Venituri din alte activitati																						
7	Variatia stocurilor (+ pentru C; - pentru D)																						
8	Venituri din productia realizata pentru scopuri proprii si capitalizata																						
9	Alte venituri din exploatare																						
Total venituri din exploatare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
10	Venituri din imobilizari financiare																						
11	Venituri din diferente de curs valutar																						
12	Venituri din dobanzi																						
13	Venituri din sconturi obtinute																						
14	Alte venituri financiare																						
Total venituri financiare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	Venituri din subventii																						
Total venituri extraordinare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL VENITURI		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Anexa 2 B - Proiectia cheltuielilor																						
1	Cheltuieli cu materiile prime si cu materialele consumabile																						
2	Alte cheltuieli materiale (inclusiv cheltuieli cu prestatii externe)																						
3	Alte cheltuieli din afara (cu energia si apa)	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	
4	Cheltuieli privind marfurile																						
Total cheltuieli materiale	Total cheltuieli materiale	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	
6	Cheltuieli cu personalul angajat																						
7	Cheltuieli cu asigurarile si protectia sociala																						
Total cheltuieli cu personalul		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	Cheltuieli cu amortizarile																						
9	Alte cheltuieli de exploatare																						
Total cheltuieli exploatare		1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	
10	Cheltuieli din diferente de curs valutar																						
11	Cheltuielile privind dobanzile																						
12	Cheltuieli privind sconturile acordate																						
13	Alte cheltuieli financiare																						
Total cheltuieli financiare financiare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Cheltuieli privind calamitatile si alte evenimente																						
Total cheltuieli extraordinare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL CHELTUIELI		1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	

Scenariul 1-Proгноza Cheltuielilor cu Proiect																						
			Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
Categori a	Pret LEI/M Wh	UM																				
Previziuni Fizice																						
Cheltuiel i factura de energie- cantitate a de energie electrica Econom sita prin proiect [pret mediu energie electrica 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	4,583.24	4,555.74	4,528.40	4,501.23	4,474.22	4,447.38	4,420.69	4,394.17	4,367.80	4,341.60	4,315.55	4,289.65	4,263.92	4,238.33	4,212.90	4,187.63	4,162.50	4,137.53	4,112.70	4,088.02
Cheltuiel i CCTV [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775
Cheltuiel i pierderi de energie [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66	91.66
Cheltuiel i consum de noapte invertoar e [pret mediu achitiona re energie electrica SEN 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332	0.332
Previziuni Valorice																						
Cheltuiel i factura de energie- cantitate	248.77	lei	- 1,134,351. 90	- 1,127,545. 65	- 1,120,779. 00	- 1,114,054. 43	- 1,107,369. 45	- 1,100,726. 55	- 1,094,120. 78	- 1,087,557. 08	- 1,081,030. 50	- 1,074,546. 00	- 1,068,098. 63	- 1,061,688. 38	- 1,055,320. 20	- 1,048,986. 68	- 1,042,692. 75	- 1,036,438. 43	- 1,030,218. 75	- 1,024,038 .68	- 1,017,893 .25	- 1,011,784 .95

a de energie electrica Economisita prin proiect [pret mediu energie electrica 248.77 RON/M wh]																						
Cheltuieli CCTV [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	lei	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04
Cheltuieli pierderi de energie [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	lei	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26	22,802.26
Cheltuieli consum de noapte invertoare [pret mediu achitionare energie electrica SEN 248.77 RON/M wh]	248.77	lei	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59	82.59
Total Cheltuieli			- 1,108,289.01	- 1,101,482.76	- 1,094,716.11	- 1,087,991.54	- 1,081,306.56	- 1,074,663.66	- 1,068,057.89	- 1,061,494.19	- 1,054,967.61	- 1,048,483.11	- 1,042,035.74	- 1,035,625.49	- 1,029,257.31	- 1,022,923.79	- 1,016,629.86	- 1,010,375.54	- 1,004,155.86	- 997,975.79	- 991,830.36	- 985,722.06

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice - factura de energie- cantitatea de energie electrica economisita prin proiect: 4,583.24Mwh economisiti/an 2025*100%=4,583.24 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - factura de energie- cantitatea de energie electrica economisita prin proiect: -4,583.24 [Mwh/an]* 248.77RON = -1,134,351.9 RON

Cheltuieli fizice – CCTV: 12.775Mwh /an 2025*100%=12.775 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - CCTV: 12.775 [Mwh/an]* 248.77RON = 3,178.04 RON

Cheltuieli fizice – pierderi de energie: 91.66Mwh /an 2025*100%=91.66 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - pierderi de energie: 91.66 [Mwh/an]* 248.77RON = 22,802.26 RON

Cheltuieli fizice – consum de noapte invertoare: 0.332Mwh /an 2025*100%=0.332 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - consum de noapte invertoare: 0.332[Mwh/an]* 248.77RON = 82.59 RON

Total Cheltuieli: Cheltuieli Valorice - factura de energie- cantitatea de energie electrica economisita prin proiect (-1,134,351.9) + Cheltuieli Valorice - CCTV 3,178.04 Cheltuieli Valorice - pierderi de energie 22,802.26 + Cheltuieli Valorice - consum de noapte invertoare 82.59 = -1,108,289.01 RON

PROIECȚIA VENITURILOR ȘI CHELTUIELILOR - VARIANTA CU PROIECT																						
(lei)																						
NR. CRT.	CATEGORIA DE VENITUR/CHELTUIELI	IMPLEMENTARE	PERIOADA DE OPERARE SI ÎNTREȚINERE A INVESTIȚIEI																			
		AN 0	AN1	AN 2	AN 3	AN4	AN5	AN6	AN7	AN8	AN9	AN10	AN11	AN12	AN13	AN14	AN15	AN16	AN17	AN18	AN19	AN20
	Anexa 2 A - Proiectia veniturilor																					
1	Venituri din vanzari produse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Venituri din prestari servicii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Venituri din vanzari marfuri																					
4	Venituri din subventii de exploatare aferente cifrei de afaceri nete																					
5	Venituri din subventii pentru investitii																					
6	Venituri din alte activitati																					
7	Variatia stocurilor (+ pentru C; - pentru D)																					
8	Venituri din productia realizata pentru scopuri proprii si capitalizata																					
9	Alte venituri din exploatare																					
	Total venituri din exploatare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Venituri din imobilizari financiare																					
11	Venituri din diferente de curs valutar																					
12	Venituri din dobanzi																					
13	Venituri din sconturi obtinute																					
14	Alte venituri financiare																					
	Total venituri financiare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Venituri din subventii	21,294,052.64																				
	Total venituri extraordinare	21,294,052.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL VENITURI	21,294,052.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Anexa 2 B - Proiectia cheltuielilor																					
1	Cheltuieli cu materiile prime si cu materialele consumabile																					
2	Alte cheltuieli materiale (inclusiv cheltuieli cu prestatii externe)		748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	1,136,878.90	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70
3	Alte cheltuieli din afara (cu energia si apa)	1,134,381.60	(1,108,289.01)	(1,101,482.76)	(1,094,716.11)	(1,087,991.54)	(1,081,306.56)	(1,074,663.66)	(1,068,057.89)	(1,061,494.19)	(1,054,967.61)	(1,048,483.11)	(1,042,035.74)	(1,035,625.49)	(1,029,257.31)	(1,022,923.79)	(1,016,629.86)	(1,010,375.54)	(1,004,155.86)	(997,975.79)	(991,830.36)	(985,722.06)
4	Cheltuieli privind marfurile																					
	Total cheltuieli materiale	1,134,381.60	(359,491.31)	(352,685.06)	(345,918.41)	(339,193.84)	(332,508.86)	(325,865.96)	(319,260.19)	(312,696.49)	(306,169.91)	(299,685.41)	94,843.16	(286,827.79)	(280,459.61)	(274,126.09)	(267,832.16)	(261,577.84)	(255,358.16)	(249,178.09)	(243,032.66)	(236,924.36)
6	Cheltuieli cu personalul angajat																					
7	Cheltuieli cu asigurarile si protectia sociala																					
	Total cheltuieli cu personalul	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Cheltuieli cu amortizarile																					
9	Alte cheltuieli de exploatare																					
	Total cheltuieli exploatare	1,134,381.60	(359,491.31)	(352,685.06)	(345,918.41)	(339,193.84)	(332,508.86)	(325,865.96)	(319,260.19)	(312,696.49)	(306,169.91)	(299,685.41)	94,843.16	(286,827.79)	(280,459.61)	(274,126.09)	(267,832.16)	(261,577.84)	(255,358.16)	(249,178.09)	(243,032.66)	(236,924.36)
10	Cheltuieli din diferente de curs valutar																					
11	Cheltuielile privind dobanzile																					
12	Cheltuieli privind sconturile acordate																					
13	Alte cheltuieli financiare																					
	Total cheltuieli financiare financiare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Cheltuieli privind calamitatile si alte evenimente																					
	Total cheltuieli extraordinare	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	TOTAL CHELTUIELI	1,134,381.60	(359,491.31)	(352,685.06)	(345,918.41)	(339,193.84)	(332,508.86)	(325,865.96)	(319,260.19)	(312,696.49)	(306,169.91)	(299,685.41)	94,843.16	(286,827.79)	(280,459.61)	(274,126.09)	(267,832.16)	(261,577.84)	(255,358.16)	(249,178.09)	(243,032.66)	(236,924.36)

Calculul Indicatorilor Financiari

Calculul indicatorilor financiari s-a realizat pe baza valorilor incrementale dintre scenariul fara proiect si scenariul cu proiect, precum si pe baza valorilor fara TVA. Valoarea investitiei se considera fara TVA.

	Anul 2024- 12 luni de implemen tare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venituri operationale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli factura energie economisire prin proiect, CCTV, pierderi de energie, consum invertoare		- 2,242,671	- 2,235,864	- 2,229,098	- 2,222,373	- 2,215,688	- 2,209,045	- 2,202,439	- 2,195,876	- 2,189,349	- 2,182,865	- 2,176,417	- 2,170,007	- 2,163,639	- 2,157,305	- 2,151,011	- 2,144,757	- 2,138,537	- 2,132,357	- 2,126,212	- 2,120,104
Cheltuieli operationale si de mentenanta		748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	1,136,879	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798
Investitie initiala totala [fara TVA]	21,294,053																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	21,294,053	- 1,493,873	- 1,487,067	- 1,480,300	- 1,473,575	- 1,466,890	- 1,460,248	- 1,453,642	- 1,447,078	- 1,440,552	- 1,434,067	- 1,039,538	- 1,421,209	- 1,414,841	- 1,408,508	- 1,402,214	- 1,395,959	- 1,389,740	- 1,383,560	- 1,377,414	- 1,371,306
Net Cash Flow	- 21,294,053	1,493,873	1,487,067	1,480,300	1,473,575	1,466,890	1,460,248	1,453,642	1,447,078	1,440,552	1,434,067	1,039,538	1,421,209	1,414,841	1,408,508	1,402,214	1,395,959	1,389,740	1,383,560	1,377,414	1,371,306
Factor de actualizare	1.00	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65	0.62	0.60	0.58	0.56	0.53	0.51	0.49	0.47	0.46
Flux de numerar actualizat	- 21,294,053	1,436,416	1,374,877	1,315,981	1,259,618	1,205,677	1,154,055	1,104,648	1,057,366	1,012,112	968,804	675,264	887,683	849,717	813,378	778,600	745,314	713,455	682,964	653,779	625,846

Exemplu de calcul An 1 (2025)

Valoarea Reziduala se considera nula.

Venituri Operationale se considera nule.

Total Fluxuri de Intrare = 0lei

Cheltuieli Operationale si de mentenanta: 150,500.0 Euro/an* 4.9754= 748,798 RON

Cheltuieli (economisire energie electrica, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte) in cazul scenariului cu proiect- Cheltuieli (economisire energie electrica, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte) scenariul fara proiect -1,134,351.9 - 1,134,381.6 = -2,242,671 RON

Valoarea Investitiei (fara TVA): 0 RON

Total Fluxuri de Numerar Iesire: Cheltuieli Operationale si de mentenanta 748,798 +Cheltuieli economisire energie electrica, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte -2,242,671 + Valoarea Investitiei 0 = -1,493,873 RON

Net Cash Flow: Total Fluxuri de Intrare- Total Fluxuri de Numerar Iesire: 0 –(-1,493,873) = 1,493,873 RON

Factor de actualizare(calculat pe baza ratei de actualizare): 1/(1*(1+4%)^1= 0.96

Flux de numerar actualizat: Net Cash Flow * Factor de actualizare = 1,493,873 *0.96 = 1,493,416 RON

Indicatorii financiari obtinuti sunt:

Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	-1,978,496.37
Rata interna de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	2.90%
Rata de actualizare considerata	4%

Rezultatele obtinute pentru indicatorii financiari sugereaza faptul ca investitia in acestui scenariu in comparatie cu un scenariu in care nu s-ar realiza nici o investitie, considerata pe parcursul perioadei de functionare are nevoie de sprijinul finantarii nerambursabile. Valoarea Actualizata neta este negativa iar rata interna de rentabilitate este mai mica decat rata de actualizare.

4.6.1.2. Scenariul 2 - Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 525 Wp și invertoare solare de 100 kW -versus scenariul în care nu s-ar realiza nici o investiție de către beneficiar

În vederea cuantificării investiției în Scenariul 2, a fost obținută o ofertă bugetară la o valoare totală de **4,670,893 EUR** (23,239,561 RON) , fără TVA și o valoare de 27,878,261 RON cu TVA inclus.

VENITURI FINANCIARE

Prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **4,560.32 MWh/an**, la nivelul anului 2025, așa cum se previzionează mai jos, acoperind 5.62% din necesarul anual al Beneficiarului de **4.591,87 MWh/an**.

Previziune Producția Sistemului PV monocristalin – Scenariul 2- Anul 2025

Luna	Necesarul de energie electrică [MWh/lună]	Cantitatea de energie electrică produsă [MWh/lună]
Ianuarie	423,90	142.80
Februarie	468,03	207.88
Martie	439,28	367.04
Aprilie	362,83	475.38
Mai	313,85	521.49
Iunie	295,95	546.80
Iulie	310,53	576.33
August	338,47	566.78
Septembrie	332,85	446.99
Octombrie	342,55	358.21
Noiembrie	409,81	219.40
Decembrie	553,81	131.22
TOTAL	4.591,87	4,560.32

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

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	4560.32	4532.96	4505.76	4478.72	4451.85	4425.14	4398.59	4372.2	4345.97	4319.89

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	4293.97	4268.21	4242.6	4217.14	4191.84	4166.69	4141.69	4116.84	4092.14	4067.58

Se considera ca beneficiarul va comercializa 0% din energia produsa, asadar nu se prevede vanzare de energie electrica, ci exclusiv acoperirea consumului propriu. In acest context, veniturile financiare se considera nule, insa analiza ia in calcul economisirea privind cheltuielile de energie datorata implementarii proiectului, detaliata in paragraful „Cheltuieli Financiare”.

Valoarea reziduala se considera nula, durata de viata a instalatiei fiind in acord cu perioada de functionare a proiectului.

COSTURI FINANCIARE

Cheltuieli cu operare si mentenanta

Conform literaturii de specialitate, 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	Inspectie 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 ploii 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	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%

3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	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	Inspectie generala invertore	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertore/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertorelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurate, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de metenata
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă aşadar un OPEX estimat de aproximativ **150,500.00 EUR/an**. Aceste cheltuieli vor fi externalizate.

De asemenea, cheltuielile se considera in totalitate fixe. Se considera de asemenea costul cu inlocuirea celor 39 invertore de capacitate 100kW in anul 11 de functionare, la o valoare de 2500Euro/invertor, rezultand o valoare totala de 97,500Euro aferenta celor 39 invertore.

Cheltuieli cu energia electrica

In aceasta sectiune se detaliaza economisirea privind cheltuielile cu energia electrica, consecinta a implementarii proiectului. Astfel se considera pretul de achizite a energiei electrice de 248.77lei/MWh (50Eur/MWh la cursul de 4.9754lei/EUR), iar cantitatea luata in calcul este productia anuala a parcului fotovoltaic detaliata la sectiunea de mai sus, produsa prin proiect. Chetuielile detaliate mai jos se considera a fi cu semnul „-„(minus) tocmai pentru ca ele reprezinta o economisire de care Beneficiarul va beneficia prin implementarea proiectului, si nu o cheltuiala propriu-zisa. De asemenea s-au inclus urmatoarele cheltuielile rezultate din analiza tehnica, precum: cheltuieli datorate pierderilor de energie prin elementele de rețea interne (LES + Invertoare + PT) de 114.01MWh/an si consumul pe timp de noapte a invertoarelor estimat la aproximativ 0.498 MWh/an si cheltuieli CCTV estimate la 21.9MWh/an (din care 12.775MWh/an achizitionati din SEN).

In tabelul de mai jos se va analiza varianta Veniturilor si a Cheltuielilor fara proiect, versus varianta cu proiect. Calculului Valorii Actualizate nete se va realiza pe baza valorilor incrementale.

Proгноza Cheltuielilor– Fara Proiect																						
			Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
Categoria	Pret LEI/MW h	UM																				
Previziuni Fizice																						
Cheltuieli factura de energie- fara proiect [pret mediu energie electrica 248.77 RON/Mwh]	248.77	MW h	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36	4,583.36
Previziuni Valrice																						
Cheltuieli factura de energie- fara proiect [pret mediu energie electrica 248.77RON/M wh]	248.77	lei	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6
Total Cheltuieli			1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6	1,134,381 .6

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice - factura de energie-fara proiect se considera constanta pe perioada analizata: 4,583.36Mwh/an 2025*100%=4,583.36 [Mwh/an]

Cheltuieli Valrice - factura de energie-fara proiect se considera constanta pe perioada analizata: 4,583.36[Mwh/an]* 248.77RON = 1,134,381.6 RON

Total Cheltuieli: Cheltuieli Valrice - factura de energie- fara proiect =1,134,381.6 RON

PROIECȚIA VENITURILOR ȘI CHELTUIELILOR - VARIANTA FARA PROIECT																							
(lei)																							
NR. CRT.	CATEGORIA DE VENITURI/CHELTUEILI	IMPLEMENTAR E	PERIOADA DE OPERARE SI ÎNTREȚINERE A INVESTIȚIEI																				
		AN 0	AN1	AN 2	AN 3	AN4	AN5	AN6	AN7	AN8	AN9	AN10	AN11	AN12	AN13	AN14	AN15	AN16	AN17	AN18	AN19	AN20	
	Anexa 2 A - Proiectia veniturilor																						
1	Venituri din vanzari produse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Venituri din prestari servicii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	Venituri din vanzari marfuri																						
4	Venituri din subventii de exploatare aferente cifrei de afaceri nete																						
5	Venituri din subventii pentru investitii																						
6	Venituri din alte activitati																						
7	Variatia stocurilor (+ pentru C; - pentru D)																						
8	Venituri din productia realizata pentru scopuri proprii si capitalizata																						
9	Alte venituri din exploatare																						
Total venituri din exploatare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
10	Venituri din imobilizari financiare																						
11	Venituri din diferente de curs valutar																						
12	Venituri din dobanzi																						
13	Venituri din sconturi obtinute																						
14	Alte venituri financiare																						
Total venituri financiare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
15	Venituri din subventii																						
Total venituri extraordinare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL VENITURI		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Anexa 2 B - Proiectia cheltuielilor																						
1	Cheltuieli cu materiile prime si cu materialele consumabile																						
2	Alte cheltuieli materiale (inclusiv cheltuieli cu prestatii externe)																						
3	Alte cheltuieli din afara (cu energia si apa)	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	
4	Cheltuieli privind marfurile																						
Total cheltuieli materiale	Total cheltuieli materiale	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	
6	Cheltuieli cu personalul angajat																						
7	Cheltuieli cu asigurarile si protectia sociala																						
Total cheltuieli cu personalul		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
8	Cheltuieli cu amortizarile																						
9	Alte cheltuieli de exploatare																						
Total cheltuieli exploatare		1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	
10	Cheltuieli din diferente de curs valutar																						
11	Cheltuielile privind dobanzile																						
12	Cheltuieli privind sconturile acordate																						
13	Alte cheltuieli financiare																						
Total cheltuieli financiare financiare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
14	Cheltuieli privind calamitatile si alte evenimente																						
Total cheltuieli extraordinare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL CHELTUIELI		1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	1,134,381.60	

Scenariul 2-Proгноza Cheltuielilor cu Proiect																						
Categori a	Pret LEI/M Wh	UM	Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
			Previziuni Fizice																			
Cheltuiel i factura de energie- cantitate a de energie electrica Econom sita prin proiect [pret mediu energie electrica 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	4,583.24	4,555.74	4,528.40	4,501.23	4,474.22	4,447.38	4,420.69	4,394.17	4,367.80	4,341.60	4,315.55	4,289.65	4,263.92	4,238.33	4,212.90	4,187.63	4,162.50	4,137.53	4,112.70	4,088.02
Cheltuiel i CCTV [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775	12.775
Cheltuiel i pierderi de energie [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01	114.01
Cheltuiel i consum de noapte invertoar e [pret mediu achitiona re energie electrica SEN 248.77 RON/M wh]	248.77	M Wh	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498	0.498
Previziuni Valorice																						
Cheltuiel i factura de energie- cantitate a de	248.77	lei	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81	- 1,134,470. 81

energie electrica Economisita prin proiect [pret mediu energie electrica 248.77 RON/M wh]																						
Cheltuieli CCTV [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	lei	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04	3,178.04
Cheltuieli pierderi de energie [pret mediu 248.77 RON/M wh]	248.77	lei	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27	28,362.27
Cheltuieli consum de noapte invertoare [pret mediu achitionare energie electrica SEN 248.77 RON/M wh]	248.77	lei	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89	123.89
Total Cheltuieli			- 1,092,247. 33	- 1,085,475. 73	- 1,078,743. 73	- 1,072,051. 33	- 1,065,401. 01	- 1,058,790. 28	- 1,052,219. 16	- 1,045,687. 63	- 1,039,195. 71	- 1,032,740. 91	- 1,026,325. 71	- 1,019,950. 11	- 1,013,611. 63	- 1,007,310. 28	- 1,001,048. 5	- 994,823.9 1	- 988,636.4 1	- 982,486.0 3	- 976,372.7 8	- 970,294.1 8

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice - factura de energie- cantitatea de energie electrica economisita prin proiect: 4,560.32Mwh economisiti/an 2025*100%=4,560.32 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - factura de energie- cantitatea de energie electrica economisita prin proiect: -4,560.32 [Mwh/an]* 248.77RON = -1,134,470.81 RON

Cheltuieli fizice – CCTV: 12.775Mwh /an 2025*100%=12.775 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - CCTV: 12.775 [Mwh/an]* 248.77RON = 3,178.04 RON

Cheltuieli fizice – pierderi de energie: 114.01Mwh /an 2025*100%=114.01 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - pierderi de energie: 114.01 [Mwh/an]* 248.77RON = 28,362.27 RON

Cheltuieli fizice – consum de noapte invertoare: 0.498Mwh /an 2025*100%=0.498 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice - consum de noapte invertoare: 0.498[Mwh/an]* 248.77RON = 123.89 RON

Total Cheltuieli: Cheltuieli Valorice - factura de energie- cantitatea de energie electrica economisita prin proiect (-1,134,470.81) + Cheltuieli Valorice - CCTV 3,178.04 Cheltuieli Valorice - pierderi de energie 28,362.27 + Cheltuieli Valorice - consum de noapte invertoare 123.89 = -1,092,247.33 RON

PROIECTIA VENITURILOR SI CHELTUIELILOR - VARIANTA CU PROIECT																						
(lei)																						
NR. CRT.	CATEGORIA DE VENITURI/CHELTUEILI	IMPLEMENTARE	PERIOADA DE OPERARE SI ÎNTREȚINERE A INVESTIȚIEI																			
		AN 0	AN1	AN 2	AN 3	AN4	AN5	AN6	AN7	AN8	AN9	AN10	AN11	AN12	AN13	AN14	AN15	AN16	AN17	AN18	AN19	AN20
	Anexa 2 A - Proiectia veniturilor																					
1	Venituri din vanzari produse	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Venituri din prestari servicii	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Venituri din vanzari marfuri																					
4	Venituri din subventii de exploatare aferente cifrei de afaceri nete																					
5	Venituri din subventii pentru investitii																					
6	Venituri din alte activitati																					
7	Variatia stocurilor (+ pentru C; - pentru D)																					
8	Venituri din productia realizata pentru scopuri proprii si capitalizata																					
9	Alte venituri din exploatare																					
Total venituri din exploatare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Venituri din imobilizari financiare																					
11	Venituri din diferente de curs valutar																					
12	Venituri din dobanzi																					
13	Venituri din sconturi obtinute																					
14	Alte venituri financiare																					
Total venituri financiare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Venituri din subventii	21,294,052.64																				
Total venituri extraordinare		21,294,052.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL VENITURI		21,294,052.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Anexa 2 B - Proiectia cheltuielilor																					
1	Cheltuieli cu materiile prime si cu materialele consumabile																					
2	Alte cheltuieli materiale (inclusiv cheltuieli cu prestatii externe)		748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	1,233,899.20	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70	748,797.70
3	Alte cheltuieli din afara (cu energia si apa)	1,134,381.60	(1,092,247.33)	(1,085,475.73)	(1,078,743.73)	(1,072,051.33)	(1,065,401.01)	(1,058,790.28)	(1,052,219.16)	(1,045,687.63)	(1,039,195.71)	(1,032,740.91)	(1,026,325.71)	(1,019,950.11)	(1,013,611.63)	(1,007,310.28)	(1,001,048.53)	(994,823.91)	(988,636.41)	(982,486.03)	(976,372.78)	(970,294.18)
4	Cheltuieli privind marfurile																					
Total cheltuieli materiale	Total cheltuieli materiale	1,134,381.60	(343,449.63)	(336,678.03)	(329,946.03)	(323,253.63)	(316,603.31)	(309,992.58)	(303,421.46)	(296,889.93)	(290,398.01)	(283,943.21)	207,573.49	(271,152.41)	(264,813.93)	(258,512.58)	(252,250.83)	(246,026.21)	(239,838.71)	(233,688.33)	(227,575.08)	(221,496.48)
6	Cheltuieli cu personalul angajat																					
7	Cheltuieli cu asigurarile si protectia sociala																					
Total cheltuieli cu personalul		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Cheltuieli cu amortizarile																					
9	Alte cheltuieli de exploatare																					
Total cheltuieli exploatare		1,134,381.60	(343,449.63)	(336,678.03)	(329,946.03)	(323,253.63)	(316,603.31)	(309,992.58)	(303,421.46)	(296,889.93)	(290,398.01)	(283,943.21)	207,573.49	(271,152.41)	(264,813.93)	(258,512.58)	(252,250.83)	(246,026.21)	(239,838.71)	(233,688.33)	(227,575.08)	(221,496.48)
10	Cheltuieli din diferente de curs valutar																					
11	Cheltuielile privind dobanzile																					
12	Cheltuieli privind sconturile acordate																					
13	Alte cheltuieli financiare																					
Total cheltuieli financiare financiare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Cheltuieli privind calamitatile si alte evenimente																					
Total cheltuieli extraordinare		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL CHELTUIELI		1,134,381.60	(343,449.63)	(336,678.03)	(329,946.03)	(323,253.63)	(316,603.31)	(309,992.58)	(303,421.46)	(296,889.93)	(290,398.01)	(283,943.21)	207,573.49	(271,152.41)	(264,813.93)	(258,512.58)	(252,250.83)	(246,026.21)	(239,838.71)	(233,688.33)	(227,575.08)	(221,496.48)

Calculul Indicatorilor Financiari

Calculul indicatorilor financiari s-a realizat pe baza valorilor incrementale dintre scenariul fara proiect si scenariul cu proiect, precum si pe baza valorilor fara TVA. Valoarea investitiei se considera fara TVA.

	Anul 2024- 12 luni de implemen tare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venituri operationale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operationale si mentenanta		- 2,226,6 29	- 2,219,8 57	- 2,213,1 25	- 2,206,4 33	- 2,199,7 83	- 2,193,1 72	- 2,186,6 01	- 2,180,0 69	- 2,173,5 77	- 2,167,1 23	- 2,160,7 07	- 2,154,3 32	- 2,147,9 93	- 2,141,6 92	- 2,135,4 30	- 2,129,2 06	- 2,123,0 18	- 2,116,8 68	- 2,110,7 54	- 2,104,6 76
Cheltuieli factura energie economisire prin proiect, pierderi de energie, consum invertoare		748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	1,233,8 99	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798
Investitie initiala totala [fara TVA]	23,239,56 1																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	23,239,56 1	- 1,477,8 31	- 1,471,0 60	- 1,464,3 28	- 1,457,6 35	- 1,450,9 85	- 1,444,3 74	- 1,437,8 03	- 1,431,2 72	- 1,424,7 80	- 1,418,3 25	- 926,808	- 1,405,5 34	- 1,399,1 96	- 1,392,8 94	- 1,386,6 32	- 1,380,4 08	- 1,374,2 20	- 1,368,0 70	- 1,361,9 57	- 1,355,8 78
Net Cash Flow	- 23,239,56 1	1,477,8 31	1,471,0 60	1,464,3 28	1,457,6 35	1,450,9 85	1,444,3 74	1,437,8 03	1,431,2 72	1,424,7 80	1,418,3 25	926,808	1,405,5 34	1,399,1 96	1,392,8 94	1,386,6 32	1,380,4 08	1,374,2 20	1,368,0 70	1,361,9 57	1,355,8 78
Factor de actualizare	1.00	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65	0.62	0.60	0.58	0.56	0.53	0.51	0.49	0.47	0.46
Flux de numerar actualizat	- 23,239,56 1	1,420,9 92	1,360,0 77	1,301,7 82	1,245,9 93	1,192,6 04	1,141,5 10	1,092,6 12	1,045,8 16	1,001,0 31	958,169	602,037	877,892	840,321	804,362	769,948	737,011	705,488	675,318	646,442	618,805

Exemplu de calcul An 1 (2025)

Valoarea Reziduala se considera nula.

Venituri Operationale se considera nule.

Total Fluxuri de Intrare = 0lei

Cheltuieli Operationale si de mentenanta: 150,500.0 Euro/an* 4.9754= 748,798 RON

Cheltuieli (economisire energie electrica, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte) in cazul scenariului cu proiect SC2- Cheltuieli (economisire energie electrica, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte) scenariul fara proiect -1,092,247.33 - 1,134,381.6 = -2,226,629 RON

Valoarea Investitiei (fara TVA): 0 RON

Total Fluxuri de Numerar Iesire: Cheltuieli Operationale si de mentenanta 748,798 +Cheltuieli economisire energie electrica, CCTV, pierderi energie, consum invertoare pe timp de noapte -2,226,629 + Valoarea Investitiei 0 = -1,477,831 RON

Net Cash Flow: Total Fluxuri de Intrare- Total Fluxuri de Numerar Iesire: 0 –(-1,477,831) = 1,477,831 RON

Factor de actualizare(calculat pe baza ratei de actualizare): 1/(1*(1+4%)^1= 0.96

Flux de numerar actualizat: Net Cash Flow * Factor de actualizare = 1,477,831 *0.96 = 1,420,992 RON

Indicatorii financiari obtinuti sunt:

Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	-4,201,351.33
Rata interna de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	1.81%
Rata de actualizare considerata	4%

4.6.1.3. Concluzie

	Scenariul 1 versus scenariul fara nici o investitie	Scenariul 2 versus scenariul fara nici o investitie
Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	-1,978,496.37	-4,201,351.33
Rata interna de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	2.90%	1.81%
Rata de actualizare [%]	4%	4%

Analizand aceste 2 scenarii, in care fiecare scenariu a fost comparat cu cazul in care nici un fel de investitie nu s-ar realiza, iar beneficiarul isi continua activitatea ca si pana in acest moment, pe baza indicatorilor obtinuti, se evidentiaza faptul ca ambele scenarii au nevoie de finantare nerambursabila obtinandu-se valori negative pentru VAN, iar in cazul indicatorului RIRF, valori sub pragul ratei de actualizare de 4%. In aceasta situatie, se evidentiaza scenariul 1 ca fiind preferat in vederea accesarii finantarii nerambursabile, avand VAN mai mare si RIRF calculat sub pragul de 4%. In sectiunea de mai jos, se va analiza sustenabilitatea proiectului scenariului 1 din punct de vedere al fluxurilor financiare, precum si rezultatele analizei economice pentru a completa aceasta concluzie.

Sustenabilitatea proiectului din scenariul 1 este sustinuta de un cash flow net cumulat pozitiv la finalul fiecarui an conform graficului de mai jos. In acest grafic s-au inclus platile si rambursarile de TVA iar valoarea investitiei si a grantului sunt cu TVA inclus.

Cash Flow Net Cumulat:

Flux de numerar - previziuni - LEI		Anul 2023	Anul 2024	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043
	OPERATIUNEA/PERIOADA	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
I.		ACTIVITATEA DE INVESTITII SI FINANTARE																				
A.	Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)	25.305.340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	A1. Aport la capitalul societatii (imprumuturi de la actionari/asociati)	0																				
	A2. Vanzari de active, inclusiv TVA																					
	A3. Credite pe termen lung, din care: (A.3.1. + A.3.2.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	A.3.1. Imprumut - cofinantare la proiect																					
	A.3.2. Alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare																					
	A4. Ajutor nerambursabil (inclusiv avans)	25.305.340																				
B.	Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)	25.305.340	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B1. Achizitii de active fixe corporale, inclusiv TVA	25.305.340																				
C.	Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C1. Rambursari de Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.1.1.+ C.1.2.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C.1.1. Rate la imprumut - cofinantare la proiect																					

	C.1.2. Rate la alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare																					
	C2. Plati de dobanzi la Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.2.1.+C.2.2.)																					
	C.2.1. La imprumut - cofinantare la proiect																					
	C.2.2. La alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare																					
D.	Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.		ACTIVITATEA DE EXPLOATARE																				
E.	Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H.	Total intrari de numerar (E+F+G)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I.	Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:	0	-1.777.709	1.769.609	1.761.557	1.753.555	1.745.600	1.737.695	1.729.834	1.722.023	1.714.256	1.706.540	1.698.867	1.691.239	1.683.661	1.676.124	1.668.634	1.661.192	1.653.790	1.646.436	1.639.123	1.631.854
	Energia si Apa		-2.668.778	2.660.679	2.652.626	2.644.624	2.636.669	2.628.764	2.620.903	2.613.092	2.605.326	2.597.609	2.589.937	2.582.308	2.574.730	2.567.193	2.559.704	2.552.261	2.544.860	2.537.505	2.530.192	2.522.923
I7.	Prestatii externe		891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069	891.069
J.	Flux brut inainte de plati pentru impozit pe profit /cifra de afaceri si ajustare TVA (H-I)	0	1.777.709	1.769.609	1.761.557	1.753.555	1.745.600	1.737.695	1.729.834	1.722.023	1.714.256	1.706.540	1.698.867	1.691.239	1.683.661	1.676.124	1.668.634	1.661.192	1.653.790	1.646.436	1.639.123	1.631.854
K.	Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)	0	1.493.873	1.487.067	1.480.300	1.473.575	1.466.890	1.460.248	1.453.642	1.447.078	1.440.552	1.434.067	1.427.620	1.421.209	1.414.841	1.408.508	1.402.214	1.395.959	1.389.740	1.383.560	1.377.414	1.371.306
	K1. plati TVA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	K2. rambursari TVA		-1.493.873	1.487.067	1.480.300	1.473.575	1.466.890	1.460.248	1.453.642	1.447.078	1.440.552	1.434.067	1.427.620	1.421.209	1.414.841	1.408.508	1.402.214	1.395.959	1.389.740	1.383.560	1.377.414	1.371.306
	K3. impozit pe profit/cifra de afaceri																					

O.	Total plati, exclusiv cele aferente exploatarii (K+L+M+N)		0	1.493.873	1.487.067	1.480.300	1.473.575	1.466.890	1.460.248	1.453.642	1.447.078	1.440.552	1.434.067	1.427.620	1.421.209	1.414.841	1.408.508	1.402.214	1.395.959	1.389.740	1.383.560	1.377.414	1.371.306
P.	Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)		0	283.836	282.543	281.257	279.979	278.709	277.447	276.192	274.945	273.705	272.473	271.248	270.030	268.820	267.616	266.421	265.232	264.051	262.876	261.709	260.548
III.	FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)																						
Q.	Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)		0	283.836	282.543	281.257	279.979	278.709	277.447	276.192	274.945	273.705	272.473	271.248	270.030	268.820	267.616	266.421	265.232	264.051	262.876	261.709	260.548
R.	Disponibil de numerar al perioadei precedente			0	283.836	566.379	847.636	1.127.615	1.406.324	1.683.771	1.959.963	2.234.908	2.508.613	2.781.085	3.052.333	3.322.363	3.591.183	3.858.799	4.125.220	4.390.452	4.654.503	4.917.379	5.179.088
S.	Disponibil de numerar la sfarsitul perioadei (Q+R)	0	0	283.836	566.379	847.636	1.127.615	1.406.324	1.683.771	1.959.963	2.234.908	2.508.613	2.781.085	3.052.333	3.322.363	3.591.183	3.858.799	4.125.220	4.390.452	4.654.503	4.917.379	5.179.088	5.439.636

Disponibilul de numerar este pozitiv in fiecare an, un indicator al viabilitatii din acest punct de vedere.

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

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

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

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

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

4.7.1.1. Scenariul 1 vs scenariul fara investitie

Indicatorul climatic de rezultat urmărit prin proiect va consta în reducerea gazelor cu efect de sera cu: 53,004.74 tone de CO₂ echivalent într-o perioada de 20 ani.

Monetizarea Beneficiilor Economice ale Proiectului		
Beneficiu	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Reducerea gazelor cu efect de sera	In recomandarea Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, pretul umbra/tona al emisiilor de CO ₂ este de 40EURO/Tona. Calculul s-a realizat considerand 45 de Euro/Tona in 2030, astfel incat s-a pornit de la 38EURO/tona in 2025 ajungand la 57EURO/tona in 2044. Acest pret este in crestere deoarece se considera ca costul asupra mediului inconjurator va fi tot mai mare cu fiecare an. Proiectul este previzionat a avea un impact de 53,004.74 tone/20 ani. Valoarea totala cumulata este 12,526,690 RON.	S-a considerat un factor de conversie de 1 deoarece in calculul efectuat s-au utilizat deja preturile umbra.
Beneficiu Reducerea Cheltuielilor cu energia prin economisirea realizata la factura de energie pe durata operarii proiectului	In vederea determinarii acestei valori, s-a considerat valoarea totala a economisirii realizate pentru o perioada de 20 de ani de operare, reprezentand suma valorilor economisite anual (detaliate la capitolul Cheltuieli cu proiect), rezultand un total de 21,439,242 RON. Anual se considera o valoare medie $(21,439,242/20 = 1,071,962.1$	S-a considerat un factor de conversie de 2 deoarece prin acest proiect de investitii se realizeaza 2 beneficii importante. In primul rand se acopera cheltuielile cu energia in procent de 99.99%, economisindu-se astfel valoarea necesarului de energiei in totalitate din punct de vedere al costurilor implicate, iar in al doilea rand incat aceasta energie poate fi folosita in

	RON). Aceasta valoare se va ajusta cu un factor de conversie de 2. Astfel valoarea anuala a acestui beneficiu se considera 2,143,924.2RON iar valoarea cumulata pentru perioada celor 20 de ani este de 42,878,484RON.	retea mai ales in perioadele de load peak.
--	--	--

În prezent, așa cum a fost descris în introducerea Studiului de Fezabilitate, prin instalația de sisteme fotovoltaice, se considera ca centrala fotovoltaica va produce o cantitate de energie electrică de **4,583.24 MWh/an**, la nivelul anului 2025, așa cum s-a previzionat anterior.

Monetizarea Costurilor Economice ale Proiectului		
Cost	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Cheltuielile cu Investitia	Valoarea investitiei fara TVA e considerata 4,279,867.5 EURO .Aceasta valoare nu se va ajusta cu un factor de conversie. Valoarea totala cumulata este 21,294,053 RON.	Factorul de conversie considerat este 1. In primul rand se considera ca investitia se va realiza prin licitatie deschisa pe baza ofertelor primite si a preturilor de piata. Din acest considerent nu ar fi nevoie de o ajustare a pretului. De asemenea pentru acest proiect de investitii, cat si pentru operatiune si mentenanta este nevoie de forta de munca specializata, asadar se va recurge la acelasi proces de licitatie. Exista posibilitatea de a se continua lucrarile cu aceeasi firma implicata in partea de implementare a proiectului. Pentru implementarea si operarea acestei investitii nu este nevoie de munca necalificata in acest process, asadar nu este necesara o ajustare din aceasta perspectiva. De asemenea procesul

		de implementare nu presupune pasi care nu aduc valoare adaugata.
Cheltuielile Operationale si de Mentenanta	Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusive de TVA. Valoarea cheltuielilor anuale 150,500.0 EURO cu TVA inclus, adaugandu-se si costul cu schimbarea invertoarelor in anul 13, de 78,000Euro. Valoarea cheltuielilor exclus de TVA este 748,798 RON/an, respectiv 1,136,879 RON/an11. Valoarea cumulata pe perioada de functionare este de 15,364,035 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.
Cheltuieli pierderi de energie, CCTV, consum invertoare (exclusiv TVA)	Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusiv de TVA, fiind valoarea de 26,062.89RON/An 2025. Valoarea cumulata pe perioada de functionare este de 521,258 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.

Calculul Indicatorilor Economici VANE, RIRE, B/C – Scenariul 1-

	Anul 2024-12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficiu reducerea emisiilor gazelor cu efect de sera EURO/Tona/	0	501,068	514,254	527,440	540,626	553,812	566,998	580,184	593,370	606,556	619,741	632,927	646,113	659,299	672,485	685,671	698,857	712,043	725,229	738,415	751,601
Beneficiu Reducerea Cheltuielilor cu energia prin economisirea realizata la factura de energie pe durata operarii proiectului	0	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2	2143924.2
Valoare Reziduala																					
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE	0	2,644,992	2,658,178	2,671,364	2,684,550	2,697,736	2,710,922	2,724,108	2,737,294	2,750,480	2,763,666	2,776,852	2,790,038	2,803,224	2,816,410	2,829,596	2,842,782	2,855,968	2,869,154	2,882,340	2,895,526
Cheltuieli operationale si mentenanta (exclus TVA)	0	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	1,136,879	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798	748,798
Cheltuieli pierderi de energie, CCTV,consum invertoare (exclusiv TVA)	0	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89	26062.89
Investitie initiala totala [exclus TVA]	21,294,053																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	21,294,053	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	1,162,942	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861	774,861
Net Cash Flow	-21,294,053	1,870,131	1,883,317	1,896,503	1,909,689	1,922,875	1,936,061	1,949,247	1,962,433	1,975,619	1,988,805	1,613,910	2,015,177	2,028,363	2,041,549	2,054,735	2,067,921	2,081,107	2,094,293	2,107,479	2,120,665
Factor de actualizare	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Flux de numerar actualizat	-21,294,053	1,781,077	1,708,224	1,638,271	1,571,106	1,506,623	1,444,719	1,385,294	1,328,252	1,273,502	1,220,954	943,620	1,122,126	1,075,684	1,031,121	988,363	947,338	907,980	870,222	834,001	799,256

Indicatori economici rezultati se regasesc in tabelul de mai jos:

Valoare actualizata neta economica (VANE) - trebuie sa fie pozitiva	3,083,679.88
Rata interna de rentabilitate economica(RIRE)> rata de actualizare	6.62%
Rata sociala de actualizare	5%

Indicatorul Beneficiu/Cost este mai mare decat valoarea 1.

Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualizare	1	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Beneficii	0.00	2644991.79	2658177.78	2671363.77	2684549.76	2697735.75	2710921.73	2724107.72	2737293.71	2750479.70	2763665.69	2776851.68	2790037.67	2803223.66	2816409.65	2829595.64	2842781.63	2855967.62	2869153.60	2882339.59	2895525.58
Venituri Nete Actualizate VNA	0.00	2519039.80	2411045.60	2307624.46	2208585.73	2113746.55	2022931.54	1935972.50	1852708.13	1772983.74	1696651.00	1623567.67	1553597.37	1486609.36	1422478.26	1361083.88	1302311.02	1246049.21	1192192.58	1140639.65	1091293.14
Venituri Nete Actualizate VNA TOTAL 1-20	34261111.18																				
Costuri	21294052.64	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	1162941.79	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59	774860.59
Cheltuieli Nete	21294052.64	737962.46	702821.39	669353.71	637479.72	607123.54	578212.90	550678.95	524456.15	499482.04	475697.18	679947.98	431471.37	410925.11	391357.25	372721.19	354972.56	338069.11	321970.58	306638.65	292036.81

Actualizate CAN																					
Cheltuieli Nete Actualizate CAN TOTAL 1- 20	31177431.3 0																				
VNA/CAN> 1	1.10																				

Rezultatele obtinute (valoarea actualizata neta are o valoare pozitiva, rata interna a rentabilitatii este mai mare decat rata sociala de actualizare) indica faptul ca scenariul 1 este sustenabil din punct de vedere al analizei economice.

4.7.1.2. Scenariul 2 vs scenariul fara investitie

Indicatorul climatic de rezultat urmărit prin proiect va consta în reducerea gazelor cu efect de sera cu: 52,739.71 tone de CO₂ echivalent într-o perioada de 20 ani.

Monetizarea Beneficiilor Economice ale Proiectului		
Beneficiu	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Reducerea gazelor cu efect de sera	In recomandarea Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, pretul umbra/tona al emisiilor de CO ₂ este de 40EURO/Tona. Calculul s-a realizat considerand 45 de Euro/Tona in 2030, astfel incat s-a pornit de la 38EURO/tona in 2025 ajungand la 57EURO/tona in 2044. Acest pret este in crestere deoarece se considera ca costul asupra mediului inconjurator va fi tot mai mare cu fiecare an. Proiectul este previzionat a avea un impact de 52,739.71 tone/20 ani. Valoarea totala cumulata este 12,464,055 RON.	S-a considerat un factor de conversie de 1 deoarece in calculul efectuat s-au utilizat deja preturile umbra.
Beneficiu Reducerea Cheltuielilor cu energia prin economisirea realizata la factura de energie pe durata operarii proiectului	In vederea determinarii acestei valori, s-a considerat valoarea totala a economisirii realizate pentru o perioada de 20 de ani de operare, reprezentand suma valorilor economisite anual (detaliate la capitolul Cheltuieli cu proiect), rezultand un total de 21,332,049.75 RON. Anual se considera o valoare medie $(21,332,049.75/20 = 1,066,602.49$	S-a considerat un factor de conversie de 2 deoarece prin acest proiect de investitii se realizeaza 2 beneficii importante. In primul rand se acopera cheltuielile cu energia in procent de 99,31%, economisindu-se astfel valoarea necesarului de energiei in totalitate din punct de vedere al costurilor implicate, iar in al doilea rand incat aceasta energie poate fi folosita in

	RON). Aceasta valoare se va ajusta cu un factor de conversie de 2. Astfel valoarea anuala a acestui beneficiu se considera 2,133,205.0RON iar valoarea cumulata pentru perioada celor 20 de ani este de 42,664,100RON.	retea mai ales in perioadele de load peak.
--	--	--

În prezent, așa cum a fost descris în introducerea Studiului de Fezabilitate, prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **4,560.32** MWh/an, la nivelul anului 2025, așa cum s-a previzionat anterior,.

Monetizarea Costurilor Economice ale Proiectului		
Cost	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Cheltuielile cu Investitia	Valoarea investitiei fara TVA e considerata 4,670,893.0EURO. Aceasta valoare nu se va ajusta cu un factor de conversie. Valoarea totala calculata este 23,239,561RON	Factorul de conversie considerat este 1. In primul rand se considera ca investitia se va realiza prin licitatie deschisa pe baza ofertelor primite si a preturilor de piata. Din acest considerent nu ar fi nevoie de o ajustare a pretului. De asemenea pentru acest proiect de investitii, cat si pentru operatiune si mentenanta este nevoie de forta de munca specializata, asadar se va recurge la acelasi proces de licitatie. Exista posibilitatea de a se continua lucrarile cu aceeasi firma implicata in partea de implementare a proiectului. Pentru implementarea si operarea acestei investitii nu este nevoie de munca necalificata in acest process, asadar nu este necesara o ajustare din aceasta perspectiva. De asemenea procesul

		de implementare nu presupune pasi care nu aduc valoare adaugata.
Cheltuielile Operationale si de Mentenanta	<p>Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusive de TVA. Valoarea cheltuielilor anuale 150,500.0 EURO cu TVA inclus, la care se va adauga si costul schimbarii celor 39 de invertoare in anul 11, in valoare de 97,500Euro. Valoarea cheltuielilor exclus de TVA este 748,798 RON/an, respectiv 1,233,899 RON/an. Valoarea cumulate pe perioada de functionare este de 15,461,056 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.</p>	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.
Cheltuieli pierderi de energie, CCTV, consum invertoare (exclusiv TVA)	<p>Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusiv de TVA, in valoare de 36,431.87RON/an 2025. Valoarea cumulata pe perioada de functionare este de 728,637 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.</p>	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.

Calculul Indicatorilor economici VANE, RIRE, B/C pentru scenariul 2 se regaseste mai jos:

	Anul 2024- 12 luni de implemen tare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficiu reducerea emisiilor gazelor cu efect de sera EURO/Tona/	0	498,56 2	511,68 2	524,80 2	537,92 2	551,04 2	564,16 2	577,28 3	590,40 3	603,52 3	616,64 3	629,76 3	642,88 3	656,00 3	669,12 3	682,24 3	695,36 3	708,48 3	721,60 3	734,72 3	747,84 3
Beneficiu Reducerea Cheltuielilor cu energia prin economisirea realizata la factura de energie pe durata operarii proiectului	0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0	213320 5.0
Valoarea Reziduala																					
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE	0	2,631,7 67	2,644,8 87	2,658,0 07	2,671,1 27	2,684,2 47	2,697,3 67	2,710,4 88	2,723,6 08	2,736,7 28	2,749,8 48	2,762,9 68	2,776,0 88	2,789,2 08	2,802,3 28	2,815,4 48	2,828,5 68	2,841,6 88	2,854,8 08	2,867,9 28	2,881,0 48
Cheltuieli operationale si mentenanta (exclusive TVA)	0	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	1,233,8 99	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8	748,79 8
Cheltuieli pierderi de energie, CCTV,consum invertoare (exclusiv TVA)	0	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87	36431. 87
Investitie initiala totala [fara TVA]	23,239,56 1																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	23,239,56 1	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	1,270,3 31	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0	785,23 0
Net Cash Flow	- 23,239,56 1	1,846,5 38	1,859,6 58	1,872,7 78	1,885,8 98	1,899,0 18	1,912,1 38	1,925,2 58	1,938,3 78	1,951,4 98	1,964,6 18	1,492,6 37	1,990,8 58	2,003,9 78	2,017,0 98	2,030,2 18	2,043,3 38	2,056,4 59	2,069,5 79	2,082,6 99	2,095,8 19
Factor de actualizare	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Flux de numerar actualizat	- 23,239,56 1	1,758,6 07	1,686,7 64	1,617,7 76	1,551,5 33	1,487,9 30	1,426,8 67	1,368,2 45	1,311,9 71	1,257,9 53	1,206,1 05	872,71 4	1,108,5 84	1,062,7 52	1,018,7 72	976,57 0	936,07 7	897,22 6	859,95 3	824,19 5	789,89 2

Indicatorii economici obtinuti sunt urmatoarii:

Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva	780,923.81
Rata interna de rentabilitate (RIRF)> rata de actualizare	5.38%
Rata sociala de actualizare	5%

Indicatorul Beneficiu/Cost

Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualizare	1	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Beneficii	0.00	2631767.1 7	2644887.2 2	2658007.2 8	2671127.3 4	2684247.4 0	2697367.4 5	2710487.5 1	2723607.5 7	2736727.6 3	2749847.6 8	2762967.7 4	2776087.8 0	2789207.8 6	2802327.9 2	2815447.9 7	2828568.0 3	2841688.0 9	2854808.1 5	2867928.2 0	2881048.2 6
Venituri Nete Actualizate VNA	0.00	2506444.9 2	2398990.6 8	2296086.6 3	2197543.0 7	2103178.0 7	2012817.1 2	1926292.8 7	1843444.8 1	1764119.0 3	1688167.9 4	1615450.0 2	1545829.5 6	1479176.4 8	1415366.0 2	1354278.6 1	1295799.6 1	1239819.1 0	1186231.7 5	1134936.5 8	1085836.7 9
Venituri Nete Actualizate VNA TOTAL 1-20	34089809.6 6																				
Costuri	23239561.0 0	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	1270331.0 7	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57	785229.57

Cheltuieli Nete Actualizate CAN	23239561.0 0	747837.68	712226.37	678310.83	646010.31	615247.91	585950.39	558047.99	531474.28	506165.98	482062.84	742736.27	437245.21	416424.01	396594.29	377708.85	359722.71	342593.06	326279.10	310742.00	295944.77
Cheltuieli Nete Actualizate CAN TOTAL 1-20	33308885.8 6																				
VNA/CAN> 1	1.02																				

Rezultatele obtinute (valoarea actualizata neta are o valoare pozitiva, rata interna a rentabilitatii este mai mare decat rata sociala de actualizare iar indicatorul beneficiu/cost este subunitar) indica faptul ca scenariul 2 este sustenabil din punct de vedere al analizei economice.

4.7.1.3. Concluzie

Rezultatele sumarizate se regasesc in tabelul de mai jos:

Indicator economic	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea actualizata Neta Economica VANE (pozitiva)	3,083,679.88	780,923.81
Rata interna de rentabilitate economica RIRE(> rata sociala de actualizare)	6.62%	5.38%
Beneficiu/Cost (>1)	1.1	1.02
Rata sociala de actualizare	5%	5%

Conform Analizei Economice realizate, scenariul 1 va avea cel mai mare impact din punct de vedere social, avand cea mai ridicata valoare atat pentru Valoarea Actualizata Neta, Rata Interna de Rentabilitate.

Analiza Financiara si Analiza Economica prezentata demonstreaza viabilitatea investitiei in scenariul 1, cu impact pozitiv atat financiar, cat si social.

4.8. ANALIZA DE SENZITIVITATE

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

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

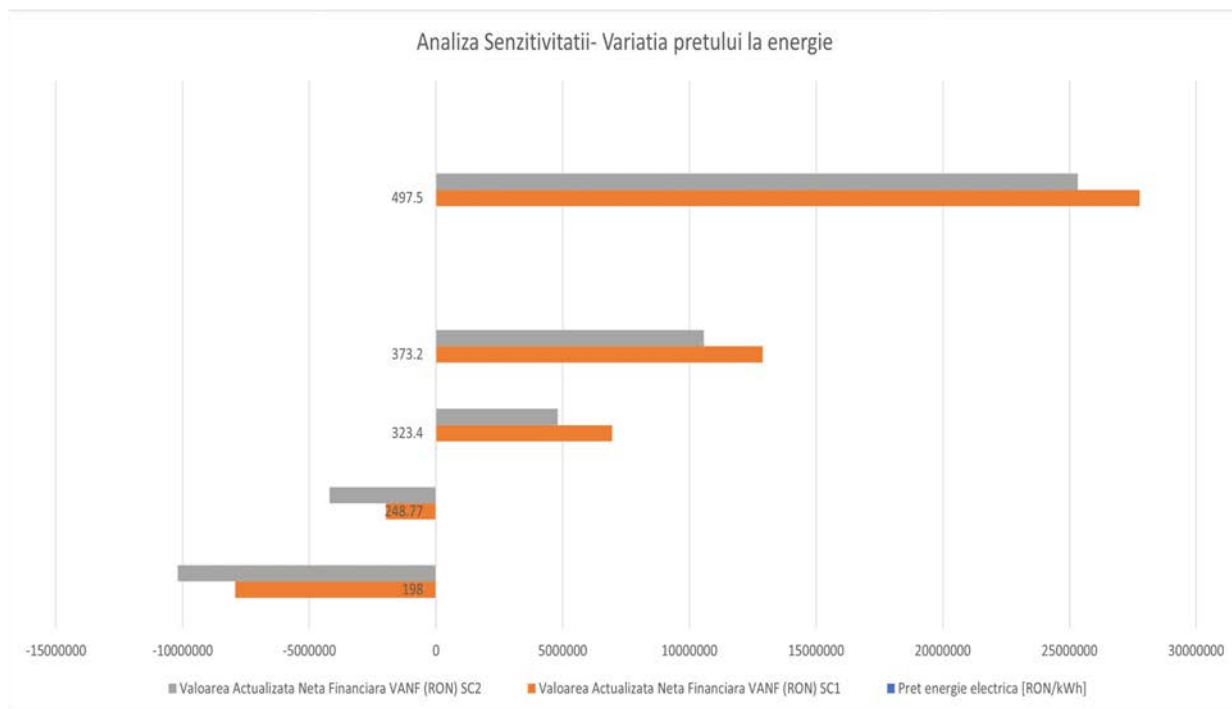
-Variația prețului energiei electrice cu impact asupra economisirii realizate prin proiect(între 0,8 x prețul actual și 2 x prețul actual);

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

Variația prețului energiei electrice cu impact asupra economisirii realizate prin proiect

Prețul Energiei Electrice RON/Mwh	Valoarea Actualizata Neta Financiara (RON)	
	Scenariu 1	Scenariu 2
0,8 x prețul actual= 0,8x248.77lei= 199	-7,927,306.68	-10,199,314.89
Pretul actual 248.77	-1,978,496.37	-4,201,351.33
1.3x pretul actual= 1.3x 248.77lei = 323.4	6,944,719.08	4,795,594.02

1.5x prețul actual= 1.5x 248.77lei = 373.2	12,893,529.39	10,563,512.41
2x prețul actual= 2x 248.77lei = 497.5	27,765,555.15	25,328,376.14



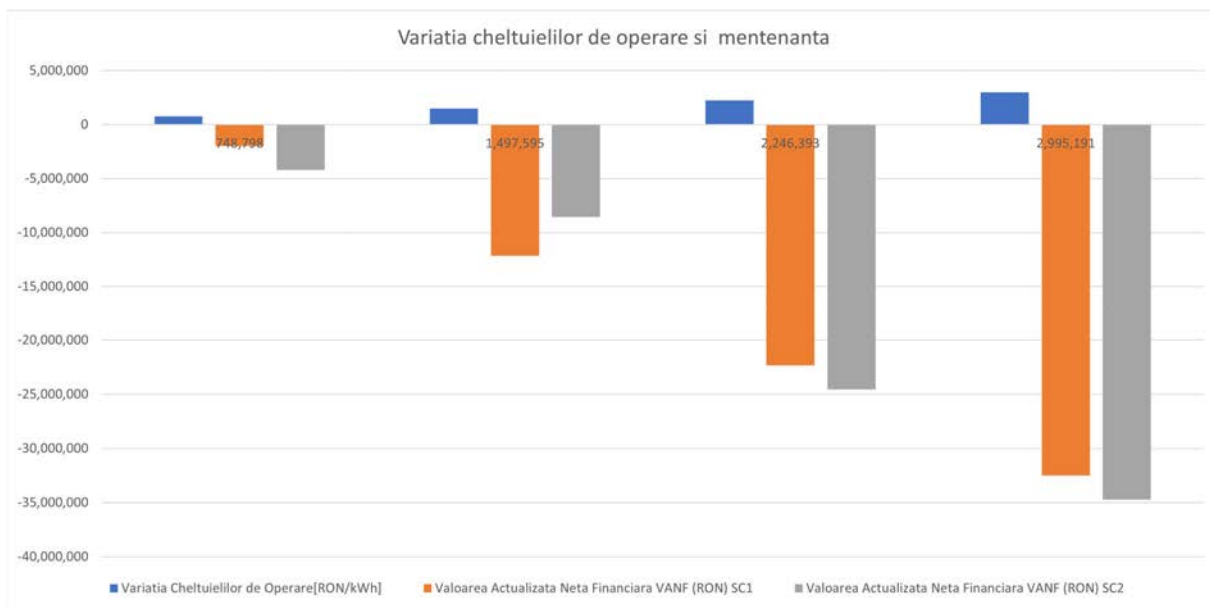
Conform rezultatelor obținute, variația prețului de energie, în situația scaderii prețului cu 20% nu are impact în cazul rentabilității scenariilor 1 și 2 continuând a se obține valori negative pentru VAN, proiectul continuând să necesite finanțare nerambursabilă. În cazul creșterii prețului, se obțin valori pozitive pentru indicatorul VAN, adică impactul este semnificativ în cazul creșterii prețului energiei, deoarece proiectele devin sustenabile, mai fiind nevoie de finanțare nerambursabilă.

Variația cheltuielilor de operare și mentenanță

	Valoarea Actualizată Neta Financiară (RON)	
Cheltuieli de Operare Previzionate Anual [RON]	Scenariu 1	Scenariu 2
1 x cheltuielile de operare previzionate anual 1x150,500*4.9754=748,798	-1,978,496.37	-4,201,351.33

2 x cheltuielile de operare previzionate anual 2x150,500*4.9754=1,497,595	-12,154,901.48	-8,550,750.64
3 x cheltuielile de operare previzionate anual 3x150,500*4.9754=2,246,393	-22,331,306.59	-24,554,161.54
4 x cheltuielile de operare previzionate anual 4x150,500*4.9754=2,995,191	-32,507,711.70	-34,730,566.65

Se analizeaza variatia anuala a cheltuielilor de operare si mentenanta, in situatiile in care acestea se maresc de cateva ori in comparatie cu presupunerilor asumate in proiect. Se observa faptul ca se mentine nevoia de finantare in cazul ambelor scenarii iar scenariul 1 ramane scenariul preferat pentru in vederea accesarii fondurilor.



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

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

În acest context, devine imperios necesară acordarea unei atenții sporite activității de identificare și management a potențialelor riscuri. Identificarea riscurilor este de dublă factură:

- Identificarea calitativă a riscurilor (probabilitate și impact);
- Identificarea cantitativă a riscurilor (măsurarea impactului).

Obiectivul principal al unei analize de risc este de a identifica principalele potențiale riscuri asociate unui proiect și 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 4.3 – 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 necesarului de consum de e.e.	Scăzut
Scăderea prețului de vânzare al e.e. injectate în SEN datorită scăderii cererii de e.e. și creșterii producției globale	1	2	2	Estimările generale sunt îndreptate către creșterea prețurilor în perioada viitoare.	Scăzut
Riscuri legate de proiectare:					
Estimări inadecvate ale costului de proiectare. Apariția de cheltuieli suplimentare în faza de implementare	2	3	6	Bugetul proiectului are cuprinse cheltuieli diverse si neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea riguroasă a cheltuielilor pe bază de oferte.	Scăzut

				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 sensibilitate	
Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6	Selectarea companiilor care sunt bine calificate în domeniul lor de expertiză și care sunt capabile să lucreze în paralel la mai multe sarcini pentru a respecta graficul proiectului.	Scăzut
Studii și investigații inadecvate ale siturilor. Neconcordanța dintre documentația tehnică și situația din teren	3	1	3	Realizarea unei analize riguroase a situației din teren în prealabil	Scăzut
Inovații în producerea de energie sau în tehnologia de stocare a energiei, care fac ca tehnologia proiectului să fie depășită.	1	3	3	Investitia prevede utilizarea de echipamente de ultima tehnologie în domeniul distribuției de energie electrică.	Scăzut
Riscuri administrative și referitoare la achizițiile publice					
Întârzieri procedurale	2	2	4	Echipa de management va elabora din timp toate documentele necesare raportărilor cerute	Scăzut
Un număr mare de contestații cu privire la procedurile de atribuire a contractelor, fapt ce va determina întârzieri în atribuirea contractelor și nu va permite finalizarea proiectului la timp.	4	3	12	Beneficiarul va elabora documentațiile de atribuire astfel încât acestea să corespundă cerințelor legislației din domeniul achizițiilor publice	Mediu
Cofinanțarea din partea UE nu este disponibilă la timp pentru ca plata prestatorilor să fie realizată în limitele contractuale stabilite	2	3	6	Programarea atentă (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire și verificare a documentelor implicate în 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 și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului au fost considerate în cadrul analizei de sensibilitate.	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 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 ep piețele internaționale	4	3	12	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la demararea contractului, cu plata unui avans de cel puțin 50% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.	Mediu
Riscuri legate de reglementare					
Modificări ale cerințelor de mediu, ale instrumentelor economice (de exemplu ale programelor de sprijin în domeniul surselor regenerabile de energie)	2	1	2	Rezultatul financiar estimat nu este influențat de modificarea schemei UE de alocare și comercializare a certificatelor de emisii.	Scăzut
Schimbarea cadrului legislativ cu efect în implementarea proiectului.	1	3	3	Realizarea unor analize a legislației în vigoare la momentele începerii implementării proiectului și a începerii derulării proiectului	Scăzut

Ținând seama de matricea riscurilor pe faze de realizare a lucrărilor noi și re tehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor (**Tabelul 4.4**):

Tabelul 4.4 – Matrice evaluare riscuri

Tabelul Nr. 1 - Matrice Evaluare Risc					
Expunere la risc	Mică	Medie	Mare	Inacceptabilă	
Impact / Probabilitate	1	2	3	4	5
1	2	1	4	3	
2	1	2	3		
3	3	1			
4			2		
5					

Repartiția riscurilor în funcție de rezultatul obținut este prezentat în **Figura 4.2**.

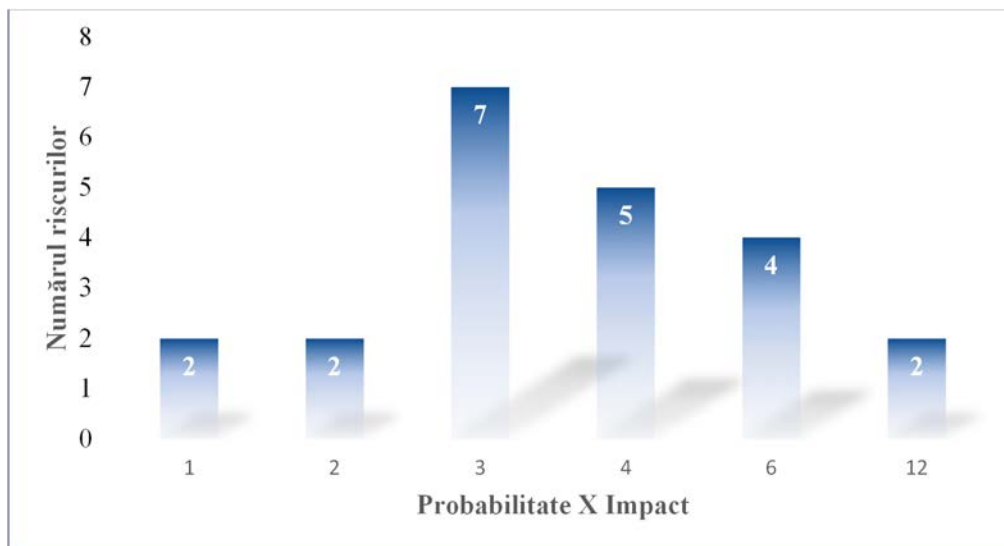


Figura 4.2 – Repartiția riscurilor

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/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)

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

5.1.1. Obținerea si amenajarea terenului

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

5.1.2. Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

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

5.1.3. Probe tehnologice și 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 si inclusiv injectia de energie in instalatiile OD.

5.2. SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII 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 **Capitolul 3.1**, recomandarea proiectantului se regăsește în cadrul **capitolului 4.1**.

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de **Scenariul 1 – Centrale fotovoltaice dezvoltate utilizând panouri de 540 Wp și invertoare de 300 kW**.

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de **7.336 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.250-2.300 x 1.110-1.150 x 34-36 mm și o greutate medie de 27-30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **300 kW (13 bucăți)**, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

Orientarea modulelor PV va fi pe direcție **SUD**, la un unghi de înclinare de **25 grade**.

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General, este de 21.294.052,64 RON, fără TVA, respectiv 25.305.339,51 RON cu TVA.

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de **maximum 12 luni** de la data semnării contractului de Antreprenariat General.

Tabelul 5.1 – Analiza Multicriterială

Indicatori	UM	Tip criteriu	PV S1 - 560 Wp	PV S2 - 525 Wp
Capacitate electrică instalată	MW _e DC	M	3,9614	3,9606
Putere electrică netă	MW _e AC		3,900	3,900
Eficiența electrică la sarcină nominală (condiții ISO)	%	M	98,40%	98,20%
Factor de capacitate (în primul an)	%		13,42%	13,35%
Energie electrică produsă	MWh/an	M	4.583,24	4.560,32
Factor de corecție cu pierderile evitate prin rețelele electrice	-		0,891	0,891
Economia de energie primară	MWh		5.143,92	5.118,20
Reducerea gazelor cu efect de seră	tone CO ₂ echivalent / an	M	3.147,57	3.131,83

5.3. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

5.3.1. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III) (col 4 din buget-tabel 1)	25.305.339,51
	din care TVA (col 3 din buget-tabel 1)	4.011.286,87
II	Valoarea neeligibilă a investiției (col 4-col 7 din buget-tabel 1)	0,00
III	Valoarea eligibilă a investiției (col 7 din buget-tabel 1)	25.305.339,51
1	Valoarea grantului solicitat inclusiv TVA (col 10 din buget-tabel 1)	25.305.339,51
2	Contribuția solicitantului (2=I-1)	0,00
2.1.	Surse proprii	0
2.2.	Credit	0

Valoarea grantului solicitat fara TVA ⁽³⁾ (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea grantului solicitat pe MW instalat (Euro/MW)
1=2*3	2	3
4.279.867,48	9,9	432.309,85

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

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

- ✓ Crearea unei centrale fotovoltaice cu putere instalată unitară de **3.961,44 kWp / 3.900 kW_{AC}**, până la data 31.12.2026;
- ✓ Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032;

- ✓ Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- ✓ Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.
- ✓ Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de **394,16 t.e.p./an din surse regenerabile;**
- ✓ Producția netă totală de energie electrică de **86.623,20 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- ✓ Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **53.004,74 tone de CO2 echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- ✓ Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4.583,24 MWh/an (99,81% din necesar)** în primul an de funcționare.
- ✓ Factor de capacitate: **12,68%, medie pe 20 de ani.**
- ✓ Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.961,44 kWp / 3.900 kW AC.**

5.3.3. Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de 12 luni, dar nu mai târziu de finalul lunii Decembrie 2026.

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

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

- Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;
- PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;
- PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cutensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și 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 furnizorilor de 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 ale centralelor 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 întreprinderile industriale și similare;
- PE 009/93 – Norme de prevenire, stingere și dotare împotriva incendiilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice;

- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice;
- NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- Legea nr. 107/1996 privind apele;
- OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea decătre lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale; HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a condițiilor pentru introducerea pe piață;
- HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipulare manuală 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 transporturilor deșeurilor pe teritoriul României;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața, sănătatea, securitatea muncii și protecția mediului;
- Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranța aferente capacităților energetice, actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;
- Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice – Cod ANRE : 28.1.013.0.00.30.08.2007;
- HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.

5.5. NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI

Nr crt	SURSE DE FINANȚARE	Valoare (lei)
I	Valoarea totală a cererii de finanțare, din care :	25,305,339.51
I.a.	Valoarea totala neeligibilă, inclusiv TVA aferenta	0.00
I.b.	Valoarea totala eligibilă	21,294,052.64
II	Contribuția proprie, din care :	0.00
II.a.	Contribuția solicitantului la cheltuieli eligibile	0.00
II.b.	Contribuția solicitantului la cheltuieli neeligibile, inclusiv TVA aferenta	0.00
III	Finanțarea nerambursabilă totală solicitată cu TVA	25,305,339.51
IV	Finanțarea nerambursabilă totală solicitată fără TVA	21,294,052.64

1 EURO = 4.9754 RON

	Cheltuieli eligibile		Cheltuieli neeligibile		Total	
	Lei	Euro	Lei	Euro	Lei	Euro
Ajutor public nerambursabil	25,305,339.51	5,086,091.47	NA		25,305,339.51	5,086,091.47
Sursele de finanțare pentru completarea necesarului de finanțare din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- autofinanțare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- împrumuturi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL PROIECT	25,305,339.51	5,086,091.47	0.00	0.00	25,305,339.51	5,086,091.47

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBȚINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE

Certificatului de Urbanism poate fi consultat în **Anexa 15**.

6.2. EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEPȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE

Extrasul de Carte Funciară poate fi consultat în **Anexa 1**.

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

La momentul elaborării Studiului de Fezabilitate a fost demarată etapa de obținere a actului administrativ al autorității competente pentru protecția mediului iar în **Anexa 16** putem regăsi dovada depunerii la APM și răspunsul APM. În data de 10.11.2023 a fost primită Decizia etapei de evaluare inițială numărul 751/10.11.2023 prin care se decide necesitatea declanșării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului și se solicită depunerea memoriului de prezentare conform conținutului-cadru prevăzut în anexa 5E la procedură.

6.4. AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR

La momentul prezentului Studiu de Fezabilitate, fost demarată etapa de obținere a **Avizului de Amplasament** din partea Operatorului de Distribuție cererea de eliberare a AA.

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

Planul de Amplasare și Delimitare vizat de către OCPI poate fi consultat în Anexa 13.

6.6. AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE

- Pentru dezvoltarea proiectului, în conformitate cu Certificatul de Urbanism 1771/16.10.2023 au mai fost solicitate următoarele avize **care se vor obține la etapa de Proiect Tehnic – odată cu întocmirea planurilor de amplasament finale și a memoriilor tehnice de specialitate:**
- Avizul privind securitatea la incendiu eliberat de către ISU
- Documentația Tehnică pentru obținerea Autorizației de Construire

- Avizul tehnic de racordare (după elaborarea studiului de soluție)
- Salubritate, sănătatea populației, direcția de infrastructură, decizie pentru scoaterea terenului din circuitul agricol

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv Primăria Bistrița.

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

- **Manager de proiect;**

- ***Responsabilități:***

- stabilește responsabilitățile, activitățile membrilor comisiei ținând cont de specificul activităților desfășurate de către aceștia;
 - coordonează derularea activităților proiectului, conform graficului de activități;
 - monitorizează gestionarea eficientă a resurselor financiare, materiale, informaționale și umane implicate în proiect;
 - urmărește respectarea graficului de implementare a proiectului;
 - asigură evaluarea ofertelor din punct de vedere tehnico-economic;
 - negociază contractele de achiziții cu furnizorii;
 - asigură recepția bunurilor achiziționate și asistă la punerea acestora în funcțiune;
 - monitorizează firma de management de proiect în realizarea activităților specifice;
 - verifică și monitorizează activitatea contractorului serviciului de management al proiectului;
 - verifică și avizează rapoartele de progres financiare și tehnice întocmite pentru fiecare cerere de plată, verifică și avizează rapoartele de activitate lunare ale echipei de management a proiectului;
 - întocmește și înaintează autorității contractante eventualele modificări la contractul de finanțare (notificări, acte adiționale), asigură permanenta comunicare cu factorii implicați (Autoritatea de Management, Organismul Intermediar, echipa de management a proiectului, etc.),

- asigură coordonarea activității de achiziții publice, respectiv verifică documentația dosarelor de achiziții publice întocmite și desfășurarea licitațiilor; verifică și aprobă documentația de atribuire;
- face parte din comisia de licitații;
- verifică corectitudinea desfășurării procedurilor de achiziții publice;
- verifică atingerea obiectivelor proiectului și a rezultatelor preconizate, monitorizând permanent indicatorii de performanță prevăzuți;
- monitorizează respectarea prevederilor legale specifice proiectului;
- asigură fluxul comunicațional și informațional cu părțile terțe implicate în procesul de implementare a proiectului, inclusiv cu Autoritatea de Management și Organismul Intermediar relevant,
 - ***Experiență profesională relevantă;***
 - Experiență profesională în domeniul managementului;
 - Experiență în derularea a minim 2 proiecte de investiții;
 - Competențe utilizare aparatură TIC;

➤ **Responsabil economic:**

- ***Responsabilități:***
 - Asigură managementul financiar al proiectului;
 - Organizează și conduce contabilitatea proiectului;
 - Gestionează implementarea proiectului din punct de vedere financiar (realizare plăți către terți, înregistrare facturi, etc);
 - întocmirea rapoartelor financiare ale proiectului;
 - ține legătura permanentă cu băncile sau alte organisme financiare;
 - stabilește prețurile serviciilor;
 - recrutarea personalului
 - realizează analize de eficiență economică;
 - asigură controlul financiar intern la nivel de societate;
 - colaborează cu membrii echipei de management a proiectului, verifică și avizează rapoartele financiare întocmite de aceasta;
 - întocmește cererile de pre-finanțare/rambursare și al documentelor justificative;
 - face raportări către coordonatorul de proiect cu privire la stadiul financiar al proiectului,

○ ***Experiență profesională relevantă:***

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

➤ **Responsabil tehnic:**

○ ***Responsabilități:***

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

○ ***Experiență profesională:***

- Studii superioare în domeniul tehnic dublate de experiență pe o poziție tehnică de minim 1 an,
- Buna cunoaștere a domeniului tehnic care face obiectul investiției derulate prin proiect;

7.2. STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 12 luni, durata de execuție fiind de 7 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: 3,5 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 7,5 luni de la DI.

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 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 ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabili 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 **Primăria BISTRITA**.

Dupa expirarea perioadei de garantie furnizorul poate executa contra-cost operatiunile de mentenanta in 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 activităților 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 **Primăria BISTRITA** 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 CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE

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 perimetrare, 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, 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 și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în

conformitate cu cerințele finanțatorului;

- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

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

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Centrala fotovoltaică prin prezenta lucrare va fi alcătuită dintr-un număr de **7.336 module** PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), Puterea minimă a modulelor PV va fi de **540 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,8% față de nominal după 25 de ani de funcționare. E nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98% STC.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de **300 kW (13 bucăți)** conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din Aluminiiu sau oțel galvanizat, la o înclinare de **25 grade**, cu orientarea **SUD**. Rezultatele simulării tehnico energetice sunt prezentate în **Figura 8.1**

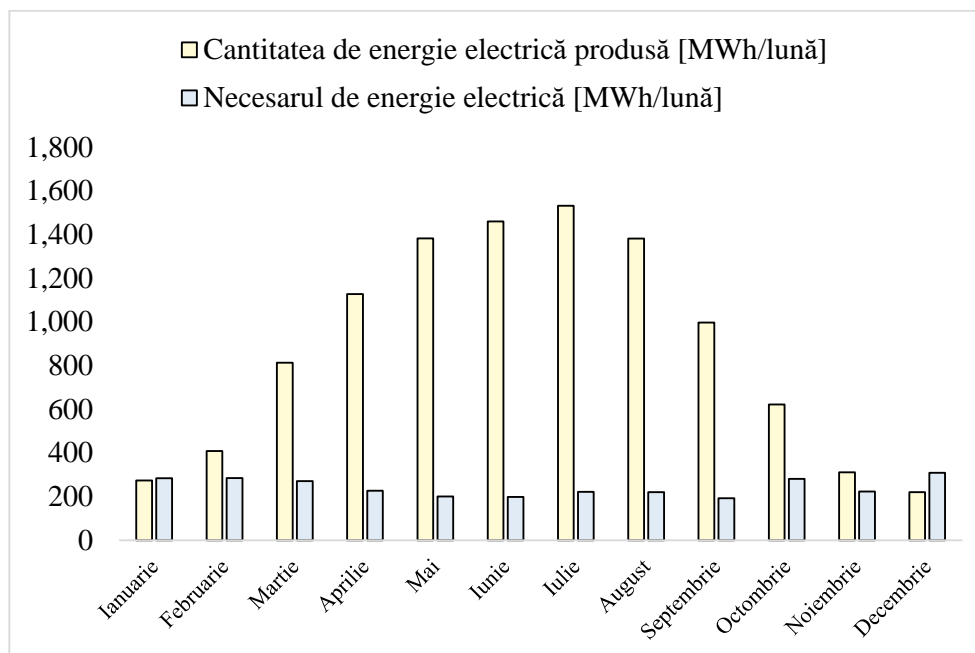


Figura 8.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 540 Wp + invertoare 300 kW, orientare = SUD, înclinare = 25 grd.

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi (centralizat în

Tabelul 8.1):

- Producția netă de energie primară (în primul an de funcționare) de: **394,16 t.e.p./an din surse regenerabile;**
- Producția netă totală de energie electrică de **86.623,20 MWh într-o perioadă de 20 de ani;**
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **53.004,74 tone de CO2 echivalent într-o perioadă de 20 ani** (considerând un factor de conversie de 0,6119 tone CO₂ echivalent/MWh);
- Asigurarea unei producții nete de energie electrică (totale) de: **4583,24 MWh/an (99,99% din necesar)** în primul an de funcționare;
- Factor de capacitate: **12,68%, medie pe 20 de ani.**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **3.961,44 kWp / 3.900 kW AC.**

Realizarea lucrărilor prevăzute în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate va duce la îndeplinirea cerințelor din Caietul de Sarcini și la dezvoltarea **Primăriei BISTRITA** 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,
- reducerea volatilității rezultatelor financiare datorită unei mai bune gestionări a costurilor generate de achiziția de energie electrică și reducerii impactului fluctuației prețurilor specifice acestei piețe asupra profitabilității companiei.

Tabelul 8.1 – Indicatori de rezultat la nivel de proiect

ID	Indicator	Valoare	Unitate de masura
Indicatorul I.1 – realizare	Capacitate nou instalată în producerea energiei din surse regenerabile	3,9	MW _{AC}
Indicatorul I.2 – rezultat*	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră	2.650,24	tone CO ₂ ^{echivalent} /an
Indicatorul I.3 – rezultat*	Producția medie netă de energie electrică din surse regenerabile	4.331,16	MWh/an
Indicatorul I.4 – rezultat*	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	86.623,20	MWh/20 de ani
Indicatorul I.5 – rezultat*	Factorul de capacitate al centralei electrice	12,68	%

* Valoarea medie pe perioada de referință (20 de ani) – ține cont de degradarea modulelor PV

BIBLIOGRAFIE

- [1] D. G. p. A. A. Comisia Europeană, „Îndrumări asupra interpretării Anexei I din Directiva EU ETS (în afară de activitățile legate de aviație),” 2010.
- [2] „EIB,” [Interactiv]. Available: <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy>. [Accesat 03 05 2021].
- [3] G. României, „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030,” 2021.
- [4] A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- [5] M. F. R. M. F. A. S. A. H. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin, „A review on peak load shavings strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- [6] Z. M. V. M. ș. V. S. Rahimi A., „A simple and effective approach for peak load shaving using Battery Storage Systems,” *Proceedings of the North American Power Symposium, IEEE*, pp. 1-5, 2013.
- [7] S. S. ș. C. S., „Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renewable Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- [8] L. Y. M. S. Chua K.H., „Energy Storage systems for peak shaving,” *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 10, pp. 3-18, 2016.
- [9] V. d. B. K. ș. D. E., „Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs,” *Energy Conversion Management*, vol. 97, pp. 70-75, 2015.
- [10] A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- [11] G. României, „PNRR,” 24 01 2022. [Interactiv]. Available: <https://mfe.gov.ro/pnrr/>.
- [12] [Interactiv]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH>. [Accesat 04 08 2021].
- [13] „IPIECA,” [Interactiv]. Available: <https://www.ipieca.org>. [Accesat 30 March 2022].

- [14] „WARTSILA,” [Interactiv]. Available: <https://www.wartsila.Municipiului> [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.PandEDS 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: KEDS 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 IAȘI, 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.

**ADEVERINȚA NR. 202010348 / 22-oct.-20 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT****Gradul și Tipul IIIA,IIIB****Numele Varga****Prenumele Vasile****CNP 1821108314004**

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.

Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/ sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

 Data vizării 22-oct.-20	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 22-oct.-25	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

AUTORIZAȚIE AUDITOR
ENERGETIC

Nr. 0111 din 03.08.2022

În baza Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, se acordă autorizația de auditor energetic domnului **GHEORGHIU CRISTIAN**, CNP 1930503105020, cu domiciliul în sectorul 6, localitatea București, strada Pravăț, nr. 8, bl. P5, sc. H, ap. 143, prin care se recunoaște calitatea de

AUDITOR ENERGETIC AUTORIZAT CLASA I
COMPLEX

Autorizația de auditor energetic este valabilă numai pentru tipul și clasa de audit energetic, precizate mai sus, servind pentru dovedirea competenței tehnice de specialitate a posesorului, în vederea elaborării de audituri energetice.

Autorizația de auditor energetic este valabilă 3 ani de la data emiterii. Prolungirea valabilității autorizației de auditor energetic se face la cererea titularului, cu respectarea prevederilor legislației aplicabile. Autorizația de auditor energetic este netransmisibilă.



Direcția Eficiență
Energetică,

Daniela Barbu

Centrul de Pregătire
Personalul din Industrie,

Director General
Trinel Chiță

De la 14/08/2019 până la 13/08/2022 a fost valabilă autorizația nr. 686. De la 14/08/2022 este valabilă această autorizație.

AUTORIZAȚIE AUDITOR ENERGETIC

Nr. 0111 din 03.08.2022

În baza Legii 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare, se acordă autorizația de auditor energetic domnului **GHEORGHIU CRISTIAN**, CNP 1930503105020, cu domiciliul în sectorul 6, localitatea București, strada Pravăț, nr. 8, bl. P5, sc. H, ap. 143, prin care se recunoaște calitatea de

AUDITOR ENERGETIC AUTORIZAT CLASA I
COMPLEX

Autorizația de auditor energetic este valabilă numai pentru tipul și clasa de audit energetic precizate mai sus, servind pentru dovedirea competenței tehnice de specialitate a posesorului, în vederea elaborării de audituri energetice.

Autorizația de auditor energetic este valabilă 3 ani de la data emiterii.

Prolungirea valabilității autorizației de auditor energetic se face la cererea titularului, cu respectarea prevederilor legislației aplicabile.

Autorizația de auditor energetic este netransmisibilă.



Secretar de Stat

Pavel-Casian Nitulescu

Direcția Eficiență Energetică,

Daniela Barbu

Centrul de Pregătire

pentru Personalul din Industrie,

Director General

Trinel Chiță

De la 14/08/2019 până la 13/08/2022 a fost valabilă autorizația nr. 686. De la 14/08/2022 este valabilă această autorizație.



EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 93614 Bistrița

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Extravilan

Adresa: Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	93614	47.593	Teren neimprejmuț;

B. Partea II. Proprietari și acte

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
40188 / 11/07/2023		
Act Normativ nr. 527, din 02/06/2010 emis de Guvernul României; Inscris Sub Semnatura Privata nr. 26, din 11/07/2023 emis de Șugar Vasile Florin; Act Administrativ nr. 66593, din 30/06/2023 emis de Municipiul Bistrita;		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATE, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1
1) MUNICIPIUL BISTRITA , CIF:4347569, domeniul public		

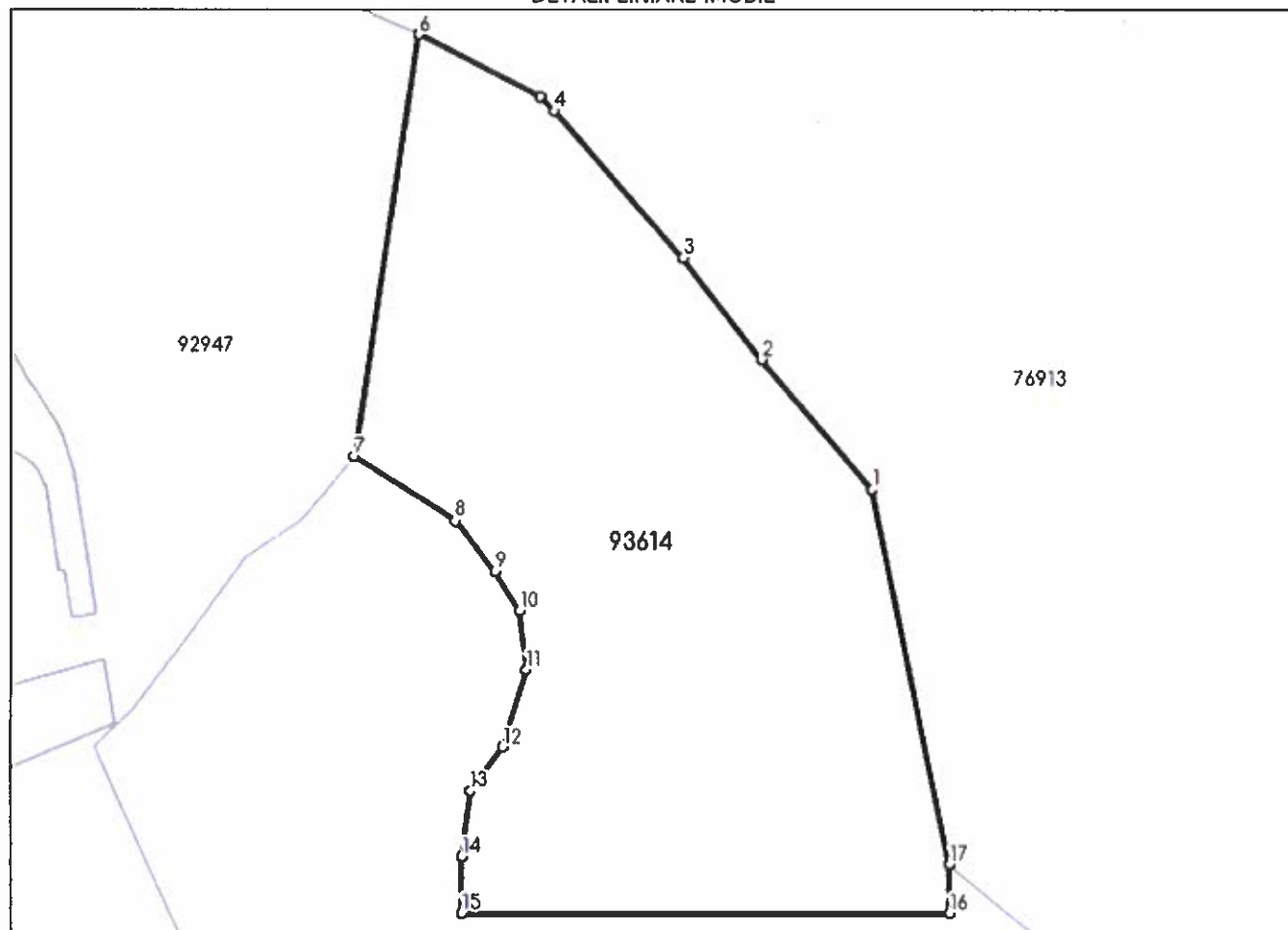
C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini	Referințe
NU SUNT	

Anexa Nr. 1 La Partea I**Teren**

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
93614	47.593	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL**Date referitoare la teren**

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	pasune	NU	47.593	-	-	-	

Lungime Segmente

1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (m)
1	2	66.151
2	3	50.116
3	4	75.748
4	5	7.9
5	6	53.628
6	7	166.002

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (m)
7	8	46.399
8	9	25.206
9	10	18.062
10	11	23.171
11	12	31.299
12	13	21.591
13	14	25.632
14	15	21.877
15	16	190.345
16	17	18.971
17	1	149.161

** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecție Stereo 70 și sunt rotunjite la 1 milimetru.

*** Distanța dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.

Certific că prezentul extras corespunde cu pozițiile în vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.

Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum și pentru dezbateră succesiunilor, iar informațiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, în condițiile legii.

S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 272.

Data soluționării,

02-10-2023

Data eliberării,

__/__/__

Asistent Registrator,

MIHAELA-ELENA BIGU

(parafa și semnătura)

Referent,

(parafa și semnătura)

Report generated on

PVGIS-5 geo-temporal irradiation database

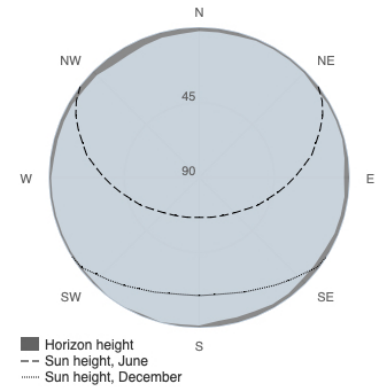
Provided inputs

Latitude/Longitude: 47.147,24.502
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 Start year: 2005
 End year: 2020

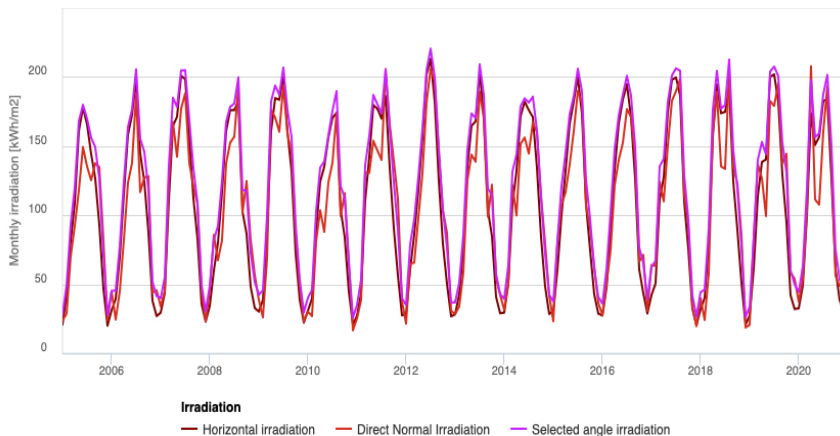
Variables included in this report:

Global horizontal irradiation: Yes
 Direct Normal Irradiation: Yes
 Global irradiation optimum angle: No
 Global irradiation at angle 20°: Yes
 Diffuse/global ratio: No
 Average temperature: Yes

Outline of horizon at chosen location:



Monthly solar irradiation estimates



Global horizontal irradiation

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	20.89	31.2	29.42	34.17	30.26	30.84	27.24	28.42	28.24	29.5	30.5	27.43	42.13	31.95	27.46	32.6
February	42.07	39.41	43.67	59.77	38.71	39.66	43.59	60.8	42.9	50.76	59.94	47.19	50.55	40.17	61.08	48.96
March	81.14	69.48	110.76	79.97	86.53	87.92	110.25	86.05	74.62	107.72	99.79	87.43	111.32	79.27	113.72	99.44
April	109.04	115.26	164.75	116.54	160.88	124.26	141.99	118.29	134.82	131.92	132.32	132.95	127.47	157.24	138.55	173.59
May	160.8	158.1	171.16	160.75	184.82	135	179.73	155.56	164.67	171.73	166.13	166.4	174.57	194.7	140.36	150.89
June	177.95	172.55	200.98	176.11	183.55	156.13	177.02	201.71	167.9	182.21	182.47	183.55	198.07	173.85	200.1	156.66
July	165.73	198.74	198.51	176.08	200.34	170.37	169.96	213.08	203.23	176.1	200.06	194.82	199.7	174.79	202.01	182.63
August	144.48	144.74	156.37	182.54	160.87	174.08	186.16	182.39	172.84	170.97	173.35	170.75	186.63	192.65	182.15	183.91
September	126.85	124.55	112.38	102.73	131.95	104.22	134.4	125.09	103.62	134.26	107.88	126.59	109.99	124.44	129.48	127.04
October	93.18	88	82.93	86.65	72.25	84.03	90.81	79.4	84.84	84.12	74.66	60.81	75.64	89.6	95.13	61.05
November	46.91	38.11	35.76	48.32	38.65	44.82	56.49	50.35	40.99	48.39	42.77	43.59	32.55	51.17	42.08	38.73
December	20.09	26.99	23.08	32.86	22.31	20.89	27.55	26.79	29.04	28.49	28.82	28.95	20.3	20.63	32.07	30.71

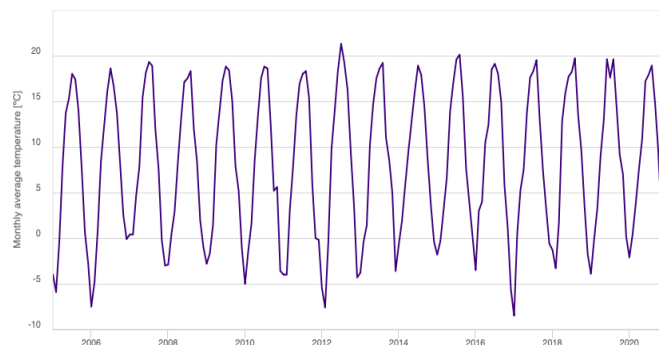
Direct Normal Irradiation

Month	2005	2006	2007	2008
January	23.88	45.02	34.04	45.77
February	28.69	24.48	45.31	85.75
March	70.23	44.76	125.83	67.43
April	92.47	82.14	167.44	81.86
May	117.91	123.43	142.36	137.44
June	149.33	137.76	177.02	152.56
July	135.37	187.5	188.16	156.78
August	125.34	116.83	137.84	194
September	137.55	127.32	121.13	101.56
October	134.8	128.17	108.31	124.73
November	82.34	43.99	45.24	82.36
December	23.97	45.57	23.3	56.99

Global irradiation at angle

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	28.12	45.11	39.98	48.79	42.49	40.21	34.82	35.18	36.93	39.51	37.71	36.05	62.44	44.31	33.67	44.37
February	49.36	45.57	54.97	82.21	45.53	46.09	53.42	78.88	51.14	63.69	80.97	60.57	67.1	46.16	83.24	62.91
March	93.14	77.76	135.78	92.11	99.56	102.72	136.24	97.09	86.03	131.41	120.93	102.03	135.43	90.38	140.14	118.97
April	120.43	124.42	185.03	125.12	182.48	134.55	157.32	127.56	147.49	144.01	145.26	148.23	140.82	176.26	153	197.79
May	168.17	163.98	178.45	167.61	193.92	138.87	187.03	162.44	173.61	179.01	173.18	172.33	181.99	204.44	144.06	156.46
June	179.84	176.53	204.76	178.59	187.15	157.66	180.22	204.98	170.22	184.58	186.13	187.45	201.18	177.15	203.96	159.2
July	169.94	205.52	204.97	180.74	206.9	175.56	173.88	220.49	209.22	181.51	206.01	200.89	206.31	179.8	207.64	187.6
August	156.06	155.39	169.28	199.73	176.14	189.84	205.33	200.16	187.05	185.82	189.6	186.72	204.61	212.67	200.75	201.49
September	149.42	146.01	134.05	118.39	156.84	121.12	162.7	148.2	119.17	161.44	125.55	149.92	129.2	147.3	152.69	150.65
October	126.48	118.82	109.03	117.64	93.04	112.77	124.31	104.08	114.75	112.04	97.18	76.71	97.5	119.77	130.98	75.25
November	71.45	51.75	49.55	72.82	53.55	65.06	89.49	76.89	57.47	72.19	61.42	65.41	41.99	77.51	60.15	53.6
December	27.75	41.62	30.56	51.67	29.74	26.05	39.87	36.81	42.84	42.22	40.83	39.22	26.59	26.47	49.95	47.84

Monthly average temperature



Monthly average temperature

Month	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
January	-4	-7.5	0.4	-2.9	-2.8	-5	-4	-5.5	-3.8	-0.7	-1.8	-3.5	-8.5	-1.3	-3.9	-2.1
February	-5.9	-4.8	0.4	0.4	-1.7	-1.4	-4	-7.6	-0.4	1.9	-0.3	3	0.6	-3.3	-0.1	0.4
March	-0.4	0.9	4.7	2.9	1.5	1.6	3.2	-0.4	1.4	5.8	3.1	4	5.3	1.7	3.3	3.8
April	7.8	8.4	7.8	8.2	10.2	8.5	7.9	9.8	10.3	9.5	6.7	10.5	7.5	12.8	9	7.6
May	13.7	12.3	15.4	12.9	13.8	13.3	13.4	14	14.7	12.8	13.8	12.4	13.7	15.9	12.9	10.9
June	15.3	16.1	18.1	17.1	17.3	17.5	16.9	18.4	17.5	16.1	17	18.5	17.6	17.7	19.6	17.2
July	18	18.6	19.3	17.5	18.8	18.8	18	21.3	18.6	18.9	19.6	19.1	18.3	18.2	17.6	17.9
August	17.4	16.6	18.9	18.3	18.4	18.6	18.3	19.2	19.2	17.9	20.1	18	19.5	19.7	19.6	18.9
September	13.9	13.7	11.9	12	15	12.5	15.3	16.3	11	14.4	15.5	14.9	13	13.5	14.4	14.9
October	7.6	8.1	7.6	8.4	7.9	5.2	5.9	9.5	8.6	8.7	7.7	5.8	7.5	9.6	9.1	9.7
November	0.6	2.5	-0.2	1.9	5.2	5.6	0	3.7	4.9	3.7	4	1.2	3.3	3.5	7	2.4
December	-2.7	-0.1	-3	-1	-1.1	-3.6	-0.2	-4.3	-3.6	-0.4	0.3	-5.6	-0.6	-1.8	0.2	1.5

Hi-MO

LRS-72HPH

53S SSSM

- Bazat pe wafer MIO, cea mai bună alegere pentru centrale electrice mari
- Tehnologia avansată a modulelor oferă o eficiență superioară a modulelor
- Performanță excelentă de generare a energiei în aer liber
- Calitatea înaltă a modului asigură fiabilitatea pe termen lung



12 ani garanție pentru materiale și procesare



25 de ani garanție pentru putere de ieșire suplimentară liniară

Certificări complete de sistem și produse

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730

ISO9001:2015: ISO Quality Management System

ISO14001: 2015: ISO Environment Management System

ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety

IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGi



C - US

CE

21.7%
EFICIENȚA MAXIMĂ
MODUL

0~3%
TOLERANȚA
PUTERII

<2%
DEGRADARE
A PUTERII ÎN PRIMUL AN

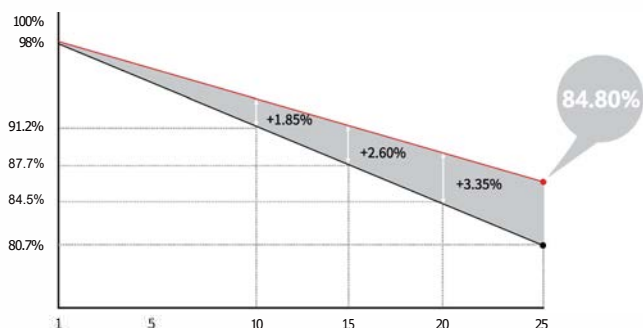
0.55%
DEGRADARE
ANII 2-25

HALF-CELL

Temperatura de funcționare mai scăzută

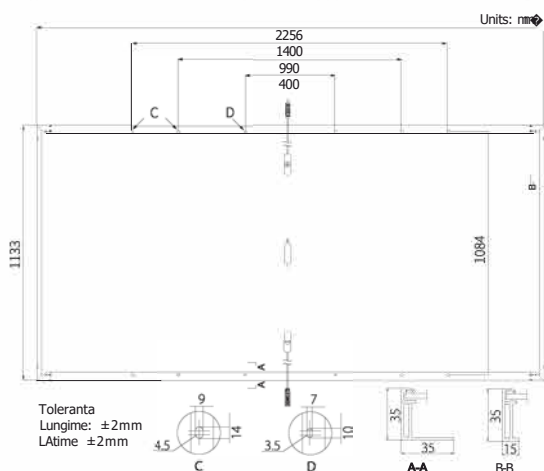
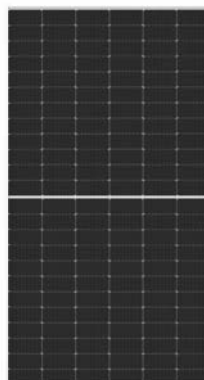
Valoare suplimentară

25 de ani garanție pentru putere



Parametri mecanici

Orientarea celulei	144 (6X24)
Cutie de distribuție	IP68, trei diode
Cablu de ieșire	4mm', +400, -200mm/±1400mm lungimea poate fi customizată
Sticlă	Sticlă simplă, sticlă calită acoperită de 3,2 mm
Cadru	Cadru din aliaj de aluminiu anodizat
Greutate	27.2kg
Dimensiune	2256X1133X35mm
Ambalare	31pcs per palet/ 155pcs per 20' GP/ 620pcs per 40' HC



Caracteristici electrice

STC: AMI.5 1000W/m² 25°C NOCT: AMI.5 800W/m² 20°C Im/s Incertitudinea testării pentru Pmax: ±3%

Tip Modul	LRS-72HPH-535M		LRS-72HPH-540M		LRS-72HPH-545M		LRS-72HPH-550M		LRS-72HPH-555M	
Condiții de testare	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Putere maximă (Pmax/W)	535	399.9	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8
Tensiune circuit deschis (Voc/V)	49.35	46.40	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97
Scurt circuit (Isc/A)	13.78	11.14	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35
Tensiune la putere maximă (Vmp/V)	41.50	38.55	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11
Curent la putere maximă (Imp/A)	12.90	10.38	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61
Efficiența modulului (%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7	

Parametri de funcționare

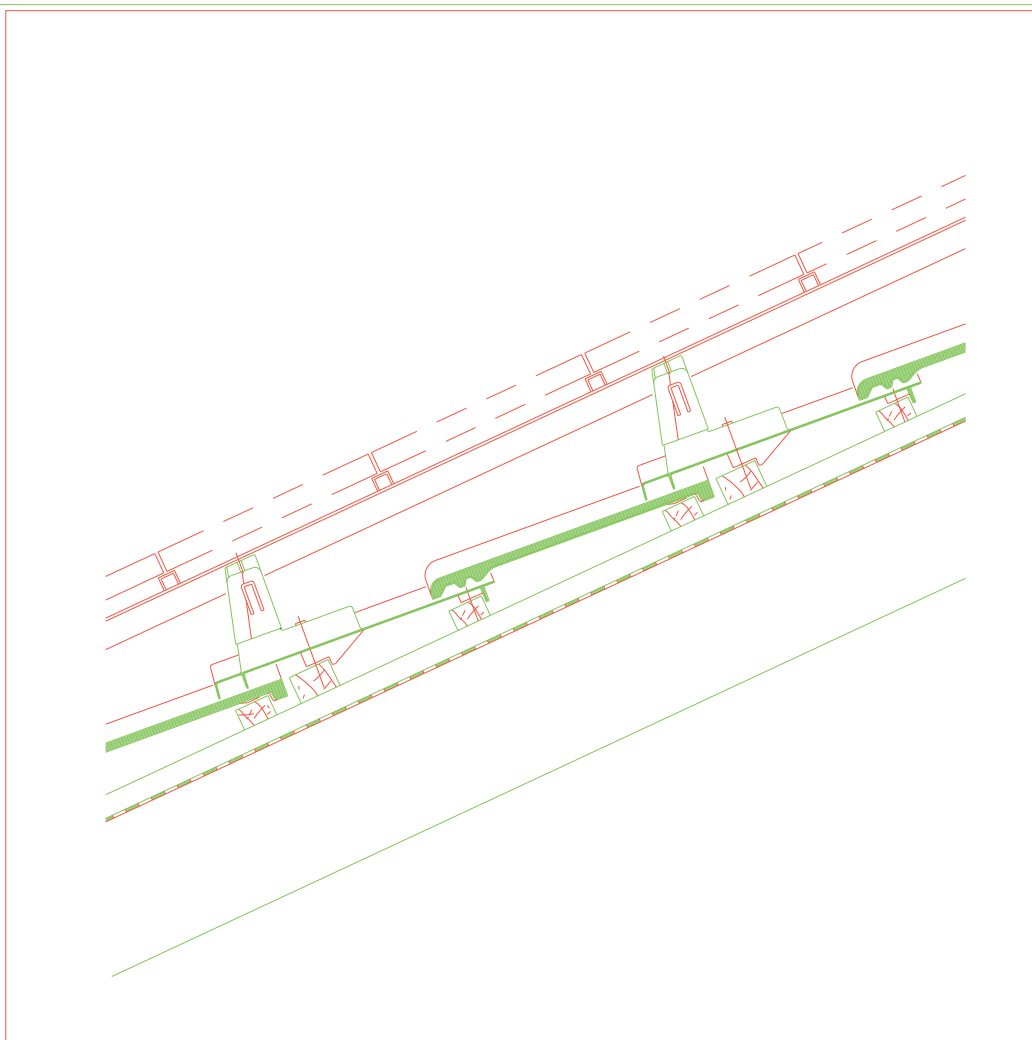
Temperatura de operare	-40°C ~ +85°C
Toleranță putere de ieșire	0~3%
Toleranță Voc and Isc	±3%
Tensiunea maximă a sistemului	DC1500V (IEC/UL)
Valoarea maximă a siguranței în serie	25A
Temperatura nominală de funcționare a celulei	45 ± 2' (
Clasa de protecție	Class II
Fire Rating	ULtype 1 or 2 IEC Class C

Încărcare mecanică

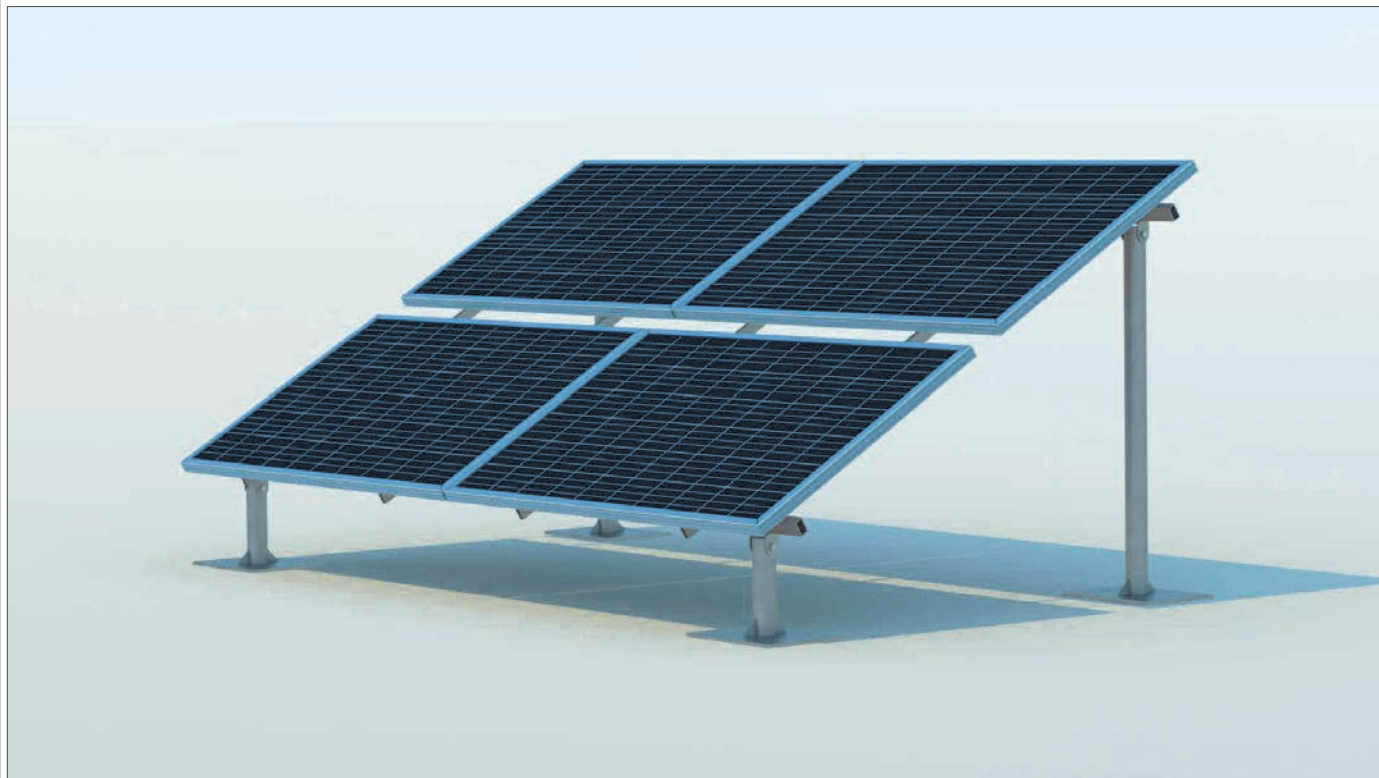
Încărcare statică maximă din față	5400Pa
Încărcare statică maximă pe partea din spate	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone la viteza de 23m/s

Ratings de temperatura (STC)

Coefficientul de temperatură al Isc	+0.050%/°C
Coefficientul de temperatură al Voc	-0.265%/°C
Coefficientul de temperatură al Pmax	-0.340%/°C



Beneficiar:	Profil transversal - Structură de montaj PV - acoperiş țiglă Scara: 1:200
Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.	
Desenat:	
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU	
Data: 03.11.2023	

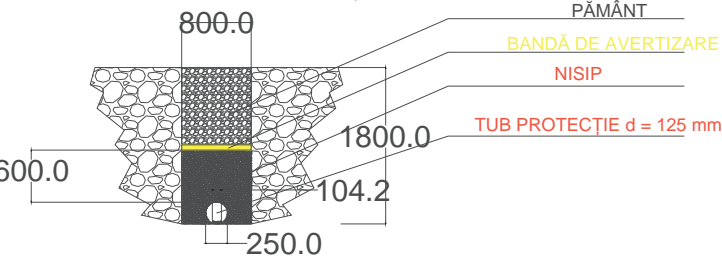


Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.

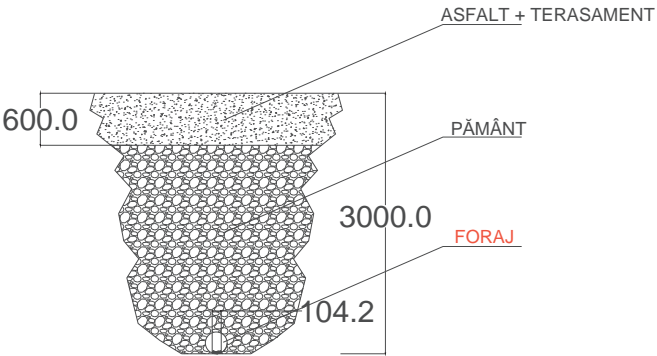
Desenat:
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU
Data: 07.11.2023

Profil transversal - 3D - structură de montaj 2Landscape

PROFIL TRANSVERSAL- ȘANȚ



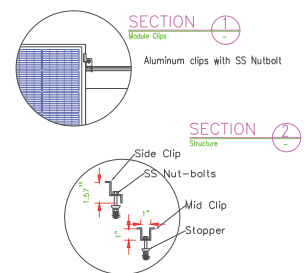
PROFIL TRANSVERSAL- FORAJ



Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.
Desenat:
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU
Data: 03.11.2023

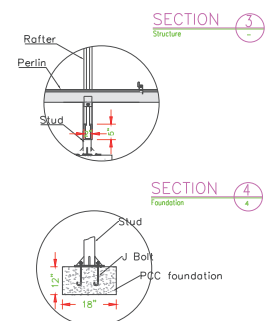
Profil transversal - Săpături pozare LEC 20 kV
Scara: 1:200

A diagram of a three-span continuous beam. The beam is supported by two intermediate piers, creating three equal spans. The total length of the beam is 27 feet. The dimensions of the spans are indicated by red arrows at the bottom: the first span is 9 feet 1 inch, the second span is 9 feet 1 inch, and the third span is 9 feet 1 inch. The beam is shown with a grid of reinforcement bars (rebar) and is supported by two piers. The piers are labeled with '2'-5" and '2'-5"', indicating the width of the piers. The beam is shown with a grid of reinforcement bars (rebar) and is supported by two piers. The piers are labeled with '2'-5" and '2'-5"', indicating the width of the piers.



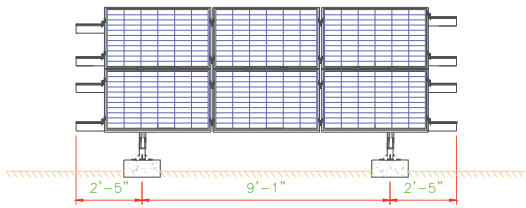
Technical drawing of a roof truss system. The drawing shows a cross-section of the roof with various dimensions and components labeled. The roof is supported by four vertical posts. The dimensions are as follows:

- Roof slope: 8° on the left and 2° on the right.
- Horizontal dimensions (from left to right):
 - 7'-3 3/4"
 - 9'-2 1/2"
 - 7'-3 3/4"
- Roof dimensions (from left to right):
 - 5'-6"
 - 1'-7 1/2"
 - 1'-7 1/2"
 - 1'-7 1/2"
 - 7'-10"
 - 7'-10"
 - 5'-6"
- Vertical dimensions (from left to right):
 - 1 1/2"
 - 10'-1 1/2"
 - 14'-10"
 - 14'-10"
 - 14'-10"
 - 1 1/2"
- Other labels: C3, 1'-7 1/2", 1'-7 1/2", 1'-7 1/2", 7'-10", 7'-10", 5'-6", 1 1/2", 10'-1 1/2", 14'-10", 14'-10", 14'-10", 1 1/2", 8°, 2°.

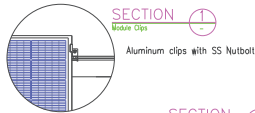
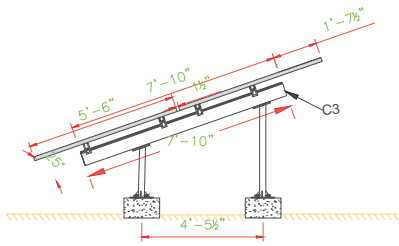


Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L. Desenat: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU Data: 03.11.2023	Profil transversal - Structură de montaj PV - EST-VEST sol (3L +3L) Scara: 1:200
--	---

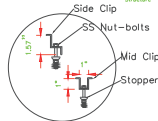
Vedere din față



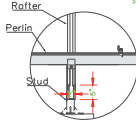
Vedere din lateral



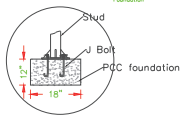
SECTION 2



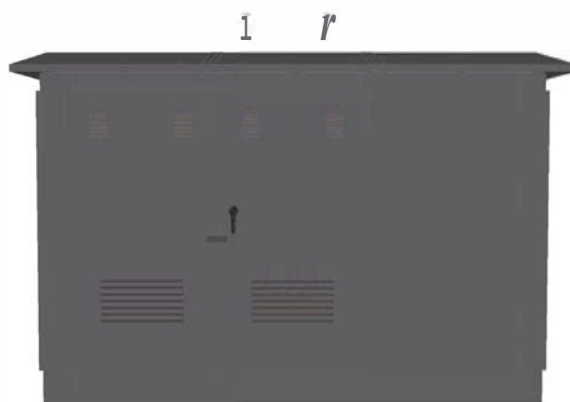
SECTION 3



SECTION 4



Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.	Profil transversal - Structură de montaj PV
Desenat:	Scara: 1:200
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU	
Data: 03.11.2023	



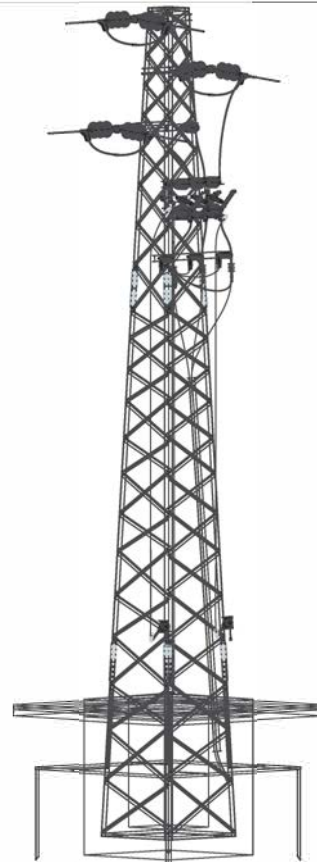
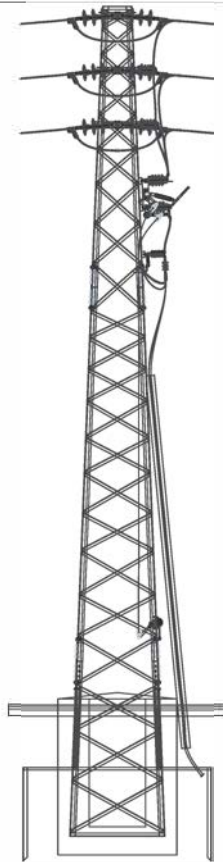
Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.

Desenat:

Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

Data: 07.11.2023

PLAN AMPLASAMENT: *Post de Transformare 20 kV*

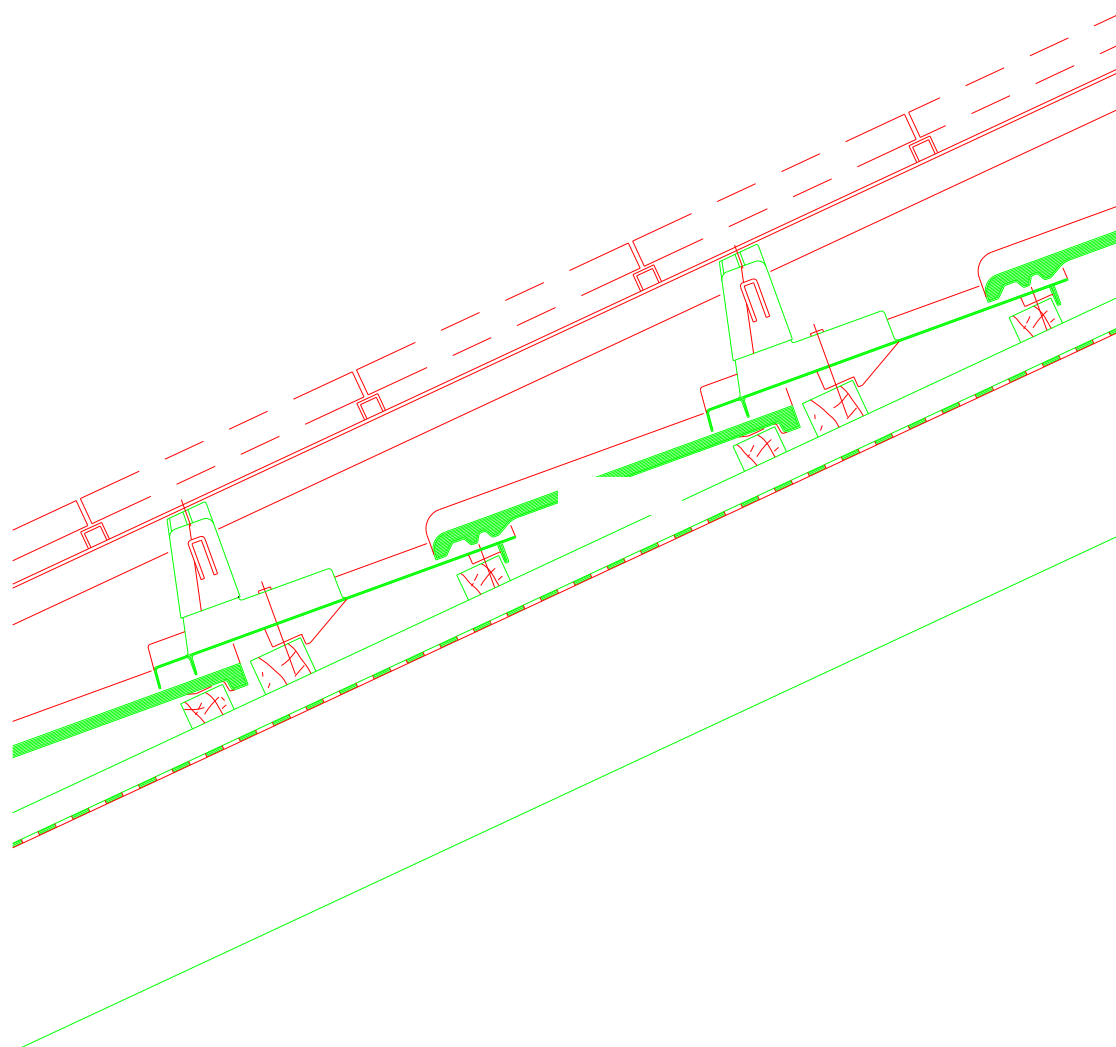


Prestator: EDS Energy Efficiency SRL

Desenal:
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU
Data: 03.11.2023

Profil transversal - Stalp LEA 20 kV

Scara: 1:200



Beneficiar:

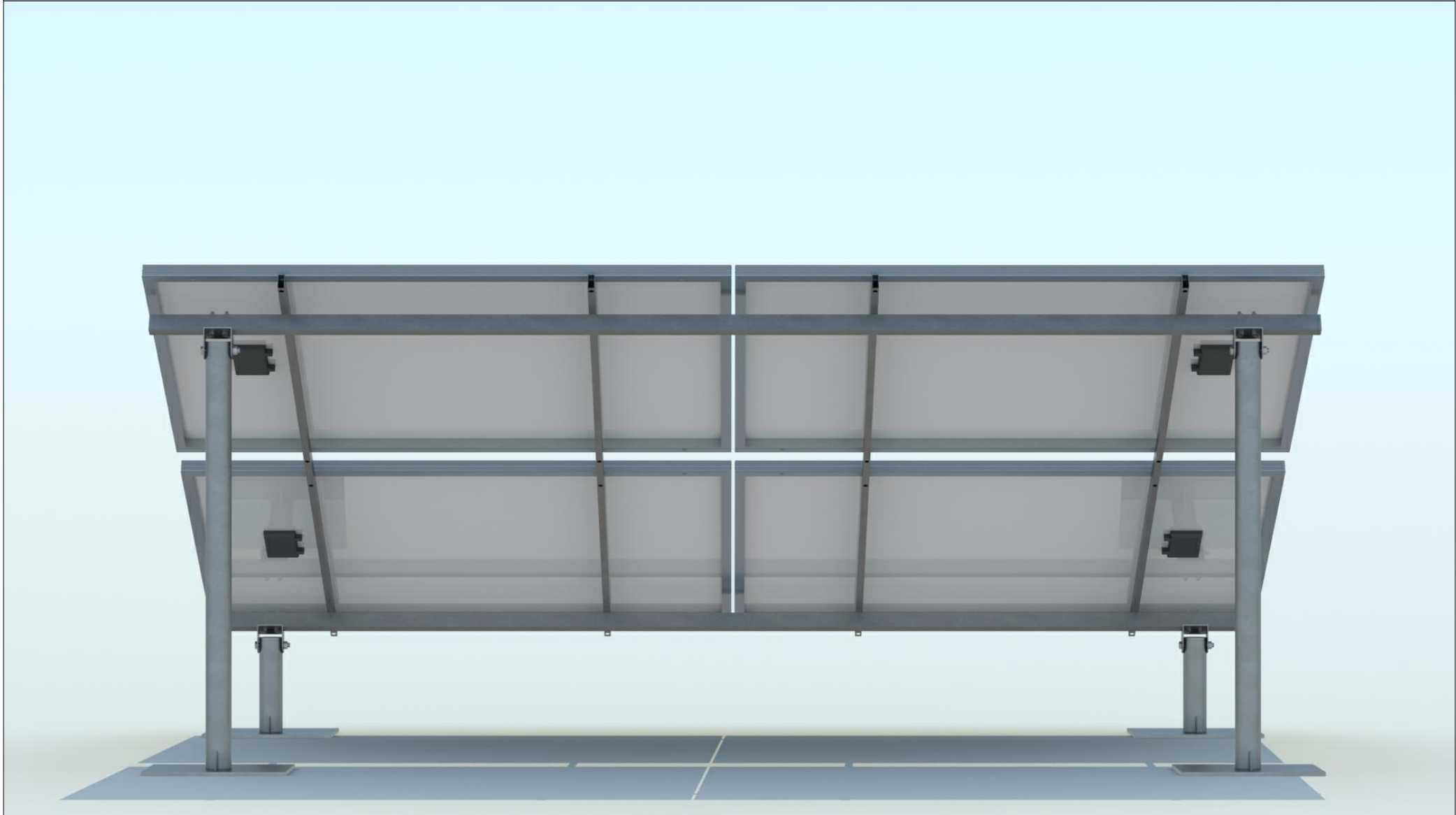
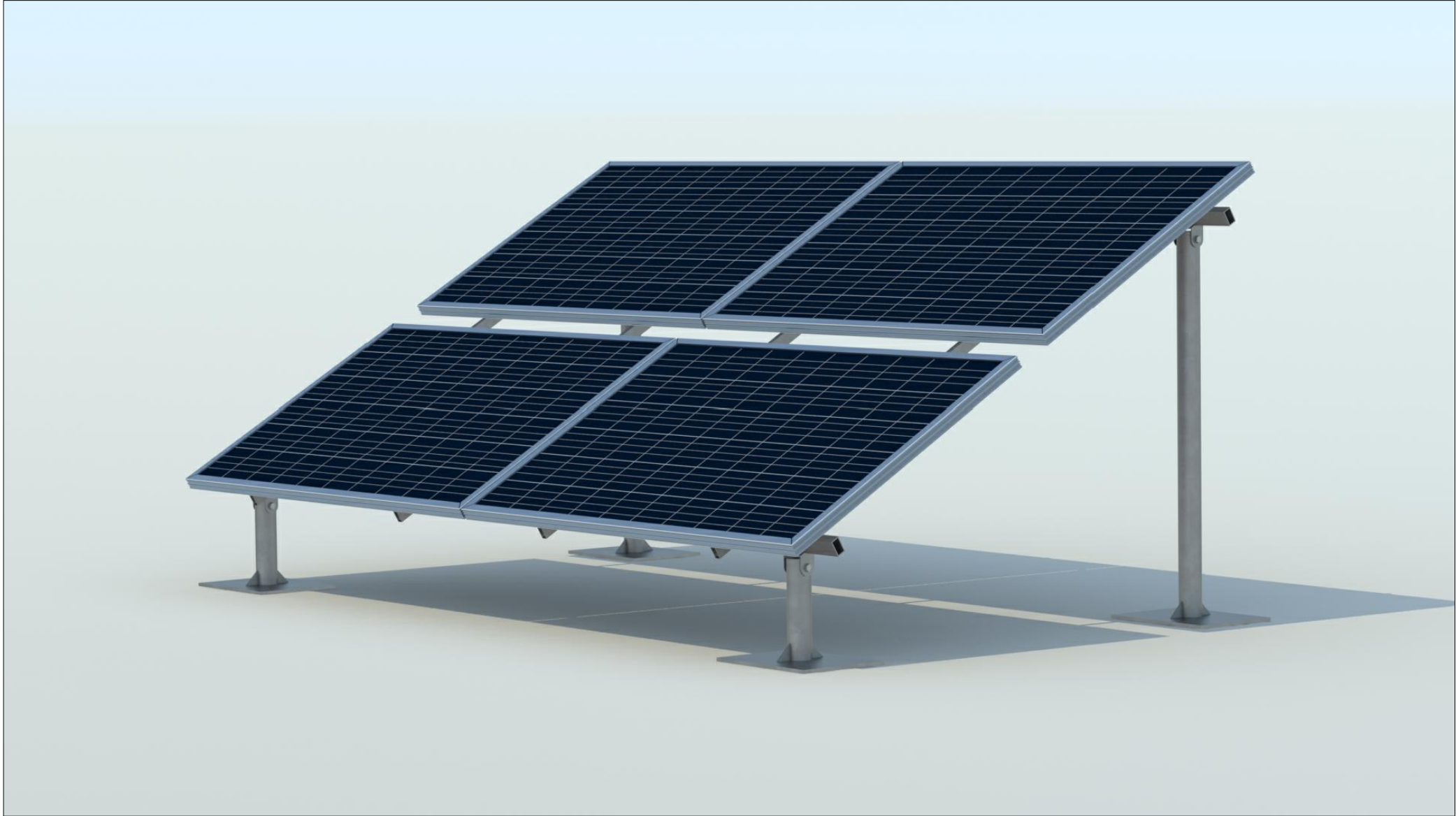
Prestator: **EDS Energy Efficiency S.R.L.**

Desenat:

Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

Data: **03.11.2023**

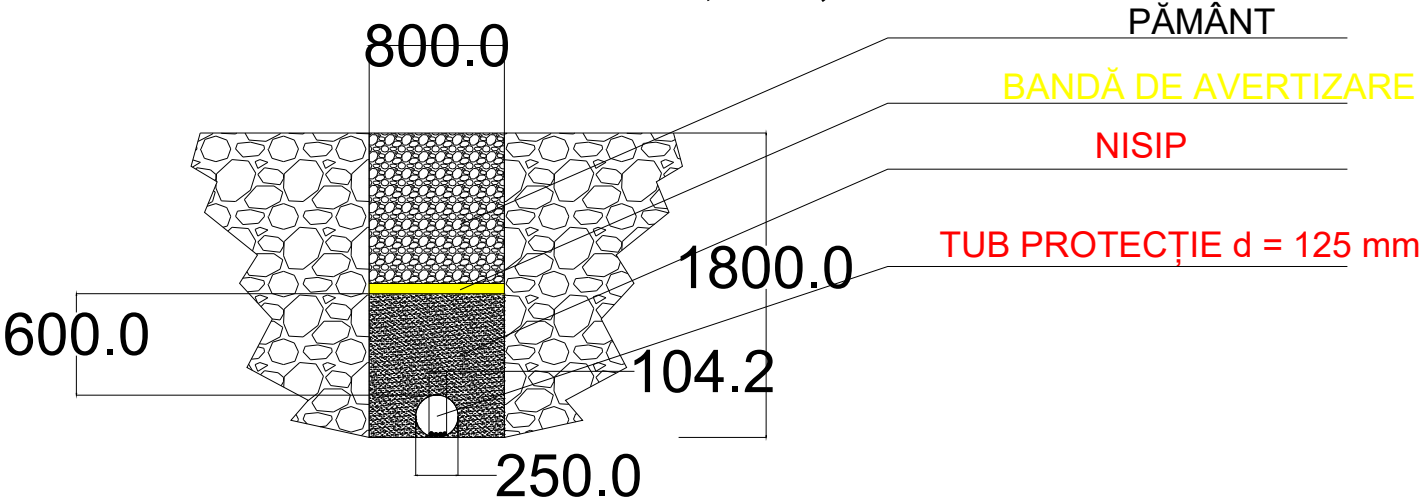
Profil transversal - Structură de montaj PV - acoperiş țiglă
Scara: 1:200



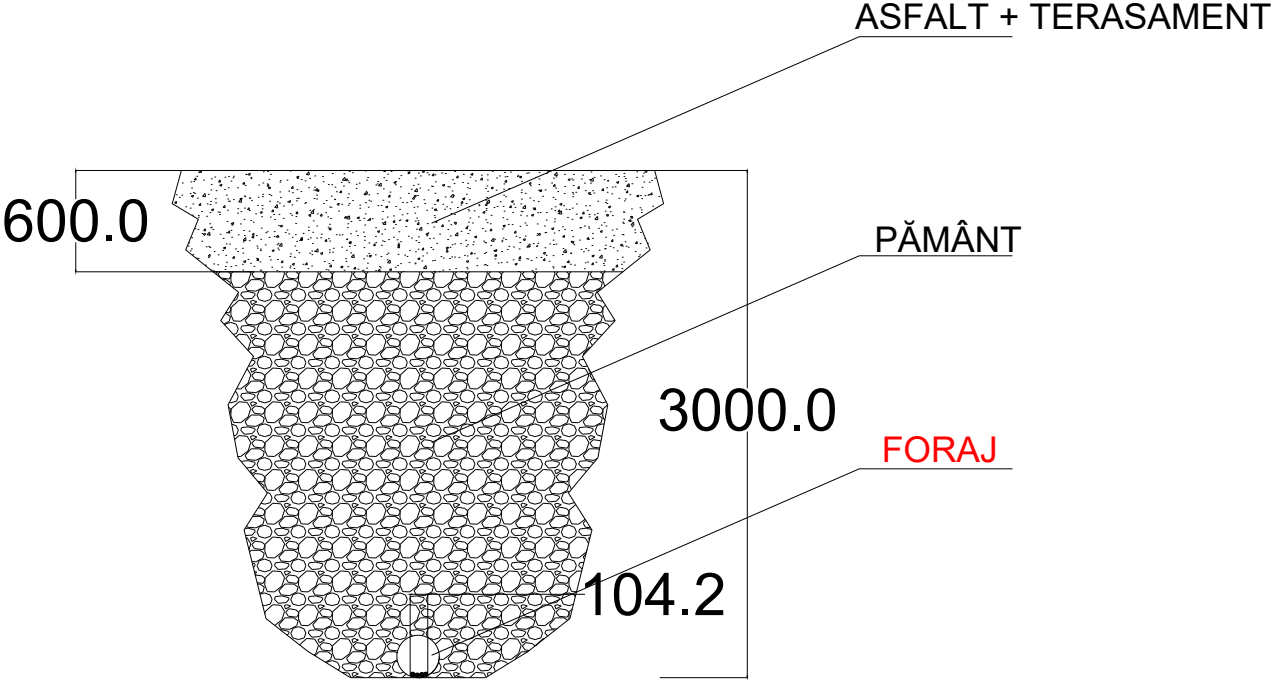
Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.
Desenat:
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU
Data: 07.11.2023

Profil transversal - 3D - structură de montaj 2Landscape

PROFIL TRANSVERSAL- ȘANȚ

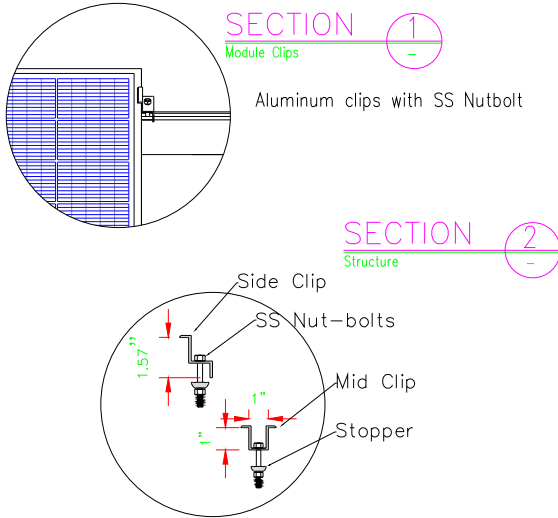
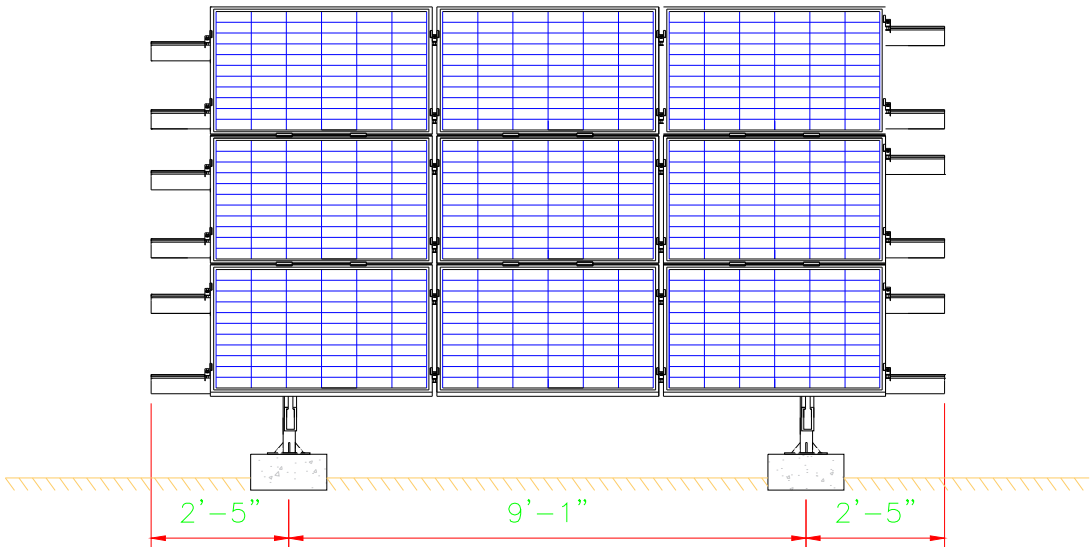


PROFIL TRANSVERSAL- FORAJ

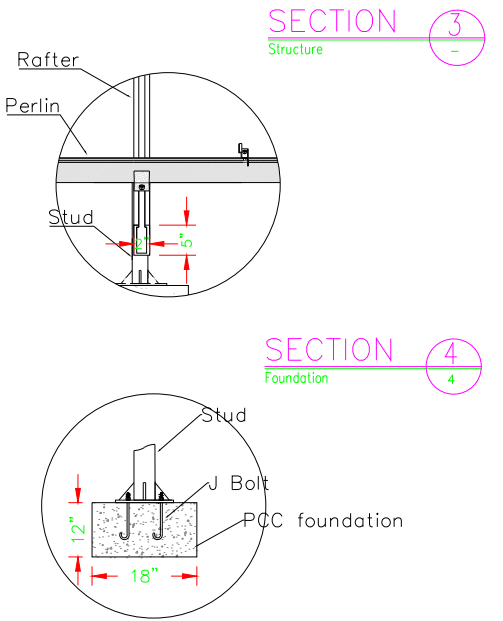
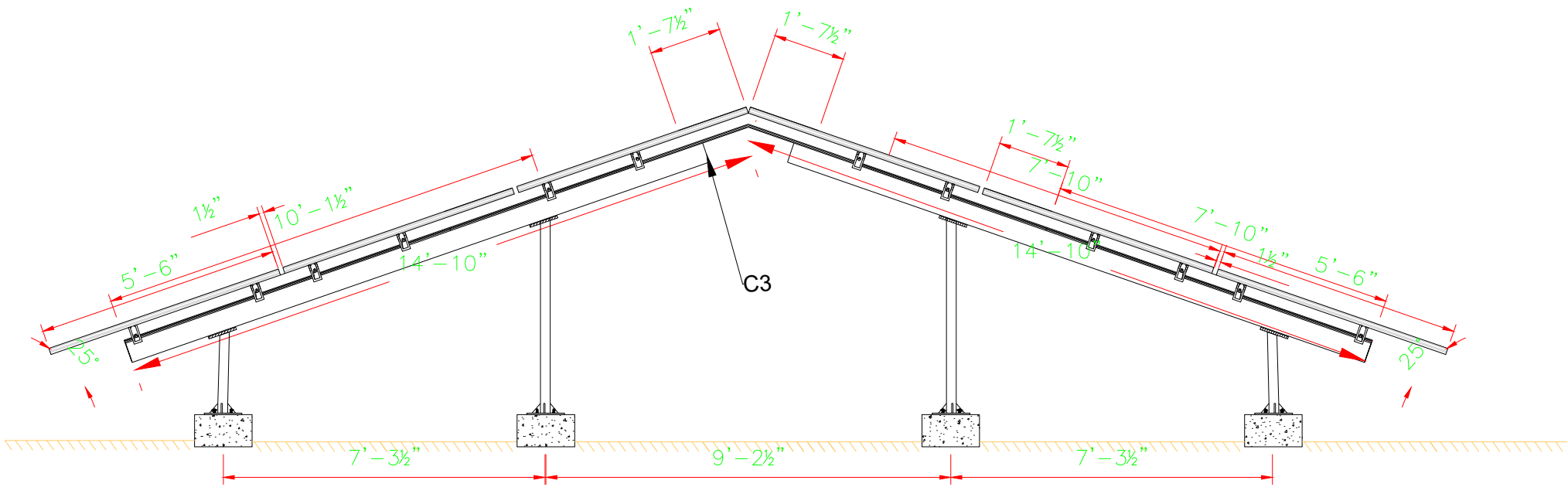


EDS Energy Efficiency S.R.L.	Profil transversal - Săpături pozare LEC 20 kV
Desenat: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU Data: 03.11.2023	Scara: 1:200

Vedere din față

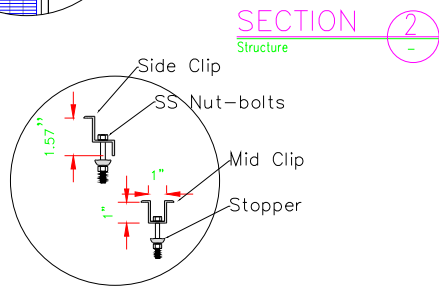
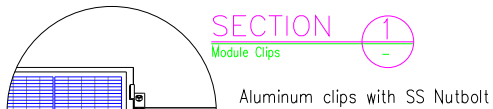
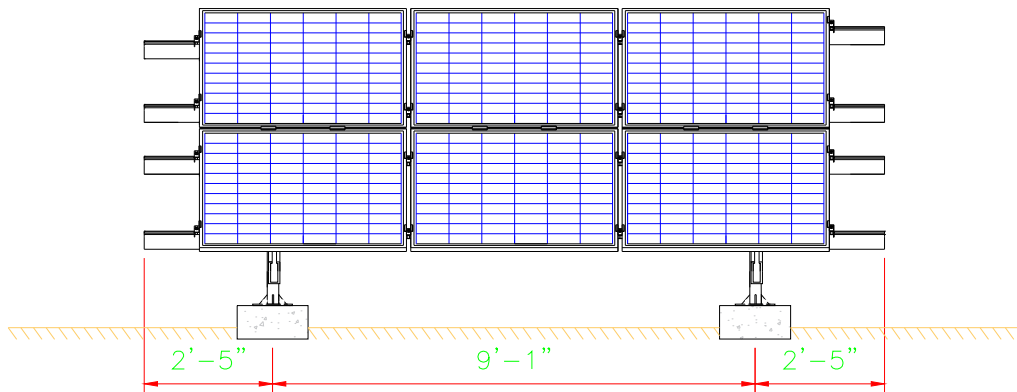


Vedere din lateral

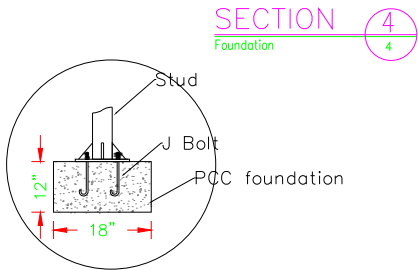
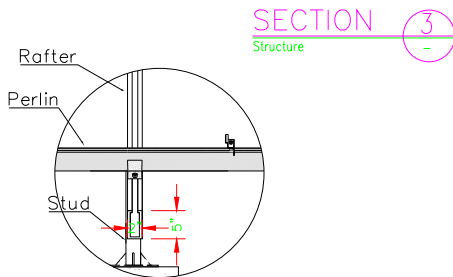
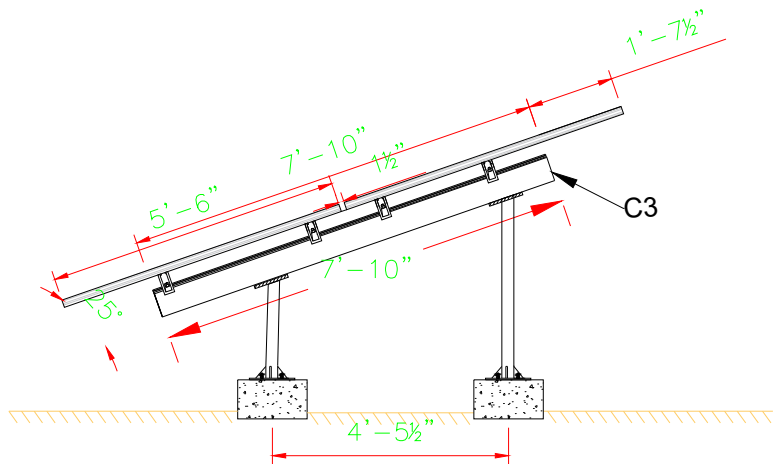


Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.	Profil transversal - Structură de montaj PV - EST-VEST sol (3L +3L)
Desenat: Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU	Scara: 1:200
Data: 03.11.2023	

Vedere din față

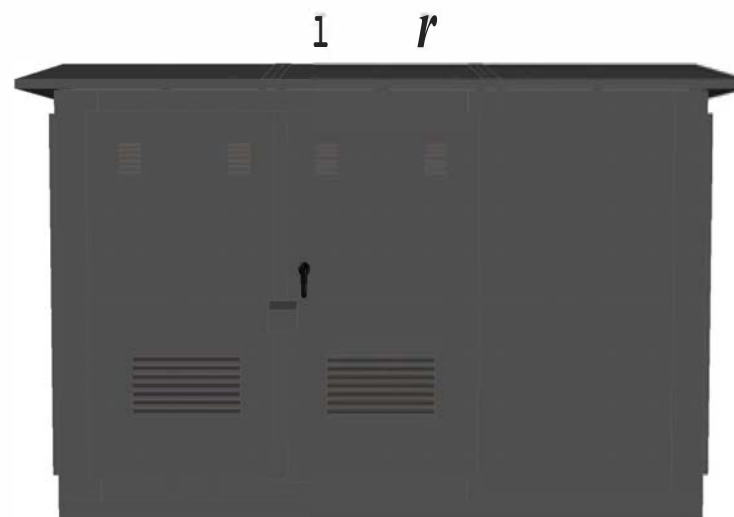


Vedere din lateral



Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.
Desenat:
Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU
Data: 03.11.2023

Profil transversal - Structură de montaj PV
Scara: 1:200



Prestator: EDS Energy Efficiency S.R.L.

Desenat:

Dr. Dipl. Ing. Cristian GHEORGHIU

Data: 07.11.2023

PLAN AMPLASAMENT: *Post de Transformare 20 kV*

SUN2000-330KTL-H1

Smart String Inverter



Eficiență max.
≥99,0%



Ventilator inteligent cu
autocurățare



Conector inteligent DC cu
senzor de temperatură



Separator inteligent la nivel
de șir (SSLD)



Senzor de curent de înaltă
precizie pe fiecare șir



Acceptă diagnoza de tip
Smart IV



Clasa de protecție IP 66



Descărcătoare de supratensiune
pentru DC și AC

Curba de eficiență

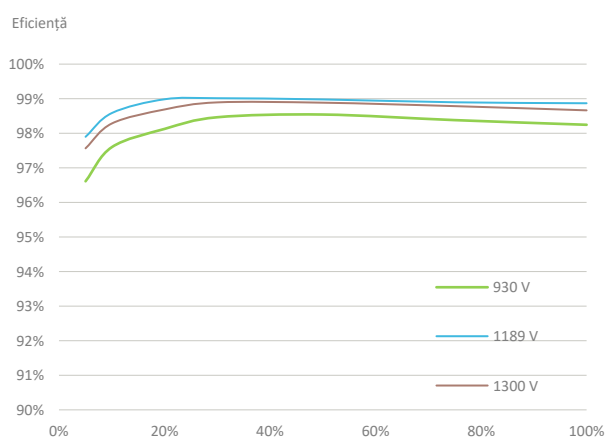
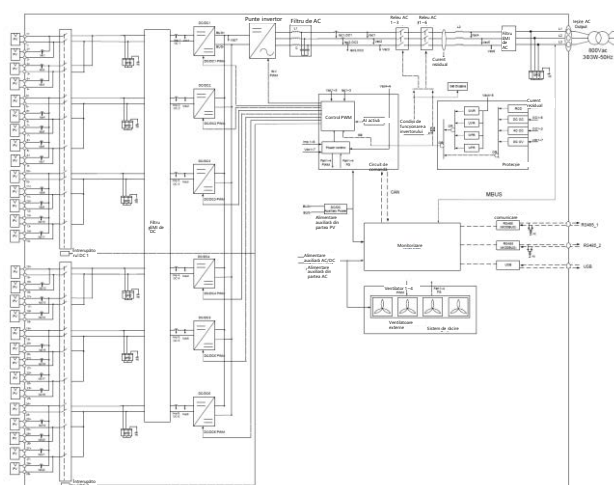


Diagrama circuitului



www.skesolarinverters.ro



SOLAR.HUAWEI.COM

Strada Popa Nan nr. 187
Sector 3, Bucuresti

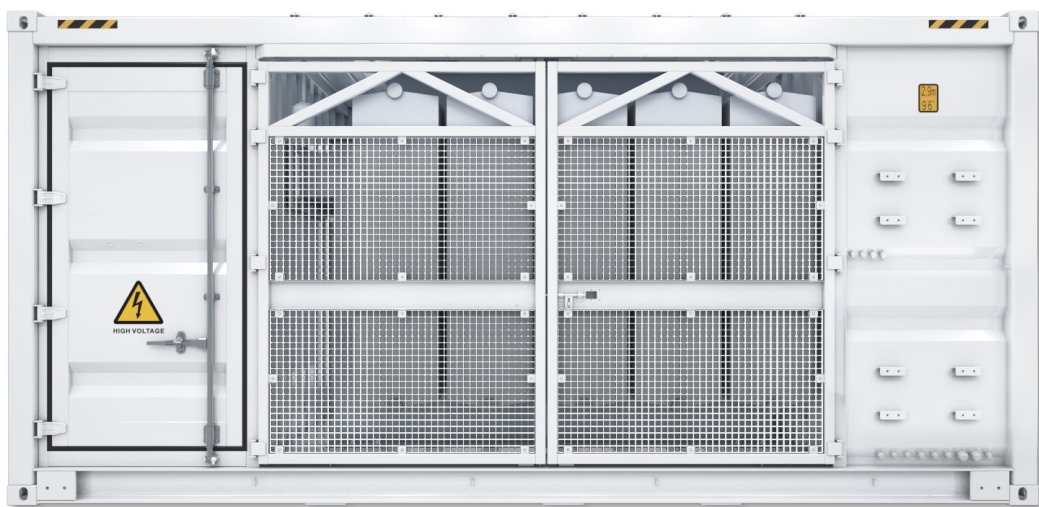
contact@skesolarinverters.ro

Specificații tehnice

Eficiență	
Eficiență max.	≥99,0%
Eficiența conform standardelor europene	≥98,8%
Intrare	
Tensiune de intrare max.	1.500 V
Numărul de MPPT-uri	6
Curent max. per MPPT	65 A
Curent max. de scurtcircuit per MPPT	115 A
Max. Intrări PV per MPPT	4/5/5/4/5/5
Tensiune de pornire	550 V
Interval tensiune de funcționare MPPT	500 V ~ 1.500 V
Tensiunea nominală de intrare	1.080 V
Ieșire	
Putere activă nominală AC	300.000 W
Puterea max. aparentă AC	330.000 VA
Puterea max. activă AC (cosφ = 1)	330.000 W
Tensiunea nominală de ieșire	800 V, 3W + PE
Frecvența nominală a rețelei AC	50 Hz / 60 Hz
Curent nominal de ieșire	216,6 A
Curent max. de ieșire	238,2 A
Intervalul de reglare a factorului de putere	0,8 LG ... 0,8 LD
Distorsiune armonică totală	< 1%
Protecție	
Separator inteligent la nivel de șir (SSLD)	Da
Protecție anti-insularizare	Da
Protecție la supracurent AC	Da
Protecție împotriva polarității inverse DC	Da
Monitorizarea defecțiunilor la nivel de șir	Da
Descărcător de supratensiune DC	Tip II
Descărcător de supratensiune AC	Tip II
Detectarea rezistenței de izolație DC	Da
Protecție la defect AC pe împământare	Da
Unitate de monitorizare a curentului rezidual	Da
Comunicare	
Afișaj	Indicatoare LED; WLAN + aplicație
USB	Da
MBUS	Da
RS485	Da
Generalități	
Dimensiuni (l × î × A)	1.048 x 732 x 395 mm
Greutate (cu placa de montaj)	≤112 kg
Interval temperatură de funcționare	-25°C ~ 60°C
Metodă de răcire	Răcire inteligentă cu aer (Smart Air Cooling)
Altitudinea max. de funcționare fără limitare	4.000 m (13.123 ft.)
Umiditate relativă	0 ~ 100%
Conector AC	Conector impermeabil + papuc electric OT/DT
Clasa de protecție	IP 66
Topologie	Fără transformator

JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1

Smart Transformer Station



Simple

Prefabricated and Pre-tested, No Internal Cabling Needed Onsite
Compact 20' HC Container Design for Easy Transportation



Efficient

High Efficiency Transformer for Higher Yields
Lower Self-consumption for Higher Yields



Smart

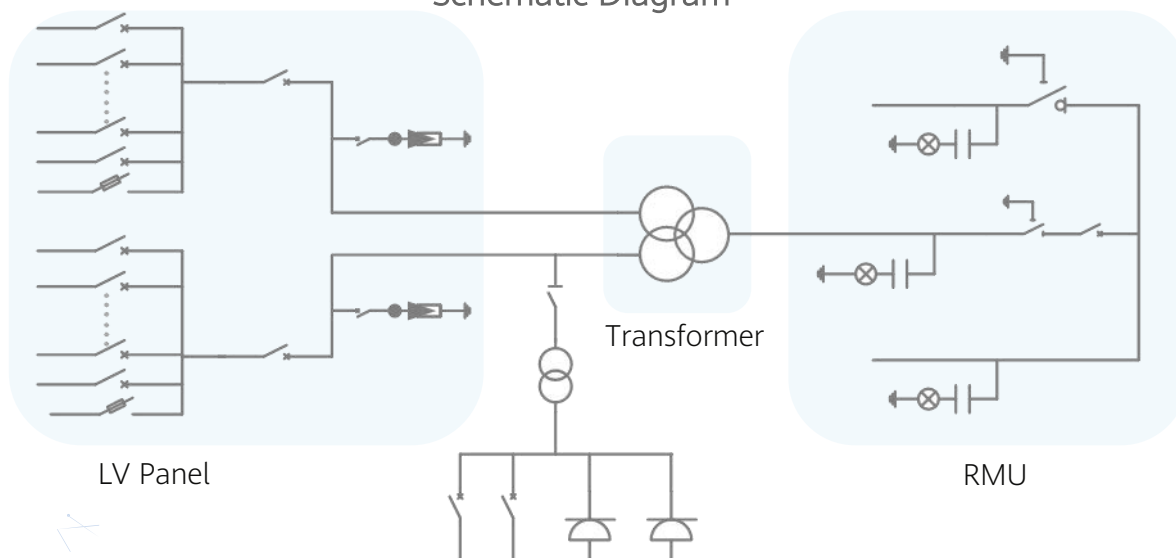
Real-time Detection of Transformer, LV Panel and RMU
High Precision Sensor of LV Electricity Parameters
Remote Control of ACB and MV Circuit Breaker



Reliable

Robust Design against Harsh Environments
Optimal Cooling Design for High Availability and Easy O&M
Comprehensive Tests from Components, Device to Solution

Schematic Diagram



JUPITER-9000K/6000K/3000K-H1

Technical Specifications

Technical Specifications	JUPITER-9000K-H1	JUPITER-6000K-H1	JUPITER-3000K-H1
Input			
Available Inverters	SUN2000-330KTL-H1 / SUN2000-330KTL-H2		
Max. LV AC Inputs	30	22	11
AC Power	9,000 kVA @40°C ¹	6,600 kVA @40°C ¹	3,300 kVA @40°C ¹
Rated Input Voltage	800 V		
LV Panel Segregation	Form 2b		
LV Main Switches	ACB (4,000 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 2 x 1 pcs)	ACB (2,900 A, 1 x 1 pcs)
LV Main Switches for SUN2000-330KTL	MCCB (400 A, 2 x 15 pcs)	MCCB (400 A, 2 x 11 pcs)	MCCB (400 A, 11 pcs)
Output			
Rated Output Voltage	10~35 kV ²		
Frequency	50 Hz or 60 Hz		
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type		
Transformer Cooling Type	ONAN		
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%		
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)		
Transformer Vector Group	Dy11-y11		Dy11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1		
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated		
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit		
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit		
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Single-phase, li0		
Output Voltage of Auxiliary Transformer	230 / 127 Vac		
Protection			
Transformer Detection & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz		
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54		
Internal Arcing Fault of STS	IAC A 20 kA 1s		
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N		
LV Overvoltage Protection	Type I+II		
Anti-rodent Protection	C5-Medium		
Features			
2 kVA UPS	Optional ³		
MV Surge Arrester for Transformer	Optional ³		
General			
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC ISO Container)		
Weight	< 28 t	< 23 t	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴		
Relative Humidity	0% ~ 95% (Non-condensing)		
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵		
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite		
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability		
Communication	Modbus TCP, Preconfigured with SmartACU2000D		
Standards Compliance			
IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1			

1: More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.

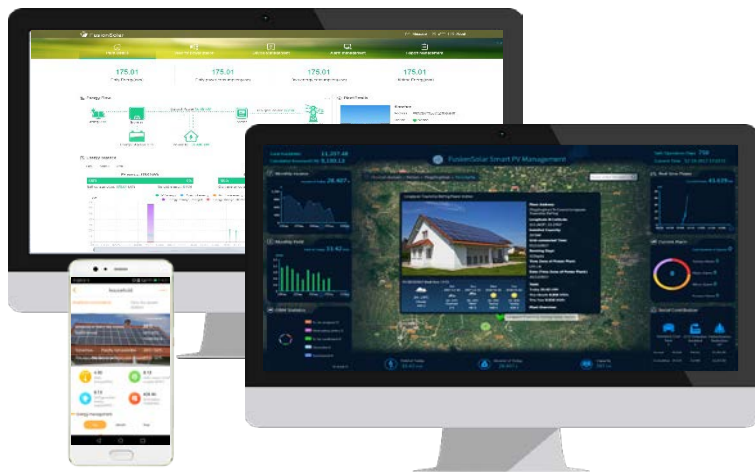
2: Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.

3: Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

4: When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

5: For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

FusionSolar Smart PV Management System



Simple & Swift

- Simple commissioning by APP
- Auto-detection of system equipment
- Registering your plant by scanning any device



Convenient & Reliable

- Energy flow illustration
- Real-time data at anytime from anywhere
- Performance data back-up



Improved O&M Experience

- Physical & logical module layout
- Module-level performance management*
- Smart I-V Diagnosis

* Full optimizer is required for SUN2000-2-6KTL-L1;

Feature List		WEB	APP
Basic Feature	Swift Installation & Registration	●	●
	Data Collection	●	
	Dashboard	●	●
	Energy Flow	●	●
	Energy Generation & Consumption	●	●
	Device Management	●	●
	Report Management	●	●
	Alarm Management	●	●
	System Configuration	●	
Advanced Feature	Intelligent O&M	○	
	Mobile O&M	○	○
	Proactive Diagnosis	○	○
	Smart I-V Curve Diagnosis	○	○

● Basic ○ Optional



Smart

Smart zero export control design



Simple

Easy to install on site



Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A03EU	SmartLogger3000A01EU
Device Management		
Max. Number of Connected Devices	80	
Communication Interface		
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps	
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m	
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC	No MBUS Communication Interface
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/UMTS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²	
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4	
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)	
Communication Protocol		
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645	
Interaction		
LED	LED Indicator x 3 – RUN, ALM, 4G	
WEB	Embedded Web	
USB	USB 2.0 x 1	
APP	Communication by WLAN for Commissioning	
Environment		
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)	
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)	
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)	
Electrical		
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz	
DC Power Supply	12 V / 24 V	
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W	
Mechanical		
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)	
Weight	2 kg (4.4 lb.)	
Protection Degree	IP20	
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting	

¹: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

²: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

Verificator Af: Dr. Ing. BOGDAN Ion Alex.

Str. Gen. Dragalina nr. 24 – Timișoara

Mobil: 0766 318 344

Nr. 31414/10.11.2023



REFERAT Af

privind verificarea de calitate la cerința Af a studiului geotehnic
**CONSTRUIRE PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA - PE
AMPLASAMENTUL SITUAT ÎN LOC. SĂRATA, MUN. BISTRIȚA,
NR. CAD. 93614, JUD. BISTRIȚA-NĂSĂUD, PR.219/2023
FAZA: DTAC**

1. Date de identificare

- Proiectant de specialitate: S.C. GEOGAM TEST & DRILL S.R.L
- Amplasament: loc. Sărata, mun. Bistrița, nr. cad. 93614, jud. Bistrița-Năsăud.
- Beneficiar: MUNICIPIUL BISTRIȚA
- Data prezentării proiectului pentru verificare: 10.11.2023.

2. Caracteristici principale ale proiectului

- **STUDIU GEOTEHNIC** cu datele generale referitoare la amplasament, geomorfologia, geologia și hidrogeologia amplasamentului, stabilitatea amplasamentului cutremure, alunecări de teren; lucrările de investigare geotehnică efectuate, caracteristicile fizico-mecanice ale pământurilor, buletine de analiză, condițiile de fundare directă din amplasament, calculul capacității portante și interpretarea rezultatelor încercărilor de investigare geotehnică, concluzii și recomandări privind terenul de fundare;
- **Anexe grafice și tabele:** Plan de situație, plan de încadrare în zonă, cu poziționarea lucrărilor geotehnice de teren efectuate, fișele de stratificație a forajelor geotehnice F1÷F10, efectuat la adâncime de – 4,00 m, caracteristicile geotehnice ale pământurilor care formează zona activă a terenului de fundare conf. Studiului geotehnic efectuat.

3. Documente prezentate la verificare:

- Memoriu tehnic în care se prezintă soluția adoptată pentru respectarea cerinței verificate:
STUDIU GEOTEHNIC AL AMPLASAMENTULUI
- Caietele de sarcini: -
- Breviar de calcul: -
- Planșele cu soluția proiectată: -
- Alte documente Plan de situație, plan de încadrare în zonă, cu poziționarea lucrărilor geotehnice de teren efectuate, fișele de stratificație a forajelor geotehnice F1÷F10, efectuat la adâncime de – 4,00 m, caracteristicile geotehnice ale pământurilor care formează zona activă a terenului de fundare conf. Studiului geotehnic efectuat.

4. Observații și recomandări

- **STUDIUL GEOTEHNIC** verificat corespunde din punct de vedere al exigențelor impuse de legislația de specialitate în vigoare și îndeplinește condițiile tehnice și de calitate necesare.

5. Concluzii finale

- **STUDIUL GEOTEHNIC** verificat corespunde scopului solicitat furnizând elementele geotehnice necesare întocmirii proiectului **CONSTRUIRE PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRATA - PE AMPLASAMENTUL SITUAT ÎN LOC. SĂRATA, MUN. BISTRIȚA, NR. CAD. 93614, JUD. BISTRIȚA-NĂSĂUD, PR.219/2023**

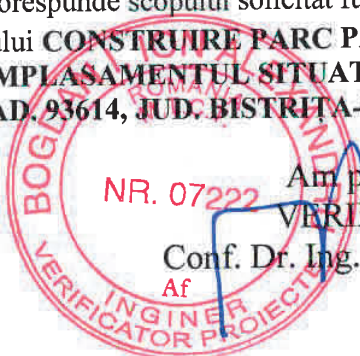
Am primit,
INVESTITOR

NR. 07222

Am predat,

VERIFICATOR Af

Conf. Dr. Ing. BOGDAN Ion Alex.



STUDIU GEOTEHNIC

nr. 219-2023

Beneficiar: MUNICIPIUL BISTRIȚA.



**Amplasament: Localitatea Sărata, municipiul Bistrița,
nr. cad. 93614, județul Bistrița-Năsăud.**

**Proiectant de specialitate:
S.C. GEOGAM TEST & DRILL S.R.L.**

Ing. geolog Amer-Mihai GHBECH

Amer-
Mihai
Ghbec
h

Digitally
signed by
Amer-Mihai
Ghbech
Date:
2023.11.13
09:39:00[®]
+02'00'



FIȘA STUDIULUI

Denumire: CONSTRUIRE PARC PANOURI
FOTOVOLTAICE SĂRATA - pe amplasamentul situat
în localitatea Sărata, municipiul Bistrița, nr. cad. 93614,
județul Bistrița-Năsăud.

Scopul lucrării: Autorizație de construire, calculul
terenului de fundare, dimensionarea fundațiilor.

Executant: S.C. GEOGAM TEST & DRILL S.R.L.

Data: Noiembrie 2023

Ing. geolog Amer-Mihai GHBECH

Amer-
Mihai
Ghbech

Digitally signed
by Amer-Mihai
Ghbech
Date:
2023.11.13
09:39:16 ®
+02'00'

STUDIU GEOTEHNIC PENTRU PROIECT ÎN FAZA UNICĂ



1. Geologia și morfologia

Din punct de vedere geomorfologic, perimetrul aparține unității structurale Depresiunea Transilvaniei, având în fundament șisturi cristaline metamorfice și depozite sedimentare până în Cretacicul superior (Senonian), care suportă succesiunea stratigrafică a depresiunii propriu-zise, în cadrul căreia se delimitează depozite de vârstă paleogenă, de facies continental-lacustru, și neogenă, de facies normal sau salmastru.

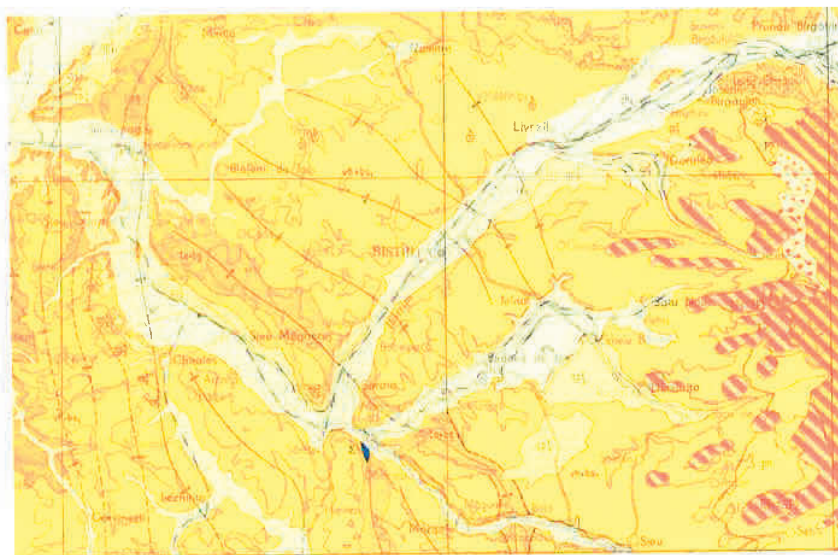


Figura 1. Harta geologică a zonei

Au fost identificate următoarele categorii granulometrice: **argilă prăfoasă cenușiu-brună, plastic vârtoasă; argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO_3 , tare; argilă prăfoasă brun-gălbuie, tare; argilă brună, plastic vârtoasă și argilă prăfoasă gălbuie, tare.**

La data efectuării lucrărilor de prospectare nu s-au pus în evidență fenomene dinamice active.

2. Topografic

Terenul este reprezentat de o suprafață în pantă, de înclinare medie, orientată de la SE la NV, cu ușoare denivelări naturale.

Amplasamentul se învecinează pe toate cele patru laturi cu terenuri libere, fără construcții, motiv pentru care a fost încadrat în categoria de vecinătăți fără riscuri.

3. Stabilitatea

La data efectuării lucrărilor de teren (octombrie 2023) stabilitatea era asigurată. *Panta care creează diferența de cotă este constantă și uniformă și nu prezintă semne de instabilitate. Totuși, datorită înclinării medii, panta va fi monitorizată, atât în timpul realizării lucrărilor de construire, cât și după finalizarea acestora, astfel încât la apariția oricăror semne de instabilitate, să se poată lua măsuri de consolidare a construcțiilor și a versantului.*

4. Linia de cercetare

Lucrările de teren s-au efectuat în data de 31.10.2023, pe timp senin, aprox. 20°C, durata investigațiilor fiind de cca. 10.00 h.

În vederea determinării succesiunii litologice s-au executat zece foraje geotehnice mecanizate, prin percuție cu picamer Wacker Neuson BH55, până la adâncimea maximă de -4,00 m (față de cota terenului natural).

Din lucrările efectuate s-au prelevat probe pentru încercările de laborator.

Studiul geotehnic ca sinteză a cercetărilor terenului analizează și detaliază particularitățile amplasamentului prin prisma următoarelor aspecte:

- Stratificația terenului de fundare;
- Regimul hidrogeologic al zonei;
- Caracteristicile fizico-mecanice ale terenului;
- Prezentarea calculului capacității portante la nivelul tălpii fundației;
- Estimarea deformațiilor absolute probabile;
- Aprecieri asupra stabilității de ansamblu a amplasamentului.

5. Stratificația terenului

Coloanele litologice identificate prin lucrările geotehnice se prezintă astfel:

Forajul 1:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă cenușiu-brună, plastic vârtoasă (siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 2:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ , tare (siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 3:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ , tare (siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 4:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ , tare (siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 5:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă brun-gălbui, tare (siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 6:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă brun-gălbui, tare (siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 7:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă brună, plastic vârtoasă (Cl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 8:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă gălbuie, tare(siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 9:

Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă gălbuie, tare(siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

Forajul 10:

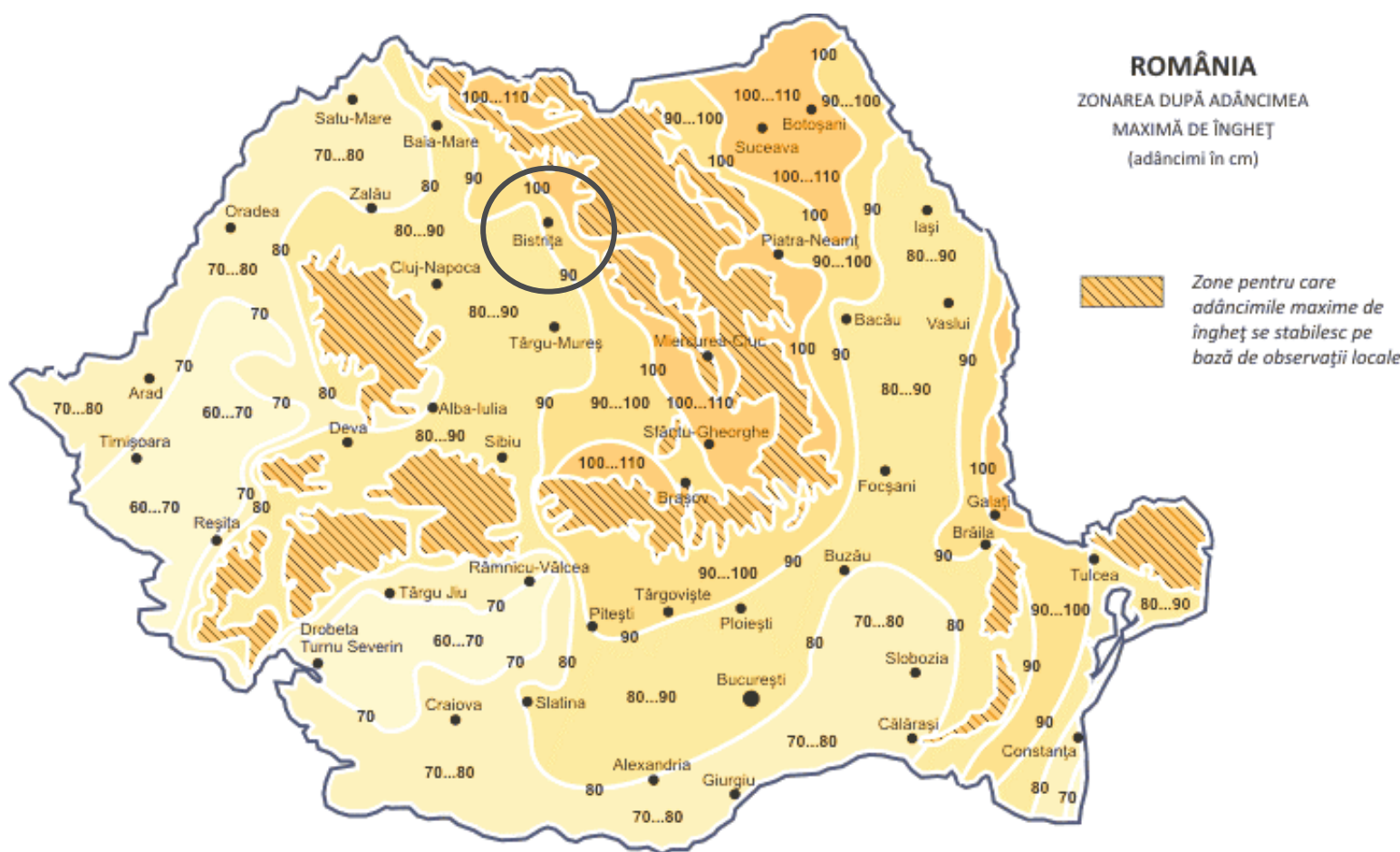
Nr. Strat	Adâncimea (m)	Caracterizarea pământului din strat conform STAS 1243-83	Grosime (m)
1.	-0,00 – 0,30	Sol vegetal (So)	0,30
2.	-0,30 – 4,00	Argilă prăfoasă gălbuie, tare(siCl)	3,70
Adâncimea finală: -4,00 m. Pânza de apă freatică nu a fost interceptată.			

6. Apa subterană

Pânza de apă freatică nu a fost interceptată în cadrul lucrărilor geotehnice.

7. Adâncimea zonei de îngheț

Climatul de tip continental moderat al zonei impune, conform STAS 6054/77, coborârea tălpii fundației sub adâncimea maximă de îngheț. Pentru amplasamentul studiat aceasta este de ~ 0.90 – 1.00 m.



8. Zona seismică

În conformitate cu reglementările tehnice „Cod de proiectare seismică – Partea 1 – Prevederi de proiectare pentru clădiri” indicativ P100-1/2013, zonarea accelerației terenului pentru proiectare, pentru evenimente seismice având intervalul mediu de recurență $IMR = 225$ de ani și 20% probabilitatea de depășire în 50 de ani, zona studiată are:

-coeficientul a_g egal cu 0.10 g;

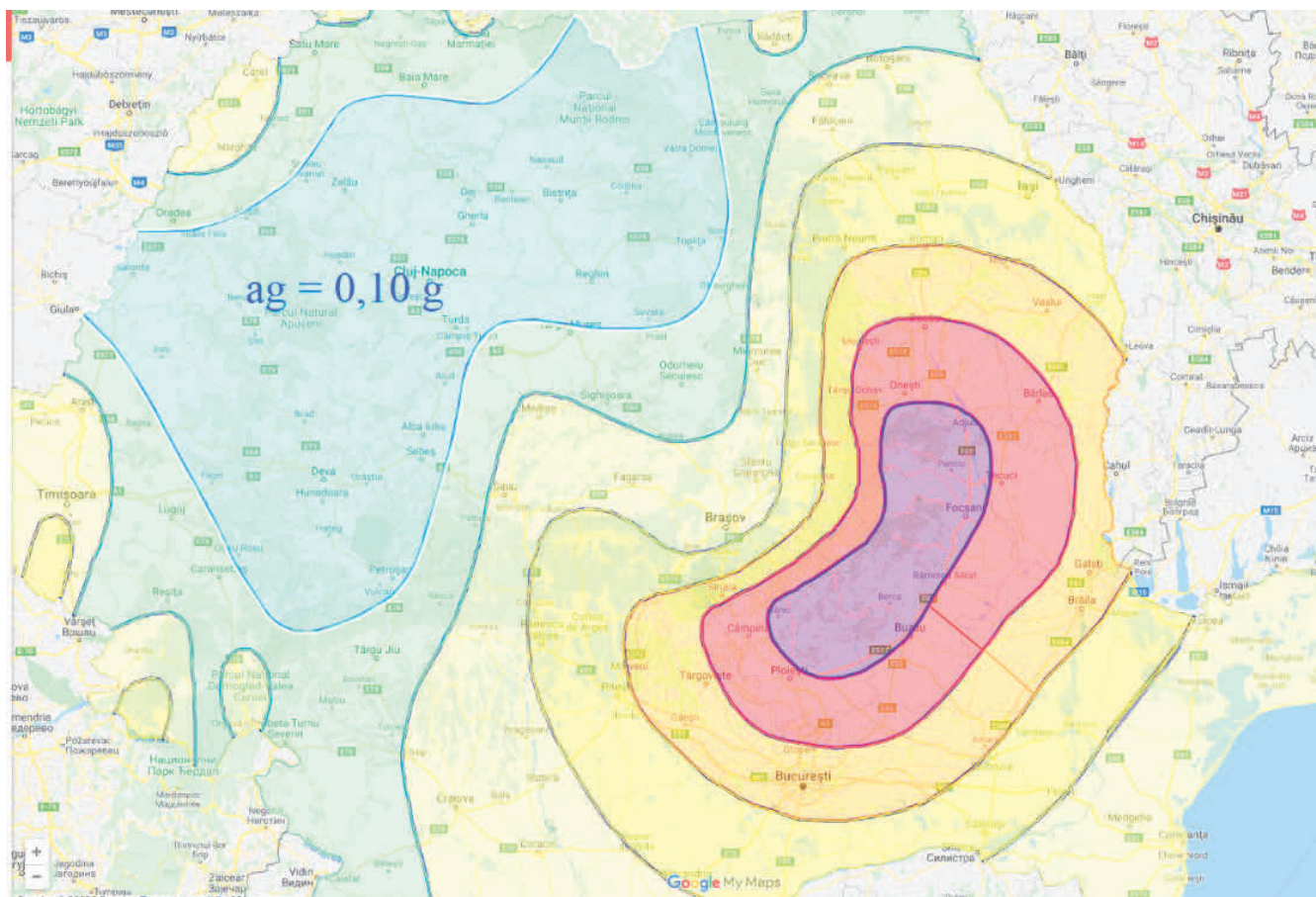


Figura 3. Zonarea valorilor de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare a_g cu $IMR = 225$ ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani

Perioada de control (colț) T_c a spectrului de răspuns reprezintă granița dintre zona (palierul) de valori maxime în spectrul de accelerații absolute și zona (palierul) de valori maxime în spectrul de viteze relative și se exprimă în secunde. Pentru zona studiată este: T_c (perioada de colț) egală cu **0.7 sec.**

Figura 4. Zonarea teritoriului României în termeni de perioada de control (colț), T_c a spectrului de răspuns

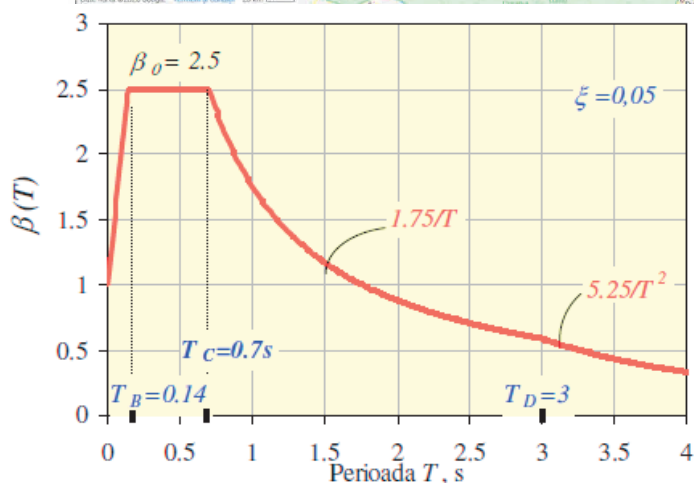
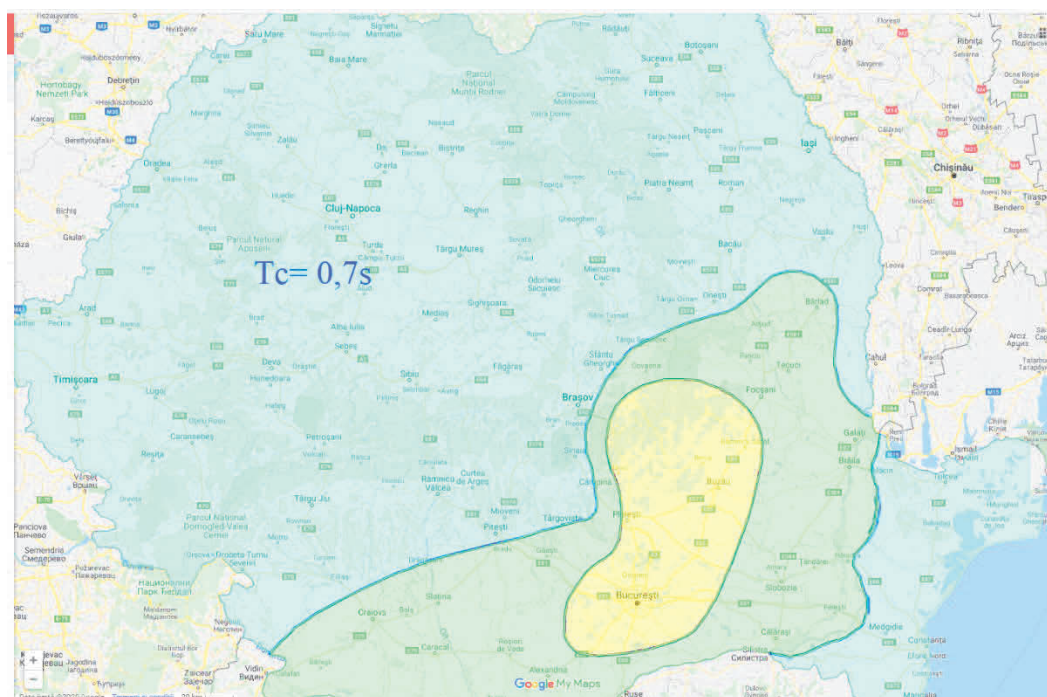


Figura 5. Spectrele normalizate de răspuns elastic ale accelerației absolute pentru fracțiunea din amortizarea critică $\xi = 5\%$ în condițiile seismic și de teren din România

9. Încadrarea obiectivului în „zone de risc,, (cutremur, alunecări de teren, inundații) care formează „planul de amenajare a teritoriului național – SECȚIUNEA V – ZONE DE RISC,,

Încadrarea zonei în P.A.T.N. – planul de amenajare a teritoriului național

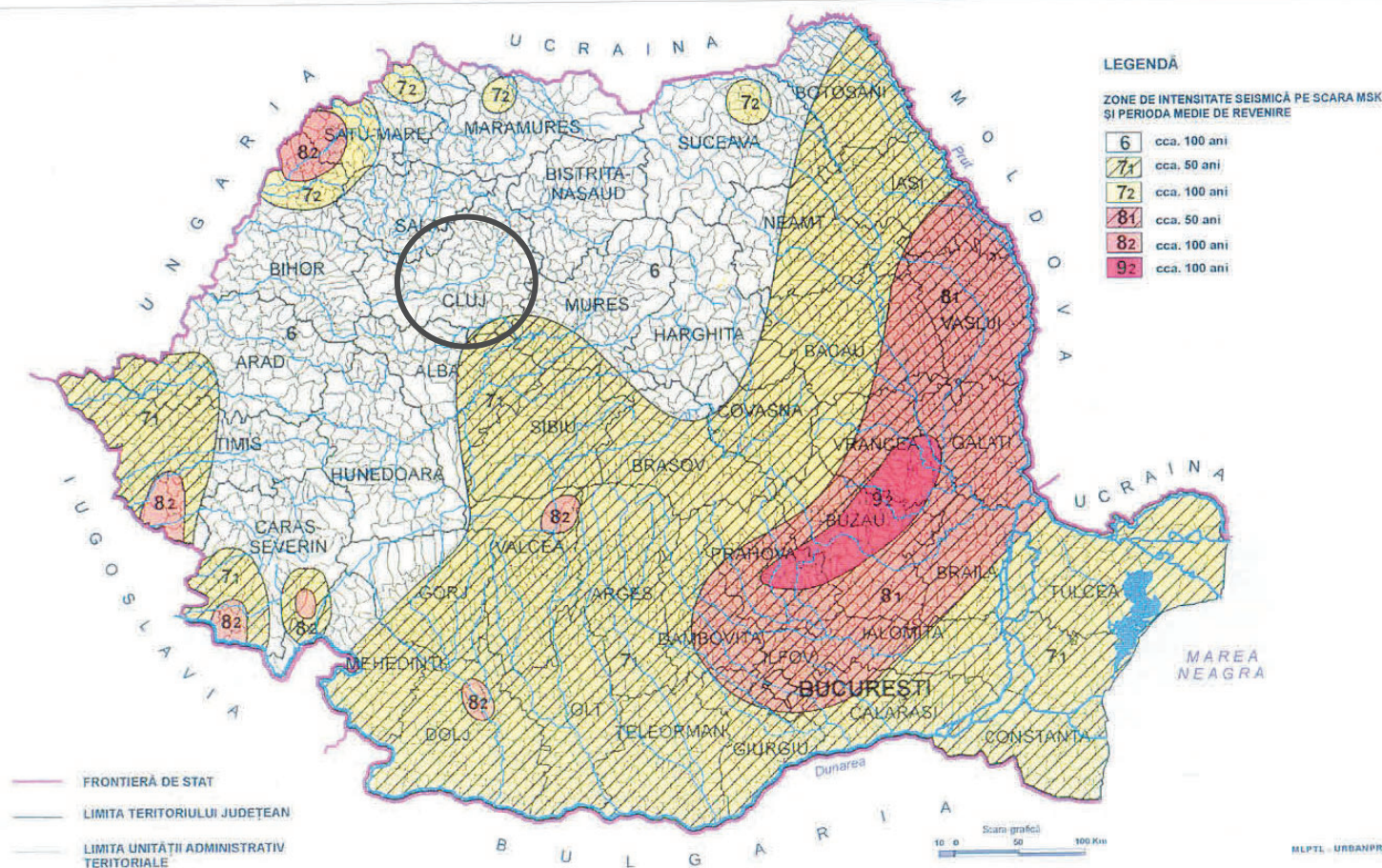
În conformitate cu LEGEA Nr. 575 din 22 octombrie 2001 privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului național - Secțiunea a V-a - Zone de risc natural, Publicată în: Monitorul Oficial Nr. 726 din 14 noiembrie 2001 zonele care prezintă un potențial de producere a unor fenomene naturale distructive se analizează și se încadrează .

În înțelesul prezentei legi, zone de risc natural sunt arealele delimitate geografic, în interiorul cărora există un potențial de producere a unor fenomene naturale distructive, care pot afecta populația, activitățile umane, mediul natural și cel construit și pot produce pagube și victime umane.

A. Cutremurele de pământ:

În conformitate cu anexa nr.1, zona studiată se încadrează în zona cu Intensitatea seismică pe scara MSK cu o perioada de revenire de cca. 100 ani.
(conf.SR 11100/1-92)

C. CUTREMURE DE PAMANT

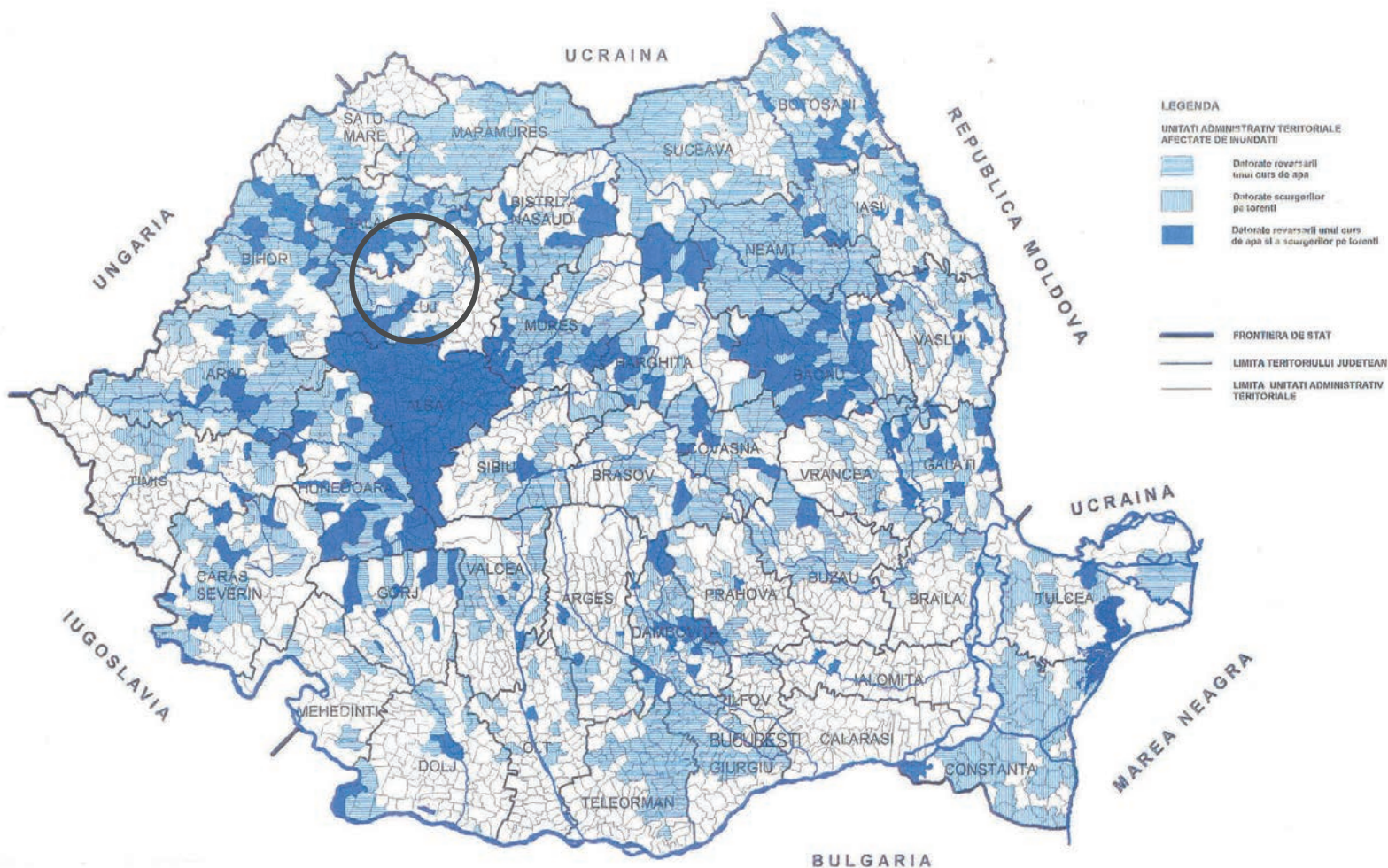


B. Inundații:

În conformitate cu anexa nr. 4a, zona nu se încadrează în categoria zonelor cu potențial de producere a inundațiilor.

Anexa Nr. 4 a

PLANUL DE AMENAJARE A TERITORIULUI NATIONAL SECTIUNEA a V-a - ZONE DE RISC NATURAL INUNDATII

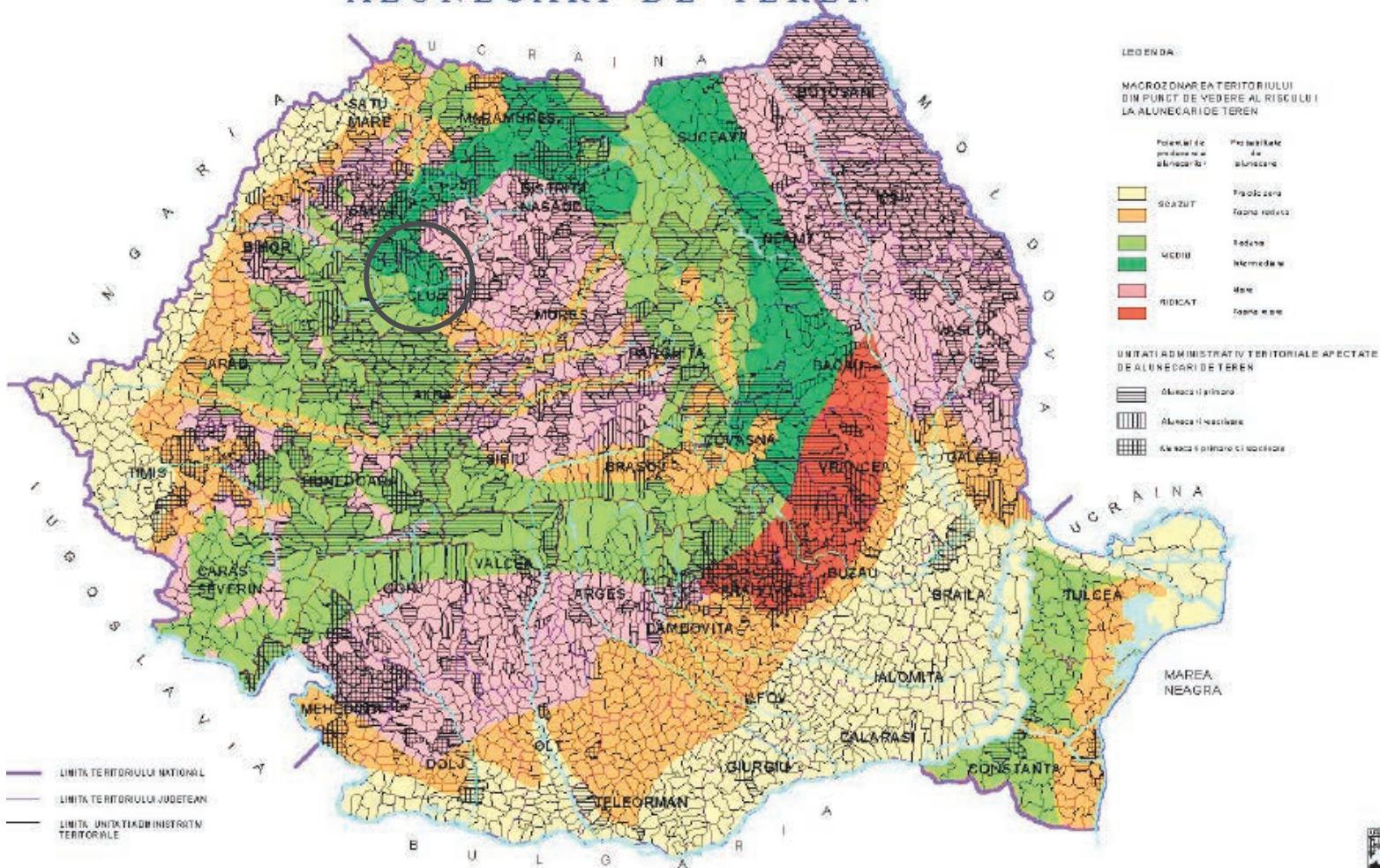


C. Alunecări de teren

În conformitate cu anexa nr.6, zona se încadrează în categoria de zone cu potențial ridicat de producere a alunecărilor de teren.

PLANUL DE AMENAJARE A TERITORIULUI NATIONAL SECTIUNEA a V-a - ZONE DE RISC NATURAL ALUNECARI DE TEREN

Anexa nr. 6



EVALUAREA GEOTEHNICĂ

1. Ținând cont de "Normativ privind documentațiile geotehnice pentru construcții", indicativ NP 074-2022, aprobat de Ministerul Dezv. Regionale și Admin. Publice, cu ordinul nr. 1330/2014 și în corelare cu tabelele **A1.1-1.4**:

Factor	Descriere generală	Clasificare	Punctaj
Condițiile de teren	Pământuri argiloase cu umflări și contracții mari, identificate conform normativului NP 126	Terenuri dificile	6
Apa subterană	Excavația nu coboară sub nivelul apei subterane	Fără epuismențe	1
Clasificarea construcției	După categoria de importanță	Redusă	2
Vecinătăți	Risc inexistent al degradării unor construcții sau rețele învecinate	Fără riscuri	1
Total			10
Seismicitate	Conform Normativ P100-1/2013	$a_g = 0,10 \text{ g}$ $a_g < 0,15 \text{ g}$	1
Total			11

Riscul geotehnic și categoria geotehnică se stabilesc conform tabelului A 1.5 din Normativul NP 074/2022:

Nr. crt.	Risc geotehnic		Categoria geotehnică
	Tip	Limite punctaj	
1.	Redus	6...9	1
2.	Moderat	10...14	2
3.	Major	15...21	3

La un total de **11** puncte, lucrarea se încadrează conform tabelului A1.5, în
“**CATEGORIA GEOTEHNICĂ 2**” - **RISC GEOTEHNIC MODERAT.**

Categoria geotehnică C2 cu RISC GEOTEHNIC MODERAT, impun
obținerea de date cantitative și efectuarea de calcule geotehnice pentru a asigura
satisfacerea cerințelor fundamentale. În schimb, pot fi utilizate metode de rutină
pentru încercările de laborator și de teren și pentru proiectarea și execuția lucrărilor.

Investigații geotehnice: Investigații de rutină cuprinzând șanturi, penetrări
foraje, încercări în laborator și eventual pe teren.

Metode de proiectare: Calcule de rutină pentru stabilitate/capacitate portantă
și deformații folosind metode uzuale recomandate în normele în vigoare.

2. Conform codului de proiectare CR 1-1-4/2012, valoarea de referință a
presiunii dinamice a vântului (q_b în kPa), mediată pe 10 minute la 10 m, având IMR
= 50 ani, pentru amplasamentul situat în zona **Bistrița** este de 0,4 kPa.

3. Conform codului de proiectare CR 1-1-3/2012, încărcarea din zăpadă pe sol
 s_k (kN/m²), pentru altitudini ≤ 1000 m, pentru un interval mediu de recurență IMR =
50 ani pentru amplasamentul situat în zona **Bistrița** este 1,5 kN/m².

CONDIȚII DE FUNDARE

Pe baza datelor obținute, recomandăm următoarele adâncimi de fundare:

O adâncime de fundare > de 1,40 m (față de cota terenului natural).

Stratul bun de fundare este stratul de:

Argilă prăfoasă cenușiu-brună, plastic vârtoasă (2), pentru F1

Argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO_3 , tare (2), pentru F2, F3, F4;

Argilă prăfoasă brun-gălbuie, tare (2) pentru F5 și F6;

Argilă brună, plastic vârtoasă (2) pentru F7;

Argilă prăfoasă gălbuie, tare (2), pentru F8, F9 și F10.

Utilizând presiunea convențională de calcul pentru estimarea portanței terenului de fundare, **presiunea convențională p_{conv} [kPa]** pentru stratele de fundare, s-a stabilit conform **NP 112/2014** pentru fundații continue având lățimea tălpii $B = 1.00$ m și adâncimea de fundare față de nivelul terenului sistematizat de $D_f = 2.00$ m, ca fiind de **250 kPa**. Pentru oricare alte dimensiuni ale lățimii fundației și altă adâncime de încastrare se impune aplicarea corecțiilor metodologice de calcul prescrise de **NP112/2014, punctul B.2**.

Proiectantul de specialitate va stabili adâncimea definitivă de fundare, în funcție de necesitățile constructive.

Pentru efectuarea calculului terenului de fundare, la starea limită de capacitate portantă, se vor avea în vedere valorile caracteristicilor geotehnice pentru pământurile interceptate și redată în fișa de foraj anexată.

RECOMANDĂRI ȘI CONCLUZII

1. Recomandări

- Deformațiile pe care le poate comporta terenul nu trebuie să depășească limita admisibilă pentru tipul de construcție;
- Fundația trebuie să fie alcătuită astfel încât să aibă capacitatea de a transmite și repartiza uniform și în deplină siguranță efortul la care este supusă de către partea de suprastructură (construcția superioară); adâncimea de fundare trebuie să corespundă normelor, adică fundația să nu fie afectată de îngheț, de umflarea sau contracția solului sau de afânarea acestuia;
- Nu se va permite stagnarea apelor pe amplasament și în săpăturile de fundare, se vor avea în vedere lucrări de epuismențe pentru a asigura pe cât posibil executarea pe uscat a săpăturilor și turnarea betoanelor;
- O atenție deosebită se va acorda gestionării apelor meteorice și a celor provenite din deteriorarea rețelelor edilitare;
- Zonele nebetonate vor fi înierbate;
- Se va solicita prezența geologului în vederea întocmirii procesului verbal privind natura terenului de fundare.

2. Întreținerea

Pentru exploatarea normală și în siguranță a construcțiilor este necesară o activitatea de întreținere, care trebuie să vizeze următoarele:

- continuitate în evacuarea apelor pluviale la distante $>$ de 10,0 m de construcție;

- eliminarea cauzelor care produc supraumezirea unor porțiuni a terenului înconjurător clădirilor;

- verificarea și întreținerea etanșeității trotuarelor, precum și menținerea lor la pantele executate;

- menținerea în stare de funcționare a jgheaburilor și burlanelor.

Deficiențe la contactul teren-infrastructură se rezolvă prin obturare astfel:

- se reduce porozitatea umpluturii din jurul infrastructurii și se umplu golurilor existente;

- zona de contact se transformă într-un bloc monolit prin cimentarea umpluturii, umplerea golurilor cu un material compactat;

- se mărește aderența prin cimentarea dintre fața exterioară a infrastructurii și materialul înconjurător.

3. Pământurile în care se vor executa săpături se încadrează, după normativele în vigoare „Ts - Articole de deviz pentru lucrări de terasamente” astfel:

TABEL NR. 1								
Nr. crt.	Denumirea pământurilor și a altor roci dezagregate	Proprietăți coezive	Categoria de teren după modul de comportare la săpat				Greutate medie în situ (în săpătură) (kg/m ³)	Afănarea după executarea săpăturii (%)
			Manual cu lopata, cazma, etc.	Mecanizat				
				Excavator	Buldozer	Moto-scraper		
9	Pământ vegetal	slab coeziv	mijlociu	I	I	I	1600÷1700	14-28 %
27	Argilă în genere	foarte coezive	foarte tare	II	II	-	1800÷2000	24-30 %
21	Argile prăfoase	mijlocii	tare	II	II	II	1800÷2000	24-30 %

4. Datorită faptului că investigarea geotehnică a terenului se face punctiform, prin foraj, caracteristicile generale ale naturii terenului fiind interpolate, pot apărea neconformități la executarea săpăturilor; acestea se vor remedia prin sondaje la noile cote de fundare, după care se întocmește un nou proces verbal de verificare.

5. Studiul prezent este proprietatea S.C. GEOGAM TEST & DRILL S.R.L. și poate fi folosit doar în scopul pentru care a fost realizat.



Ing. geolog Amer-Mihai GHBECH

Amer-Mihai Ghbech
 Digitally signed by Amer-Mihai Ghbech
 Date: 2023.11.13 09:39:31 +02'00'

























Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L.
Beneficiar: -
Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud
Proiect: -
Nr. comandă: 4045T/03.11.2023



Centralizator parametri determinați în laborator și derivați ai acestora (calculați pe baza rezultatelor obținute în laborator)

Nr. Raport	Nr. Foraj	Cod Probă	Adâncimea de prelevare	Prelevare - Tulburată	Prelevare - Netulburată	Descrierea probei	Granulometrie																Coef. de curbă $C_c = (d_{30})^2 / (d_{60} \cdot d_{10})$	Forma curbei granulometrice	
							Argilă ($\leq 0,002\text{mm}$)	Praf ($> 0,002\text{mm} - 0,063\text{mm}$)				Nisip ($> 0,063\text{mm} - 2,0\text{mm}$)				Pietriș ($> 2,0\text{mm} - 63,0\text{mm}$)				Bobșoiș ($> 63,0\text{mm} - 200,0\text{mm}$)	Blocuri ($> 200,0\text{mm} - 630,0\text{mm}$)	Blocuri mari ($> 630,0\text{mm}$)			Coef. de uniformitate $C_u = d_{60}/d_{30}$
			m	+	+			+	fin	mijlociu	mare	total	fin	mijlociu	mare	total	fin	mijlociu	mare						
1231	F1	P1(Cod 2580)	1.00 - 1.20 m			argilă prăfoasă cenușiu-brună, plastic vârtosă	26.34	20.42	16.12	27.67	64.21	2.37	6.06	1.02	9.45	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
1232	F2	P1(Cod 2581)	1.40 - 1.60 m			argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ , tare	27.75	19.59	22.86	25.71	68.16	1.10	2.79	0.21	4.10	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
1233	F4	P1(Cod 2582)	1.80 - 2.00 m			argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ , tare	23.90	13.81	27.62	25.87	67.30	2.88	3.48	2.44	8.80	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
1234	F5	P1(Cod 2583)	1.40 - 1.60 m			argilă prăfoasă brun-gălbuie, tare	19.74	9.60	26.68	33.18	69.46	4.88	5.59	0.33	10.80	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
1235	F7	P1(Cod 2584)	1.60 - 1.80			argilă brună, plastic vârtosă	41.95	14.18	5.91	27.58	47.67	2.31	2.60	5.47	10.38	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-
1236	F8	P1(Cod 2585)	1.20 - 1.40 m			argilă prăfoasă gălbuie, tare	31.47	12.59	21.74	24.84	59.17	3.42	5.58	0.36	9.36	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-

Nr. Raport	Nr. Foraj	Cod Probă	Adâncimea de prelevare	Prelevare - Tulburată	Prelevare - Netulburată	Descrierea probei	Parametri fizici																Parametrii mecanici derivați			
							Umiditatea naturală w	Limita superioară de plasticitate (pe curenți) w_p	Limita inferioară de plasticitate (de frământare) w_L	Indicele de plasticitate I_p	Indicele de consistență I_c	Indicele de lichiditate I_L	Densitatea planimetrică în stare naturală ρ	Greutate volumică în stare naturală γ	Greutate volumică în stare uscată γ_d	Greutate volumică a scheletului γ_s	Greutate volumică în stare saturată γ_{sat}	Porozitatea n	Indicele porilor e	Gradul de saturare S_r	Umiditatea maximă w_{max}	Umflarea liberă U_L	Indicele de activitate I_a	Criteriul de plasticitate C	Unghiul de frecare internă ϕ^*	Coeziunea c^*
			m	+	+		%	%	%	-	-	-	g/cm ³	kN/m ³	kN/m ³	kN/m ³	kN/m ³	%	-	%	%	%	-	-	-	kPa
1231	F1	P1(Cod 2580)	1.00 - 1.20 m			argilă prăfoasă cenușiu-brună,plastic vârtosă	20.33	43.66	20.07	23.59	0.99	0.01	2.00	19.60	16.29	26.50	20.23	38	0.62	86.89	23.40	90.0	0.90	17.272	16	44
1232	F2	P1(Cod 2581)	1.40 - 1.60 m			argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ ,tare	17.08	41.87	20.99	20.88	1.19	-0.19	1.98	19.45	16.61	26.50	20.40	37	0.59	76.72	22.26	90.0	0.75	15.965	17	53
1233	F4	P1(Cod 2582)	1.80 - 2.00 m			argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO ₃ ,tare	17.08	43.66	19.24	23.99	1.07	-0.07	2.04	20.01	17.00	26.50	20.56	36	0.55	82.29	20.75	90.0	1.00	17.272	17	53
1234	F5	P1(Cod 2583)	1.40 - 1.60 m			argilă prăfoasă brun-gălbuie,tare	18.15	44.83	18.11	26.72	1.00	0.00	2.04	20.04	16.96	26.50	20.56	36	0.56	85.89	21.13	90.0	1.35	18.126	17	53
1235	F7	P1(Cod 2584)	1.60 - 1.80			argilă brună,plastic vârtosă	19.43	54.86	18.00	36.58	0.96	0.04	1.97	19.32	16.17	26.70	20.19	39	0.63	82.35	23.60	100.0	0.87	25.448	16	44
1236	F8	P1(Cod 2585)	1.20 - 1.40 m			argilă prăfoasă gălbuie,tare	14.68	41.42	17.58	23.84	1.12	-0.12	1.84	18.00	15.70	26.50	19.74	41	0.68	57.21	25.66	75.0	0.76	15.637	16	44

Tehnician laborator
Nahed Nourallah

Raport întocmit de șef profil Incercări
ing. geolog Ștefan Apopei

Data raportului : 10.11.2023
Raport verificat de șef laborator
ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1231/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F1

Cod probă:P1(Cod 2580)

Adâncime:1.00 - 1.20 m

Descriere:argilă prăfoasă cenușiu-brună,plastic vârtoasă

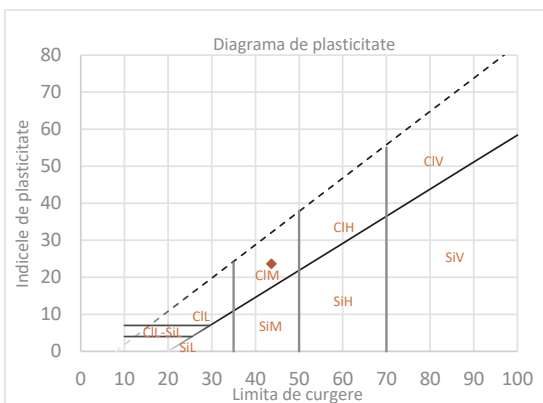
Determinarea umidității conform SR EN ISO 17892-1 din 2018

Masă recipient m_c (g)	34.15
Masă probă umedă m_u (g)	145.38
Masă probă uscată m_d (g)	126.59
Umiditate (%) $w(\%) = \frac{m_u - m_d}{m_d - m_c} \times 100$	20.33

Determinarea limitelor de lichiditate și plasticitate conform SR EN ISO 17892-12/2018 și 17892-12/A1/2021

Masă material folosit în stare naturală m_1 (g)		200.00	Coef. de corecție al umidității K (%)		-
Masă material îndepărtat > 0,4mm m_r (g)		-	Umiditate material cu dim. <0,4 mm		-
Limita inferioară de plasticitate (de frământare)			Limita superioară de plasticitate (de curgere)		
Metoda cilindrilor de pământ	Încercarea 1	Încercarea 2	Metoda cu conul	Încercarea 1	Încercarea 2
Masă recipient C (g)	12.52	12.93	Masă recipient C (g)	24.91	24.58
Masă probă umedă A (g)	17.07	18.01	Masă probă umedă A (g)	37.80	39.54
Masa probă uscată B (g)	16.31	17.16	Masa probă uscată B (g)	33.86	35.02
Limita inf. de plasticitate w_p (%)	20.05	20.09	Adâncime de penetrare con	20.00	20.00
Admisibilitate (Max- Min < 2% pentru $W_p < 40\%$, Max- Min < 5% pentru $W_p > 40\%$)		0.04	Limita de curgere w_L (%)	44.02	43.30
Limita inferioară de plasticitate-medie w_p (%)		20.07	Admisibilitate WL (Max- Min < 5%)		0.73
			Admisibilitate pentru adâncimea de penetrare a conului (Max- Min < 0,4mm)		0.00
			Limita de curgere-medie w_L (%)		43.66

Indicele de plasticitate I_p (%)	$I_p = w_L - w_p$	23.59
Indicele de consistență I_c	$I_c = \frac{w_L - w}{w_L - w_p}$	0.99
Indicele de lichiditate I_L	$I_L = \frac{w - w_p}{w_L - w_p}$	0.01



Clasificarea gradului de plasticitate a
pământurilor fine conform SR EN ISO 14688-
2:2018

CIM
argilă cu plasticitate medie

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Tip pământ: CI - argilă, Si - praf

Plasticitate: L - redusă, M - medie, H - mare, V - foarte mare

Raport de încercare

nr.1231/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F1

Cod probă:P1(Cod 2580)

Adâncime:1.00 - 1.20 m

Descriere:argilă prăfoasă cenușiu-brună,plastic vârtoasă

Determinarea densității în stare naturală conform SR EN ISO 17892-2 din 2015

Masă probă neparafinată $m_g(g)$	51.50	Densitatea pământului în stare naturală $\rho(g/cm^3)$ $\rho = m_g/(V_1 - V_2)$	2.00	$\rho_{parafină} = 0,9g/cm^3;$
Masă probă parafinată $m_c(g)$	52.88	Greutatea volumică $\gamma(kN/m^3)$ $\gamma = \rho \times 9,81$	19.60	
Masa probă parafinată și imersată $m_f(g)$	25.63	Greutatea volumică în stare uscată $\gamma_d(kN/m^3)$ $\gamma_d = \rho/(1 + w/100) \times 9,81$	16.29	$\rho_{apă} = 0,998g/cm^3$
Volum epruvetă imersată $V_1(cm^3)$ $V_1 = (m_c - m_f)/\rho_{apă}$	27.30	Indicele porilor e $e = V_p/V_s$	0.62	
Volum înveliș parafină $V_2(cm^3)$ $V_2 = (m_c - m_g)/\rho_{parafină}$	1.53	Porozitatea $n(\%)$ $n = (V_p/V) \times 100$	38	

Determinarea umflării libere conform normativ STAS 1913/12 - 1988

(12 g de material/încercare)	Încercarea 1	Încercarea 2	Încercarea 3
Volum inițial al pământului $V_i (cm^3)$	10	10	10
Volumul final al sedimentului $V_f (cm^3)$	19.0	19.0	19.0
Umflarea liberă $U_L (\%) = 10 \times (V_f - V_i)$	90.0	90.0	90.0
Admisibilitate ($Max - Min < 10\%$)	0.00		
Umflarea liberă medie (%)	90.0		

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr. 1231/10.11.2023

Determinarea distribuției granulometrice a particulelor conform SR EN ISO 17892-4 din 2017

Identificarea și clasificarea pământurilor - Distribuție granulometrică conform SR EN ISO 14688-2 din 2018

Beneficiar: -

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Denumire proiect: -

Nr. Foraj: F1

Cod probă: P1(Cod 2580)

Metoda de încercare: Sedimentare și cernere

Masa materialului încercat: 29.55g

Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

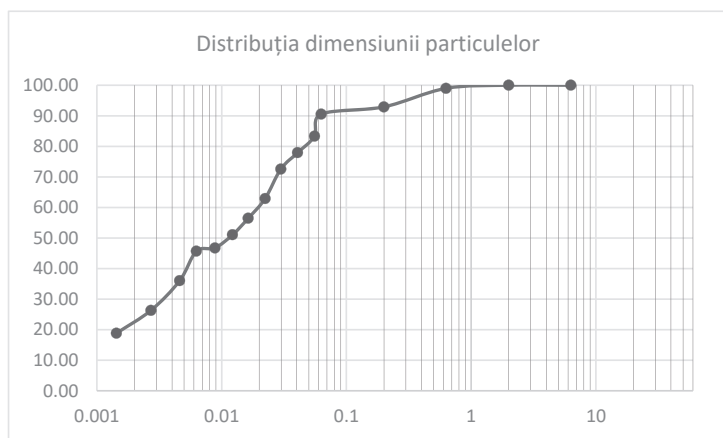
Nr. Comandă: 404ST/03.11.2023

Data încercare: 03.11.2023

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Adâncime: 1.00 - 1.20 m

Diagrama distribuției dimensiunii particulelor (curba granulometrică)



Denumirea pământului încercat (în funcție de fracțiunile componente)

argilă prăfoasă cenușiu-brună

Fracțiuni granulometrice

Clasă de pământuri	Fracțiuni granulometrice	Simboluri	Interval de dimensiuni ale particulelor (mm)	Cantitatea determinată (%)
Pământuri foarte groasere	Blocuri mari	(lBo)	> 630	0.00
	Blocuri	(Bo)	> 200 până la ≤ 630	0.00
	Bolovăniș	(Co)	> 63 până la ≤ 200	0.00
Pământuri groasere - Pietriș (Gr)	Pietriș mare	(cGr)	> 20 până la ≤ 63	0.00
	Pietriș mijlociu	(mGr)	> 6,3 până la ≤ 20	0.00
	Pietriș mic	(fGr)	> 2 până la ≤ 6,3	0.00
Pământuri groasere - Nisip (Sa)	Nisip mare	(cSa)	> 0,63 până la ≤ 2	1.02
	Nisip mijlociu	(mSa)	> 0,20 până la ≤ 0,63	6.06
	Nisip fin	(fSa)	> 0,063 până la ≤ 0,20	2.37
Pământuri fine - Praf (Si)	Praf mare	(cSi)	> 0,02 până la ≤ 0,063	27.67
	Praf mijlociu	(mSi)	> 0,0063 până la ≤ 0,02	16.12
	Praf fin	(fSi)	> 0,002 până la ≤ 0,0063	20.42
Pământuri fine	Argilă	(Cl)	≤ 0,002	26.34

Forma curbei granulometrice

Diametrul d10(mm)	Diametrul d30(mm)	Diametrul d60(mm)
-	0.0034	0.0196
Coeficientul de uniformitate (Cu) D60/D10	Coeficientul de curbura (Cc) D30 ² /(D60xD10)	Forma curbei granulometrice
-	-	-

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1232/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F2

Cod probă:P1(Cod 2581)

Adâncime:1.40 - 1.60 m

Descriere:argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO₃,tare

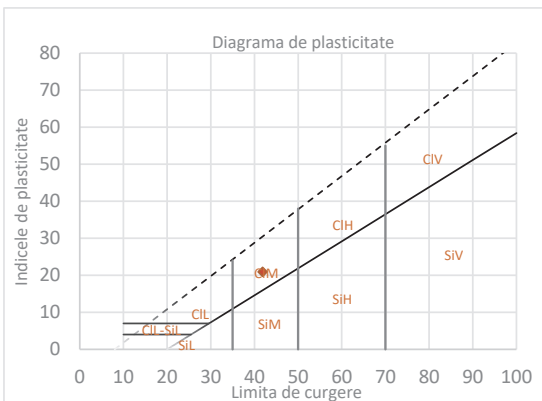
Determinarea umidității conform SR EN ISO 17892-1 din 2018

Masă recipient m_c (g)	34.46
Masă probă umedă m_u (g)	150.92
Masă probă uscată m_d (g)	133.93
Umiditate (%) $w(\%) = \frac{m_u - m_d}{m_d - m_c} \times 100$	17.08

Determinarea limitelor de lichiditate și plasticitate conform SR EN ISO 17892-12/2018 și 17892-12/A1/2021

Masă material folosit în stare naturală m_1 (g)		200.00	Coef. de corecție al umidității K (%)		-
Masă material îndepărtat > 0,4mm m_r (g)		-	Umiditate material cu dim. <0,4 mm		-
Limita inferioară de plasticitate (de frământare)			Limita superioară de plasticitate (de curgere)		
Metoda cilindrilor de pământ	Încercarea 1	Încercarea 2	Metoda cu conul	Încercarea 1	Încercarea 2
Masă recipient C (g)	13.10	12.53	Masă recipient C (g)	24.64	24.76
Masă probă umedă A (g)	18.16	16.13	Masă probă umedă A (g)	40.28	37.58
Masa probă uscată B (g)	17.29	15.50	Masa probă uscată B (g)	35.60	33.85
Limita inf. de plasticitate w_p (%)	20.76	21.21	Adâncime de penetrare con	20.00	20.00
Admisibilitate (Max- Min < 2% pentru $Wp < 40\%$, Max- Min < 5% pentru $Wp > 40\%$)		0.45	Limita de curgere w_L (%)	42.70	41.03
Limita inferioară de plasticitate-medie w_p (%)		20.99	Admisibilitate WL (Max- Min < 5%)		1.67
			Admisibilitate pentru adâncimea de penetrare a conului (Max- Min < 0,4mm)		0.00
			Limita de curgere-medie w_L (%)		41.87

Indicele de plasticitate I_p (%)	$I_p = w_L - w_p$	20.88
Indicele de consistență I_c	$I_c = \frac{w_L - w}{w_L - w_p}$	1.19
Indicele de lichiditate I_L	$I_L = \frac{w - w_p}{w_L - w_p}$	-0.19



Clasificarea gradului de plasticitate a
pământurilor fine conform SR EN ISO 14688-
2:2018

CIM

argilă cu plasticitate medie

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech

Tip pământ: Cl - argilă, Si - praf

Plasticitate: L - redusă, M - medie, H - mare, V - foarte mare



Raport de încercare

nr.1232/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F2

Cod probă:P1(Cod 2581)

Adâncime:1.40 - 1.60 m

Descriere:argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO₃,tare

Determinarea densității în stare naturală conform SR EN ISO 17892-2 din 2015

Masă probă neparafinată $m_g(g)$	34.46	Densitatea pământului în stare naturală $\rho(g/cm^3)$ $\rho = m_a/(V_1 - V_2)$	1.98	$\rho_{parafină} = 0,9g/cm^3;$
Masă probă parafinată $m_c(g)$	35.31	Greutatea volumică $\gamma(kN/m^3)$ $\gamma = \rho \times 9,81$	19.45	
Masa probă parafinată și imersată $m_f(g)$	17.02	Greutatea volumică în stare uscată $\gamma_d(kN/m^3)$ $\gamma_d = \rho/(1 + w/100) \times 9,81$	16.61	$\rho_{apă} = 0,998g/cm^3$
Volum epruvetă imersată $V_1(cm^3)$ $V_1 = (m_c - m_f)/\rho_{apă}$	18.33	Indicele porilor e $e = V_p/V_s$	0.59	
Volum înveliș parafină $V_2(cm^3)$ $V_2 = (m_c - m_g)/\rho_{parafină}$	0.94	Porozitatea $n(\%)$ $n = (V_p/V) \times 100$	37	

Determinarea umflării libere conform normativ STAS 1913/12 - 1988

(12 g de material/încercare)	Încercarea 1	Încercarea 2	Încercarea 3
Volum inițial al pământului $V_i(cm^3)$	10	10	10
Volumul final al sedimentului $V_f(cm^3)$	19.0	19.0	19.0
Umflarea liberă $U_L(\%) = 10 \times (V_f - V_i)$	90.0	90.0	90.0
Admisibilitate ($Max - Min < 10\%$)	0.00		
Umflarea liberă medie (%)	90.0		

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr. 1232/10.11.2023

Determinarea distribuției granulometrice a particulelor conform SR EN ISO 17892-4 din 2017

Identificarea și clasificarea pământurilor - Distribuție granulometrică conform SR EN ISO 14688-2 din 2018

Beneficiar: -

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Denumire proiect: -

Nr. Foraj: F2

Cod probă: P1(Cod 2581)

Metoda de încercare: Sedimentare și cernere

Masa materialului încercat: 29.06g

Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

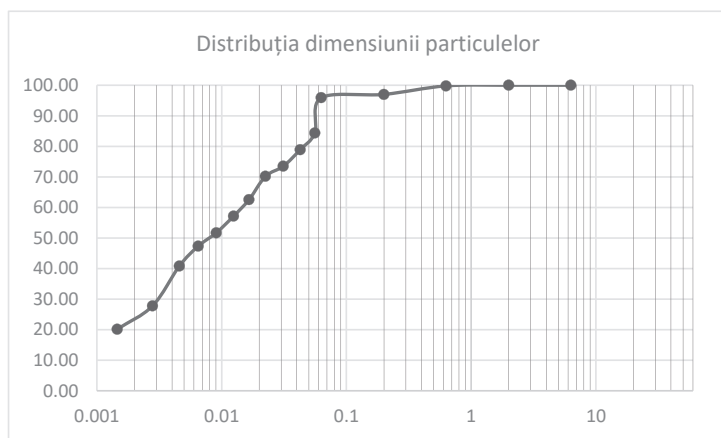
Nr. Comandă: 404ST/03.11.2023

Data încercare: 03.11.2023

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Adâncime: 1.40 - 1.60 m

Diagrama distribuției dimensiunii particulelor (curba granulometrică)



Denumirea pământului încercat (în funcție de fracțiunile componente)

argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO₃

Fracțiuni granulometrice

Clasă de pământuri	Fracțiuni granulometrice	Simboluri	Interval de dimensiuni ale particulelor (mm)	Cantitatea determinată (%)
Pământuri foarte groasere	Blocuri mari	(lBo)	> 630	0.00
	Blocuri	(Bo)	> 200 până la ≤ 630	0.00
	Bolovăniș	(Co)	> 63 până la ≤ 200	0.00
Pământuri groasere - Pietriș (Gr)	Pietriș mare	(cGr)	> 20 până la ≤ 63	0.00
	Pietriș mijlociu	(mGr)	> 6,3 până la ≤ 20	0.00
	Pietriș mic	(fGr)	> 2 până la ≤ 6,3	0.00
Pământuri groasere - Nisip (Sa)	Nisip mare	(cSa)	> 0,63 până la ≤ 2	0.21
	Nisip mijlociu	(mSa)	> 0,20 până la ≤ 0,63	2.79
	Nisip fin	(fSa)	> 0,063 până la ≤ 0,20	1.10
Pământuri fine - Praf (Si)	Praf mare	(cSi)	> 0,02 până la ≤ 0,063	25.71
	Praf mijlociu	(mSi)	> 0,0063 până la ≤ 0,02	22.86
	Praf fin	(fSi)	> 0,002 până la ≤ 0,0063	19.59
Pământuri fine	Argilă	(Cl)	≤ 0,002	27.75

Forma curbei granulometrice

Diametrul d10(mm)	Diametrul d30(mm)	Diametrul d60(mm)
-	0.0031	0.0146
Coeficientul de uniformitate (Cu) D60/D10	Coeficientul de curbura (Cc) D30 ² /(D60xD10)	Forma curbei granulometrice
-	-	-

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1233/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F4

Cod probă:P1(Cod 2582)

Adâncime:1.80 - 2.00 m

Descriere:argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO₃,tare

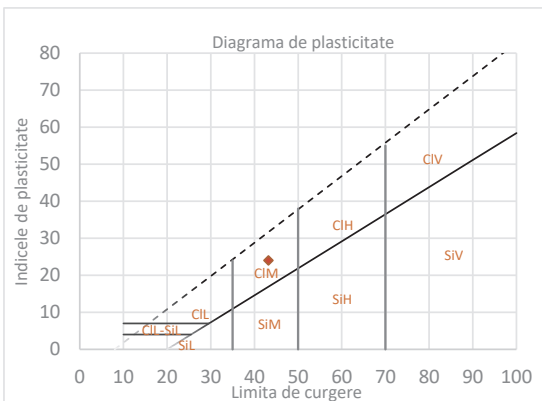
Determinarea umidității conform SR EN ISO 17892-1 din 2018

Masă recipient m_c (g)	36.34
Masă probă umedă m_u (g)	146.39
Masă probă uscată m_d (g)	129.86
Umiditate (%) $w (\%) = \frac{m_u - m_d}{m_d - m_c} \times 100$	17.08

Determinarea limitelor de lichiditate și plasticitate conform SR EN ISO 17892-12/2018 și 17892-12/A1/2021

Masă material folosit în stare naturală m_1 (g)		200.00	Coef. de corecție al umidității K (%)		-
Masă material îndepărtat > 0,4mm m_r (g)		-	Umiditate material cu dim. <0,4 mm		-
Limita inferioară de plasticitate (de frământare)			Limita superioară de plasticitate (de curgere)		
Metoda cilindrilor de pământ	Încercarea 1	Încercarea 2	Metoda cu conul	Încercarea 1	Încercarea 2
Masă recipient C (g)	13.29	12.47	Masă recipient C (g)	24.91	24.58
Masă probă umedă A (g)	18.00	17.62	Masă probă umedă A (g)	37.80	39.54
Masa probă uscată B (g)	17.23	16.80	Masa probă uscată B (g)	33.86	35.02
Limita inf. de plasticitate w_p (%)	19.54	18.94	Adâncime de penetrare con	20.00	20.00
Admisibilitate (Max- Min < 2% pentru $W_p < 40\%$, Max- Min < 5% pentru $W_p > 40\%$)		0.61	Limita de curgere w_L (%)	44.02	43.30
Limita inferioară de plasticitate-medie w_p (%)		19.24	Admisibilitate W_L (Max- Min < 5%)		0.73
			Admisibilitate pentru adâncimea de penetrare a conului (Max- Min < 0,4mm)		0.00
			Limita de curgere-medie w_L (%)		43.66

Indicele de plasticitate I_p (%)	$I_p = w_L - w_p$	23.99
Indicele de consistență I_c	$I_c = \frac{w_L - w}{w_L - w_p}$	1.07
Indicele de lichiditate I_L	$I_L = \frac{w - w_p}{w_L - w_p}$	-0.07



Clasificarea gradului de plasticitate a
pământurilor fine conform SR EN ISO 14688-
2:2018

CIM

argilă cu plasticitate medie

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Tip pământ: CI - argilă, Si - praf

Plasticitate: L - redusă, M - medie, H - mare, V - foarte mare

Raport de încercare

nr.1233/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F4

Cod probă:P1(Cod 2582)

Adâncime:1.80 - 2.00 m

Descriere:argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO₃,tare

Determinarea densității în stare naturală conform SR EN ISO 17892-2 din 2015

Masă probă neparafinată $m_g(g)$	11.99	Densitatea pământului în stare naturală $\rho(g/cm^3)$ $\rho = m_g/(V_1 - V_2)$	2.04	$\rho_{parafină} = 0,9g/cm^3;$
Masă probă parafinată $m_c(g)$	12.47	Greutatea volumică $\gamma(kN/m^3)$ $\gamma = \rho \times 9,81$	20.01	
Masa probă parafinată și imersată $m_f(g)$	6.07	Greutatea volumică în stare uscată $\gamma_d(kN/m^3)$ $\gamma_d = \rho/(1 + w/100) \times 9,81$	17.00	$\rho_{apă} = 0,998g/cm^3$
Volum epruvetă imersată $V_1(cm^3)$ $V_1 = (m_c - m_f)/\rho_{apă}$	6.41	Indicele porilor e $e = V_p/V_s$	0.55	
Volum înveliș parafină $V_2(cm^3)$ $V_2 = (m_c - m_g)/\rho_{parafină}$	0.53	Porozitatea $n(\%)$ $n = (V_p/V) \times 100$	36	

Determinarea umflării libere conform normativ STAS 1913/12 - 1988

(12 g de material/încercare)	Încercarea 1	Încercarea 2	Încercarea 3
Volum inițial al pământului $V_i(cm^3)$	10	10	10
Volumul final al sedimentului $V_f(cm^3)$	19.0	19.0	19.0
Umflarea liberă $U_L(\%) = 10 \times (V_f - V_i)$	90.0	90.0	90.0
Admisibilitate ($Max - Min < 10\%$)	0.00		
Umflarea liberă medie (%)	90.0		

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr. 1233/10.11.2023

Determinarea distribuției granulometrice a particulelor conform SR EN ISO 17892-4 din 2017

Identificarea și clasificarea pământurilor - Distribuție granulometrică conform SR EN ISO 14688-2 din 2018

Beneficiar: -

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Denumire proiect: -

Nr. Foraj: F4

Cod probă: P1(Cod 2582)

Metoda de încercare: Sedimentare și cernere

Masa materialului încercat: 27.73 g

Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

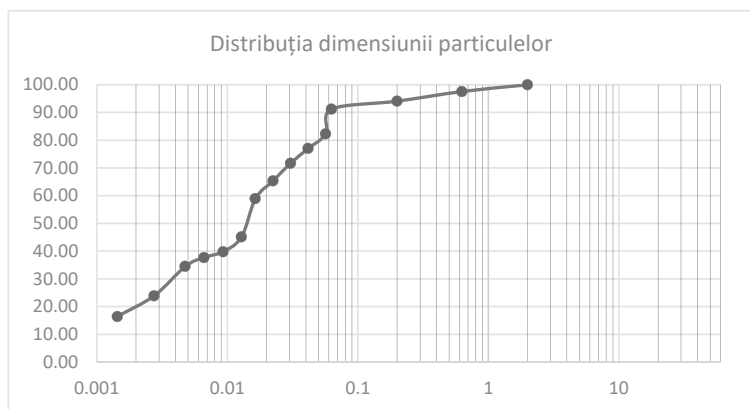
Nr. Comandă: 404ST/03.11.2023

Data încercare: 03.11.2023

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Adâncime: 1.80- 2.00 m

Diagrama distribuției dimensiunii particulelor (curba granulometrică)



Denumirea pământului încercat (în funcție de fracțiunile componente)

argilă prăfoasă gălbuie, cu CaCO₃

Fracțiuni granulometrice

Clasă de pământuri	Fracțiuni granulometrice	Simboluri	Interval de dimensiuni ale particulelor (mm)	Cantitatea determinată (%)
Pământuri foarte grosiere	Blocuri mari	(lBo)	> 630	0.00
	Blocuri	(Bo)	> 200 până la ≤ 630	0.00
	Bolovăniș	(Co)	> 63 până la ≤ 200	0.00
Pământuri grosiere - Pietriș (Gr)	Pietriș mare	(cGr)	> 20 până la ≤ 63	0.00
	Pietriș mijlociu	(mGr)	> 6,3 până la ≤ 20	0.00
	Pietriș mic	(fGr)	> 2 până la ≤ 6,3	0.00
Pământuri grosiere - Nisip (Sa)	Nisip mare	(cSa)	> 0,63 până la ≤ 2	2.44
	Nisip mijlociu	(mSa)	> 0,20 până la ≤ 0,63	3.48
	Nisip fin	(fSa)	> 0,063 până la ≤ 0,20	2.88
Pământuri fine - Praf (Si)	Praf mare	(cSi)	> 0,02 până la ≤ 0,063	25.87
	Praf mijlociu	(mSi)	> 0,0063 până la ≤ 0,02	27.62
	Praf fin	(fSi)	> 0,002 până la ≤ 0,0063	13.81
Pământuri fine	Argilă	(Cl)	≤ 0,002	23.90

Forma curbei granulometrice

Diametrul d10(mm)	Diametrul d30(mm)	Diametrul d60(mm)
-	0.0039	0.0174
Coeficientul de uniformitate (Cu) D60/D10	Coeficientul de curbura (Cc) D30 ² /(D60xD10)	Forma curbei granulometrice
-	-	-

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1234/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F5

Cod probă:P1(Cod 2583)

Adâncime:1.40 - 1.60 m

Descriere:argilă prăfoasă brun-gălbui,tare

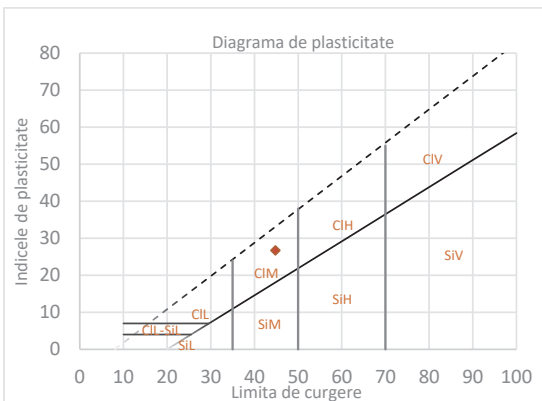
Determinarea umidității conform SR EN ISO 17892-1 din 2018

Masă recipient m_c (g)	35.00
Masă probă umedă m_u (g)	150.66
Masă probă uscată m_d (g)	132.89
Umiditate (%) $w (\%) = \frac{m_u - m_d}{m_d - m_c} \times 100$	18.15

Determinarea limitelor de lichiditate și plasticitate conform SR EN ISO 17892-12/2018 și 17892-12/A1/2021

Masă material folosit în stare naturală m_1 (g)		200.00	Coef. de corecție al umidității K (%)		-
Masă material îndepărtat > 0,4mm m_r (g)		-	Umiditate material cu dim. <0,4 mm		-
Limita inferioară de plasticitate (de frământare)			Limita superioară de plasticitate (de curgere)		
Metoda cilindrilor de pământ	Încercarea 1	Încercarea 2	Metoda cu conul	Încercarea 1	Încercarea 2
Masă recipient C (g)	13.12	13.30	Masă recipient C (g)	24.90	24.58
Masă probă umedă A (g)	18.27	17.52	Masă probă umedă A (g)	36.90	37.68
Masa probă uscată B (g)	17.46	16.89	Masa probă uscată B (g)	33.20	33.61
Limita inf. de plasticitate w_p (%)	18.66	17.55	Adâncime de penetrare con	20.00	20.00
Admisibilitate (Max- Min < 2% pentru $Wp < 40\%$, Max- Min < 5% pentru $Wp > 40\%$)		1.11	Limita de curgere w_L (%)	44.58	45.07
Limita inferioară de plasticitate-medie w_p (%)		18.11	Admisibilitate WL (Max- Min < 5%)		0.49
			Admisibilitate pentru adâncimea de penetrare a conului (Max- Min < 0,4mm)		0.00
			Limita de curgere-medie w_L (%)		44.83

Indicele de plasticitate I_p (%)	$I_p = w_L - w_p$	26.72
Indicele de consistență I_c	$I_c = \frac{w_L - w}{w_L - w_p}$	1.00
Indicele de lichiditate I_L	$I_L = \frac{w - w_p}{w_L - w_p}$	0.00



Clasificarea gradului de plasticitate a
pământurilor fine conform SR EN ISO 14688-
2:2018

CIM
argilă cu plasticitate medie

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Tip pământ: Cl - argilă, Si - praf

Plasticitate: L - redusă, M - medie, H - mare, V - foarte mare

Raport de încercare

nr.1234/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F5

Cod probă:P1(Cod 2583)

Adâncime:1.40 - 1.60 m

Descriere:argilă prăfoasă brun-gălbuie,tare

Determinarea densității în stare naturală conform SR EN ISO 17892-2 din 2015

Masă probă neparafinată $m_g(g)$	62.77	Densitatea pământului în stare naturală $\rho(g/cm^3)$ $\rho = m_a/(V_1 - V_2)$	2.04	$\rho_{parafină} = 0,9g/cm^3;$
Masă probă parafinată $m_c(g)$	63.88	Greutatea volumică $\gamma(kN/m^3)$ $\gamma = \rho \times 9,81$	20.04	
Masa probă parafinată și imersată $m_f(g)$	31.98	Greutatea volumică în stare uscată $\gamma_d(kN/m^3)$ $\gamma_d = \rho/(1 + w/100) \times 9,81$	16.96	$\rho_{apă} = 0,998g/cm^3$
Volum epruvetă imersată $V_1(cm^3)$ $V_1 = (m_c - m_f)/\rho_{apă}$	31.96	Indicele porilor e $e = V_p/V_s$	0.56	
Volum înveliș parafină $V_2(cm^3)$ $V_2 = (m_c - m_g)/\rho_{parafină}$	1.23	Porozitatea n(%) $n = (V_p/V) \times 100$	36	

Determinarea umflării libere conform normativ STAS 1913/12 - 1988

(12 g de material/încercare)	Încercarea 1	Încercarea 2	Încercarea 3
Volum inițial al pământului $V_i (cm^3)$	10	10	10
Volumul final al sedimentului $V_f (cm^3)$	19.0	19.0	19.0
Umflarea liberă $U_L (\%) = 10 \times (V_f - V_i)$	90.0	90.0	90.0
Admisibilitate (Max - Min < 10%)	0.00		
Umflarea liberă medie (%)	90.0		

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr. 1234/10.11.2023

Determinarea distribuției granulometrice a particulelor conform SR EN ISO 17892-4 din 2017

Identificarea și clasificarea pământurilor - Distribuție granulometrică conform SR EN ISO 14688-2 din 2018

Beneficiar: -

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Denumire proiect: -

Nr. Foraj: F5

Cod probă: P1(Cod 2583)

Metoda de încercare: Sedimentare și cernere

Masa materialului încercat: 29.90 g

Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

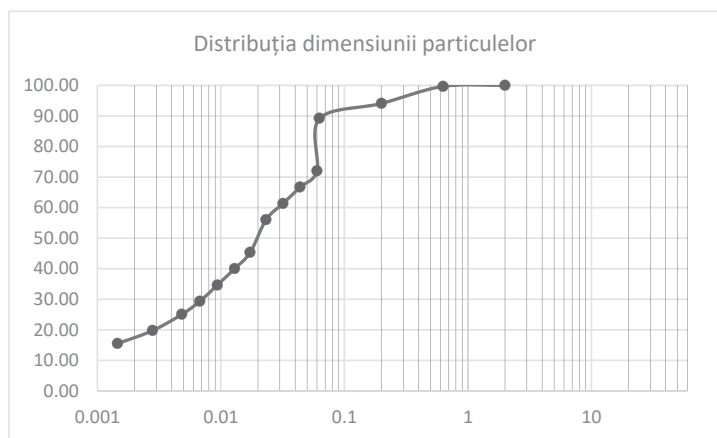
Nr. Comandă: 404ST/03.11.2023

Data încercare: 03.11.2023

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Adâncime: 1.40 - 1.60 m

Diagrama distribuției dimensiunii particulelor (curba granulometrică)



Denumirea pământului încercat (în funcție de fracțiunile componente)

argilă prăfoasă brun-gălbuie

Fracțiuni granulometrice

Clasă de pământuri	Fracțiuni granulometrice	Simboluri	Interval de dimensiuni ale particulelor (mm)	Cantitatea determinată (%)
Pământuri foarte grosiere	Blocuri mari	(lBo)	> 630	0.00
	Blocuri	(Bo)	> 200 până la ≤ 630	0.00
	Bolovăniș	(Co)	> 63 până la ≤ 200	0.00
Pământuri grosiere - Pietriș (Gr)	Pietriș mare	(cGr)	> 20 până la ≤ 63	0.00
	Pietriș mijlociu	(mGr)	> 6,3 până la ≤ 20	0.00
	Pietriș mic	(fGr)	> 2 până la ≤ 6,3	0.00
Pământuri grosiere - Nisip (Sa)	Nisip mare	(cSa)	> 0,63 până la ≤ 2	0.33
	Nisip mijlociu	(mSa)	> 0,20 până la ≤ 0,63	5.59
	Nisip fin	(fSa)	> 0,063 până la ≤ 0,20	4.88
Pământuri fine - Praf (Si)	Praf mare	(cSi)	> 0,02 până la ≤ 0,063	33.18
	Praf mijlociu	(mSi)	> 0,0063 până la ≤ 0,02	26.68
	Praf fin	(fSi)	> 0,002 până la ≤ 0,0063	9.60
Pământuri fine	Argilă	(Cl)	≤ 0,002	19.74

Forma curbei granulometrice

Diametrul d10(mm)	Diametrul d30(mm)	Diametrul d60(mm)
-	0.0071	0.0297
Coeficientul de uniformitate (Cu) D60/D10	Coeficientul de curbura (Cc) D30 ² /(D60xD10)	Forma curbei granulometrice
-	-	-

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1235/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F7

Cod probă:P1(Cod 2584)

Adâncime:1.60 - 1.80 m

Descriere:argilă brună,plastic vârtoasă

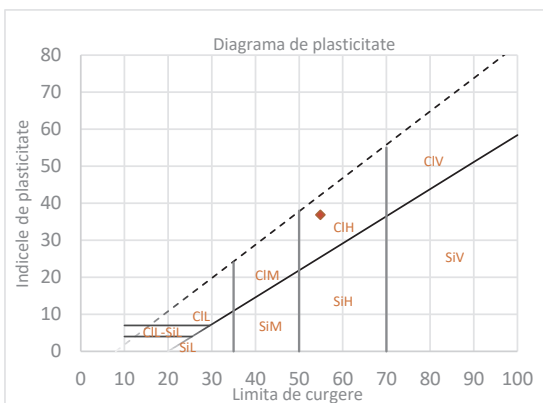
Determinarea umidității conform SR EN ISO 17892-1 din 2018

Masă recipient m_c (g)	35.57
Masă probă umedă m_u (g)	149.64
Masă probă uscată m_d (g)	131.08
Umiditate (%) w (%) = $\frac{m_u - m_d}{m_d - m_c} \times 100$	19.43

Determinarea limitelor de lichiditate și plasticitate conform SR EN ISO 17892-12/2018 și 17892-12/A1/2021

Masă material folosit în stare naturală m_1 (g)	200.00	Coef. de corecție al umidității K (%)	-		
Masă material îndepărtat > 0,4mm m_r (g)	-	Umiditate material cu dim. <0,4 mm	-		
Limita inferioară de plasticitate (de frământare)		Limita superioară de plasticitate (de curgere)			
Metoda cilindrilor de pământ	Încercarea 1	Încercarea 2	Metoda cu conul	Încercarea 1	Încercarea 2
Masă recipient C (g)	13.22	12.99	Masă recipient C (g)	24.77	24.70
Masă probă umedă A (g)	18.12	17.79	Masă probă umedă A (g)	38.81	38.75
Masa probă uscată B (g)	17.37	17.06	Masa probă uscată B (g)	33.78	33.83
Limita inf. de plasticitate w_p (%)	18.07	17.94	Adâncime de penetrare con	20.00	20.00
Admisibilitate (Max- Min < 2% pentru $W_p < 40\%$, Max- Min < 5% pentru $W_p > 40\%$)		0.14	Limita de curgere w_L (%)	55.83	53.89
Limita inferioară de plasticitate-medie w_p (%)		18.00	Admisibilitate WL (Max- Min < 5%)		1.94
			Admisibilitate pentru adâncimea de penetrare a conului (Max- Min < 0,4mm)		0.00
			Limita de curgere-medie w_L (%)		54.86

Indicele de plasticitate I_p (%)	$I_p = w_L - w_p$	36.85
Indicele de consistență I_c	$I_c = \frac{w_L - w}{w_L - w_p}$	0.96
Indicele de lichiditate I_L	$I_L = \frac{w - w_p}{w_L - w_p}$	0.04



Clasificarea gradului de plasticitate a pământurilor fine conform SR EN ISO 14688-2:2018
CIH
argilă cu plasticitate mare

Tip pământ: CI - argilă, SI - praf

Plasticitate: L - redusă, M - medie, H - mare, V - foarte mare

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1235/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F7

Cod probă:P1(Cod 2584)

Adâncime:1.60 - 1.80 m

Descriere:argilă brună,plastic vârtosă

Determinarea densității în stare naturală conform SR EN ISO 17892-2 din 2015

Masă probă neparafinată $m_g(g)$	42.18	Densitatea pământului în stare naturală $\rho(g/cm^3)$ $\rho = m_g/(V_1 - V_2)$	1.97	$\rho_{parafină} = 0,9g/cm^3;$
Masă probă parafinată $m_c(g)$	44.39	Greutatea volumică $\gamma(kN/m^3)$ $\gamma = \rho \times 9,81$	19.32	
Masa probă parafinată și imersată $m_f(g)$	20.56	Greutatea volumică în stare uscată $\gamma_d(kN/m^3)$ $\gamma_d = \rho/(1 + w/100) \times 9,81$	16.17	$\rho_{apă} = 0,998g/cm^3$
Volum epruvetă imersată $V_1(cm^3)$ $V_1 = (m_c - m_f)/\rho_{apă}$	23.88	Indicele porilor e $e = V_p/V_s$	0.63	
Volum înveliș parafină $V_2(cm^3)$ $V_2 = (m_c - m_g)/\rho_{parafină}$	2.46	Porozitatea $n(\%)$ $n = (V_p/V) \times 100$	39	

Determinarea umflării libere conform normativ STAS 1913/12 - 1988

(12 g de material/încercare)	Încercarea 1	Încercarea 2	Încercarea 3
Volum inițial al pământului $V_i (cm^3)$	10	10	10
Volumul final al sedimentului $V_f (cm^3)$	20.0	20.0	20.0
Umflarea liberă $U_L (\%) = 10 \times (V_f - V_i)$	100.0	100.0	100.0
Admisibilitate ($Max - Min < 10\%$)	0.00		
Umflarea liberă medie (%)	100.0		

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr. 1235/10.11.2023

Determinarea distribuției granulometrice a particulelor conform SR EN ISO 17892-4 din 2017

Identificarea și clasificarea pământurilor - Distribuție granulometrică conform SR EN ISO 14688-2 din 2018

Beneficiar: -

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Denumire proiect: -

Nr. Foraj: F7

Cod probă: P1(Cod 2584)

Metoda de încercare: Sedimentare și cernere

Masa materialului încercat: 26.88 g

Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

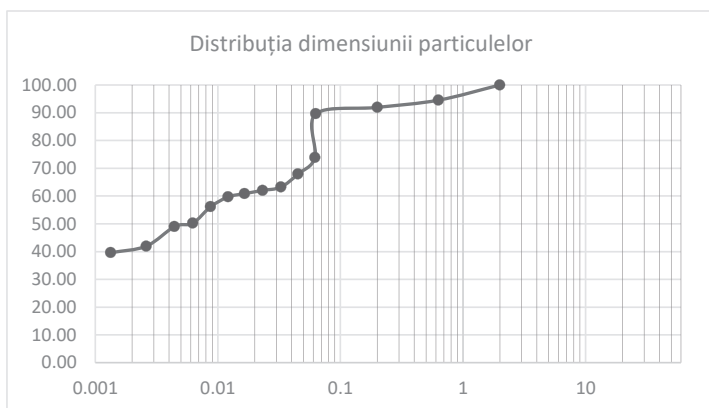
Nr. Comandă: 404ST/03.11.2023

Data încercare: 03.11.2023

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Adâncime: 1.60 - 1.80 m

Diagrama distribuției dimensiunii particulelor (curba granulometrică)



Denumirea pământului încercat (în funcție de fracțiunile componente)

argilă brună

Fracțiuni granulometrice

Clasă de pământuri	Fracțiuni granulometrice	Simboluri	Interval de dimensiuni ale particulelor (mm)	Cantitatea determinată (%)
Pământuri foarte groasere	Blocuri mari	(lBo)	> 630	0.00
	Blocuri	(Bo)	> 200 până la ≤ 630	0.00
	Bolovăniș	(Co)	> 63 până la ≤ 200	0.00
Pământuri groasere - Pietriș (Gr)	Pietriș mare	(cGr)	> 20 până la ≤ 63	0.00
	Pietriș mijlociu	(mGr)	> 6,3 până la ≤ 20	0.00
	Pietriș mic	(fGr)	> 2 până la ≤ 6,3	0.00
Pământuri groasere - Nisip (Sa)	Nisip mare	(cSa)	> 0,63 până la ≤ 2	5.47
	Nisip mijlociu	(mSa)	> 0,20 până la ≤ 0,63	2.60
	Nisip fin	(fSa)	> 0,063 până la ≤ 0,20	2.31
Pământuri fine - Praf (Si)	Praf mare	(cSi)	> 0,02 până la ≤ 0,063	27.58
	Praf mijlociu	(mSi)	> 0,0063 până la ≤ 0,02	5.91
	Praf fin	(fSi)	> 0,002 până la ≤ 0,0063	14.18
Pământuri fine	Argilă	(Cl)	≤ 0,002	41.95

Forma curbei granulometrice

Diametrul d10(mm)	Diametrul d30(mm)	Diametrul d60(mm)
-	-	0.0133
Coeficientul de uniformitate (Cu) D60/D10	Coeficientul de curbura (Cc) D30 ² /(D60xD10)	Forma curbei granulometrice
-	-	-

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr.1236/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F8

Cod probă:P1(Cod 2585)

Adâncime:1.20 - 1.40 m

Descriere:argilă prăfoasă gălbuie,tare

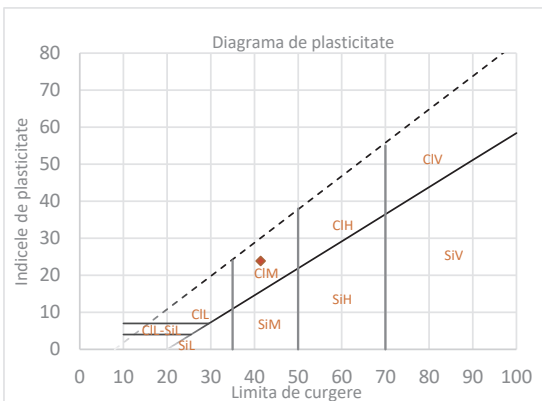
Determinarea umidității conform SR EN ISO 17892-1 din 2018

Masă recipient m_c (g)	35.70
Masă probă umedă m_u (g)	150.66
Masă probă uscată m_d (g)	135.94
Umiditate (%) w (%) = $\frac{m_u - m_d}{m_d - m_c} \times 100$	14.68

Determinarea limitelor de lichiditate și plasticitate conform SR EN ISO 17892-12/2018 și 17892-12/A1/2021

Masă material folosit în stare naturală m_1 (g)		200.00	Coef. de corecție al umidității K (%)		-
Masă material îndepărtat > 0,4mm m_r (g)		-	Umiditate material cu dim. <0,4 mm		-
Limita inferioară de plasticitate (de frământare)			Limita superioară de plasticitate (de curgere)		
Metoda cilindrilor de pământ	Încercarea 1	Încercarea 2	Metoda cu conul	Încercarea 1	Încercarea 2
Masă recipient C (g)	13.05	12.88	Masă recipient C (g)	22.48	22.67
Masă probă umedă A (g)	17.97	18.64	Masă probă umedă A (g)	32.40	39.35
Masa probă uscată B (g)	17.20	17.82	Masa probă uscată B (g)	29.54	34.39
Limita inf. de plasticitate w_p (%)	18.55	16.60	Adâncime de penetrare con	20.00	20.00
Admisibilitate (Max- Min < 2% pentru $Wp < 40\%$, Max- Min < 5% pentru $Wp > 40\%$)		1.96	Limita de curgere w_L (%)	40.51	42.32
Limita inferioară de plasticitate-medie w_p (%)		17.58	Admisibilitate WL (Max- Min < 5%)		1.81
			Admisibilitate pentru adâncimea de penetrare a conului (Max- Min < 0,4mm)		0.00
			Limita de curgere-medie w_L (%)		41.42

Indicele de plasticitate I_p (%)	$I_p = w_L - w_p$	23.84
Indicele de consistență I_c	$I_c = \frac{w_L - w}{w_L - w_p}$	1.12
Indicele de lichiditate I_L	$I_L = \frac{w - w_p}{w_L - w_p}$	-0.12



Clasificarea gradului de plasticitate a
pământurilor fine conform SR EN ISO 14688-
2:2018

CIM
argilă cu plasticitate medie

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Tip pământ: Cl - argilă, Si - praf

Plasticitate: L - redusă, M - medie, H - mare, V - foarte mare

Raport de încercare

nr.1236/10.11.2023

Beneficiar:-

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Client lab: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

Nr. Comandă:404ST/03.11.2023

Proiect:-

Foraj:F8

Cod probă:P1(Cod 2585)

Adâncime:1.20 - 1.40 m

Descriere:argilă prăfoasă gălbuie,tare

Determinarea densității în stare naturală conform SR EN ISO 17892-2 din 2015

Masă probă neparafinată $m_g(g)$	27.97	Densitatea pământului în stare naturală $\rho(g/cm^3)$ $\rho = m_a/(V_1 - V_2)$	1.84	$\rho_{parafină} = 0,9g/cm^3;$
Masă probă parafinată $m_c(g)$	29.07	Greutatea volumică $\gamma(kN/m^3)$ $\gamma = \rho \times 9,81$	18.00	
Masa probă parafinată și imersată $m_f(g)$	12.64	Greutatea volumică în stare uscată $\gamma_d(kN/m^3)$ $\gamma_d = \rho/(1 + w/100) \times 9,81$	15.70	$\rho_{apă} = 0,998g/cm^3$
Volum epruvetă imersată $V_1(cm^3)$ $V_1 = (m_c - m_f)/\rho_{apă}$	16.46	Indicele porilor e $e = V_p/V_s$	0.68	
Volum înveliș parafină $V_2(cm^3)$ $V_2 = (m_c - m_g)/\rho_{parafină}$	1.22	Porozitatea $n(\%)$ $n = (V_p/V) \times 100$	41	

Determinarea umflării libere conform normativ STAS 1913/12 - 1988

(12 g de material/încercare)	Încercarea 1	Încercarea 2	Încercarea 3
Volum inițial al pământului $V_i (cm^3)$	10	10	10
Volumul final al sedimentului $V_f (cm^3)$	17.5	17.5	17.5
Umflarea liberă $U_L (\%) = 10 \times (V_f - V_i)$	75.0	75.0	75.0
Admisibilitate ($Max - Min < 10\%$)	0.00		
Umflarea liberă medie (%)	75.0		

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Data raport: 10.11.2023

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



Raport de încercare

nr. 1236/10.11.2023

Determinarea distribuției granulometrice a particulelor conform SR EN ISO 17892-4 din 2017

Identificarea și clasificarea pământurilor - Distribuție granulometrică conform SR EN ISO 14688-2 din 2018

Beneficiar: -

Locație: Loc. Sărata, Nr. Cad. 93614, Jud. Bistrița-Năsăud

Denumire proiect: -

Nr. Foraj: F8

Cod probă: P1(Cod 2585)

Metoda de încercare: Sedimentare și cernere

Masa materialului încercat: 27.76 g

Client laborator: GEOGAM TEST & DRILL S.R.L

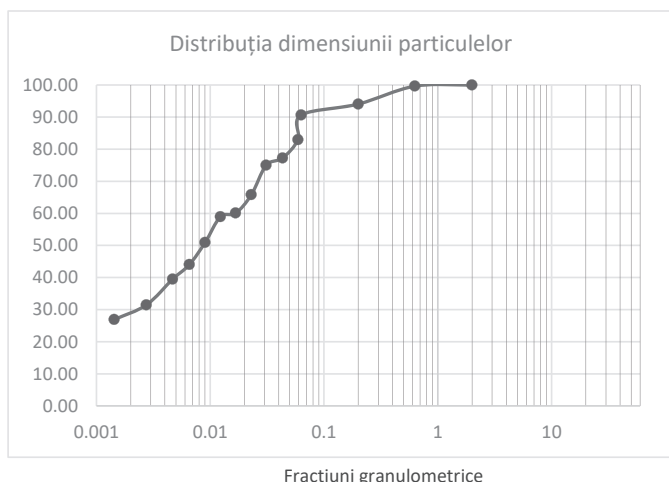
Nr. Comandă: 404ST/03.11.2023

Data încercare: 03.11.2023

Tehnician laborator: Nahed Nourallah

Adâncime: 1.20 - 1.40 m

Diagrama distribuției dimensiunii particulelor (curba granulometrică)



Denumirea pământului încercat (în funcție de fracțiunile componente)

argilă prăfoasă gălbuie

Fracțiuni granulometrice

Clasă de pământuri	Fracțiuni granulometrice	Simboluri	Interval de dimensiuni ale particulelor (mm)	Cantitatea determinată (%)
Pământuri foarte grosiere	Blocuri mari	(lBo)	> 630	0.00
	Blocuri	(Bo)	> 200 până la ≤ 630	0.00
	Bolovăniș	(Co)	> 63 până la ≤ 200	0.00
Pământuri grosiere - Pietriș (Gr)	Pietriș mare	(cGr)	> 20 până la ≤ 63	0.00
	Pietriș mijlociu	(mGr)	> 6,3 până la ≤ 20	0.00
	Pietriș mic	(fGr)	> 2 până la ≤ 6,3	0.00
Pământuri grosiere - Nisip (Sa)	Nisip mare	(cSa)	> 0,63 până la ≤ 2	0.36
	Nisip mijlociu	(mSa)	> 0,20 până la ≤ 0,63	5.58
	Nisip fin	(fSa)	> 0,063 până la ≤ 0,20	3.42
Pământuri fine - Praf (Si)	Praf mare	(cSi)	> 0,02 până la ≤ 0,063	24.84
	Praf mijlociu	(mSi)	> 0,0063 până la ≤ 0,02	21.74
	Praf fin	(fSi)	> 0,002 până la ≤ 0,0063	12.59
Pământuri fine	Argilă	(Cl)	≤ 0,002	31.47

Forma curbei granulometrice

Diametrul d10(mm)	Diametrul d30(mm)	Diametrul d60(mm)
-	0.0024	0.0164
Coeficientul de uniformitate (Cu) D60/D10	Coeficientul de curbura (Cc) D30 ² /(D60xD10)	Forma curbei granulometrice
-	-	-

Raport întocmit de șef profil încercări:

ing. geolog Ștefan Apopei

Raport verificat de șef laborator

ing. Ali Ghbech



[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

PLAN TOPOGRAFIC

extravilan
scara 1:2000

Nr. Cadastral: 93614
S.acte=47593 mp; S.masurata=47593 mp;
Adresa corpului de proprietate:
Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni
Nr. CF: 93614 UAT Bistrita

Beneficiari:
MUNICIPIUL BISTRITA



CAD: 92947

CAD: 76913

P
S=47593MP

F1
393.19

F5
382.94

F6
389.25

F7
400.97

F2
415.36

F3
429.52

F10
414.11

F4
444.64

F8
397.36

F9
421.27

MUNICIPIUL BISTRITA

Sistem de proiectie: Stereografic 1970
Sistem de cote: Marea Neagra 1975

Executant:
Gheorghe-Serban Cosmin
Aut. seria: RO-BH-F nr. 0137/07.09.2011

Data: 02.11.2023

621600

458800

PLAN TOPOGRAFIC

extravilan
scara 1:2000

621600

Nr. Cadastral: 93614
 S.acte=47593 mp; S.masurata=47593 mp;
 Adresa corpului de proprietate:
 Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni
 Nr. CF: 93614 UAT Bistrita

Beneficiari:
 MUNICIPIUL BISTRITA



621400

621400

CAD: 92947

CAD: 76913

Cota Linie Electrica:
 Cota cea mai mica:
 387.52

621200

621200

MUNICIPIUL BISTRITA

Sistem de proiectie: Stereografic 1970
 Sistem de cote: Marea Neagra 1975

Executant:
 Gheorghe-Serban Cosmin
 Aut. seria: RO-BH-F nr.0137/07.09.2011

Data: 02.11.2023

458800

459000

Oferta financiara neangajanta Centrala Electrica Fotovoltaica

Oferta Nr.: 789
Data: 11/10/2023
Catre: Primaria Bistrita
Putere CC kWp: 3,961.44
Putere AC kW: 3,900.00

Persoana de contact:
Andrei Muresan
Sales Account Manager
0743 960 670
andrei.muresan@datacor.ro

Despre Datacor

Datacor este o companie 100% românească, cu 21 ani de experiență pe piața de soluții inovatoare de comunicații, securitate și electrice, operând în segmentele office, retail și industrial și energia regenerabilă. Din 2002 până în prezent, compania a crescut continuu, ajungând la o echipă de peste 120 de persoane și o cifră de afaceri de 10 milioane de euro.



120 angajați



5 puncte de lucru



10 mil Euro cifra de afaceri

21 years

21 de ani de experiență

Produse principale din oferta:

Panou fotovoltaic monocristalin JaSolar sau Austa sau similar:	Bucati	7336	Putere panou [W]	540
Total kWp CC: 3,961.44				
Invertoare Huawei sau similar:	Bucati	13	Model Invertor	SUN2000-330KTL-H1
Total kW AC: 3,900.00	Bucati	0	Model Invertor	SUN2000-115KTL-M2
2 posturi de transformare, de tip 1 x 3.300 kVA, 0,4/20 kV				
Structura metalica sustinere panouri pentru :	Sol			
Amenajarea terenului				
Tablouri electrice echipate Schrack sau Schneider, Cabluri AC si DC, materiale marunte, manopera.				
Lucrari conectare la rețeaua publica				

Durata estimata realizare proiect: 3-6 luni

împreună din 2002



Valoare CEF fara TVA:

4,090,248.00 EURO

Despre oferta comerciala

Conditii generale:

- Valabilitatea ofertei 30 zile;
- La plasarea comenzii ferme, preturile din aceasta oferta vor fi ajustate in functie de evolutia preturilor de achizitie;
- Dupa transportul materialelor on site si intocmirea procesului verbal de custodie, clientul devine responsabil de pastrarea integritatii marerialelor pana la montarea efectiva.

Oferta include:

- Oferta include echipamentele (panouri fotovoltaice, invertoare de putere, structura de asamblare module fotovoltaice), instalatii (panouri fotovoltaice, invertoare, structura, retele de cabluri electrice pana la tabloul electric, dispozitive modulare de protectie impotriva supratensiunilor);
- Preanaliza rezistenta cladiri;
- Preanaliza instalatie electrica existenta;
- Proiect sistem fotovoltaic;
- Acte si dosar prosumator.

Oferta nu include:

- Cheltuieli pentru lucrări la tariful de racordare sau alte lucrări pentru instalațiile din aval și/sau amonte de punctul de delimitare impuse de Operatorul de Distribuție prin actualizarea Avizului Tehnic de Racordare, cu excepția lucrărilor de racordare a Centralei Fotovoltaice în instalația existentă;
- Cheltuieli pentru obținerea licenței de producător sau cheltuieli pentru înregistrarea pe piețele centralizate de energie electrică;
- Lucrari suplimentare la rețeaua electrica;
- Actualizare acord de mediu;
- Obținere certificat urbanism (daca e cazul);
- Obținere autorizatie construire (daca e cazul);
- Serviciile de mentenanta se pot cota separat.

Garantii:

- Garantie panouri fotovoltaice: 12 ani;
- Garantie invertoare: 5 ani;
- Garantia structurii de montaj: 10 ani;
- Garantia rețelei de cabluri electrice: 5 ani.

Termene de plata:

- 40% avans la semnarea contractului;
- 30% la livrarea echipamentelor on site;
- 29% la finalizare instalare PVRTL;
- 1% la PIF.



împreună din 2002



DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

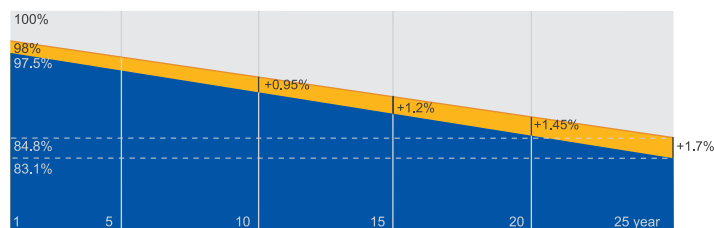


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



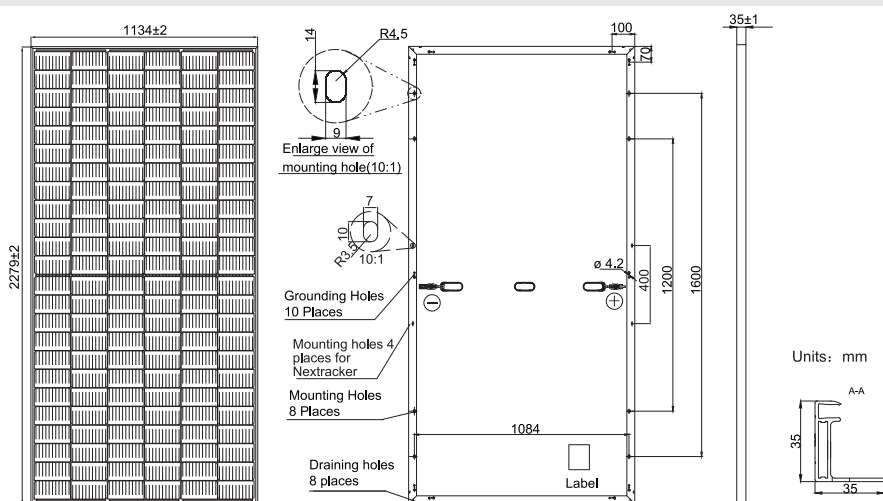
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					

STC

Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

Measurement tolerance at STC: P_{max} ±3 %, V_{oc} ±3% and I_{sc} ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30-525 /MR/1500V	JAM72S30-530 /MR/1500V	JAM72S30-535 /MR/1500V	JAM72S30-540 /MR/1500V	JAM72S30-545 /MR/1500V	JAM72S30-550 /MR/1500V
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55

NOCT

Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

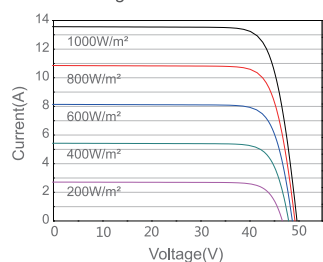
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

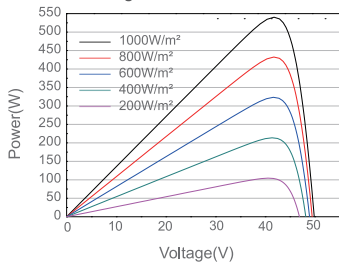
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Operating Temperature	-40 °C ~+85 °C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2 °C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

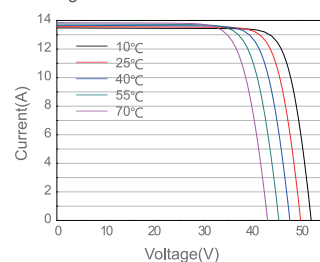
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



SUN2000-100KTL-M2



10 MPPT-uri



98,8% (la 480V) Eficiență maximă



Management la nivel de șir



Diagnosticare de tip Smart I-V Curve



Comunicatie MBUS



Separator inteligent la nivel de șir SSLD



Descărcătoare de supratensiune pentru DC și AC



Protecție IP66

Curba eficienței

SUN2000-100KTL-M2 @400 V

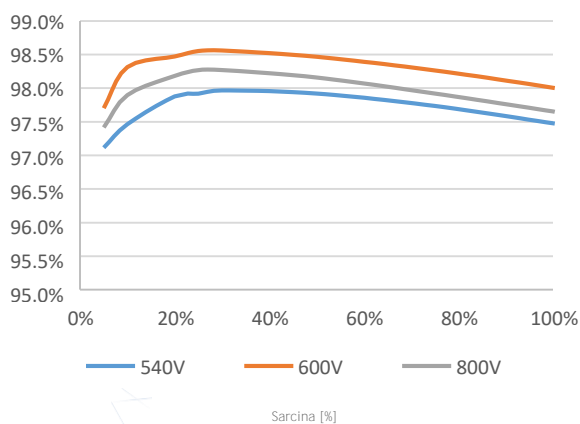
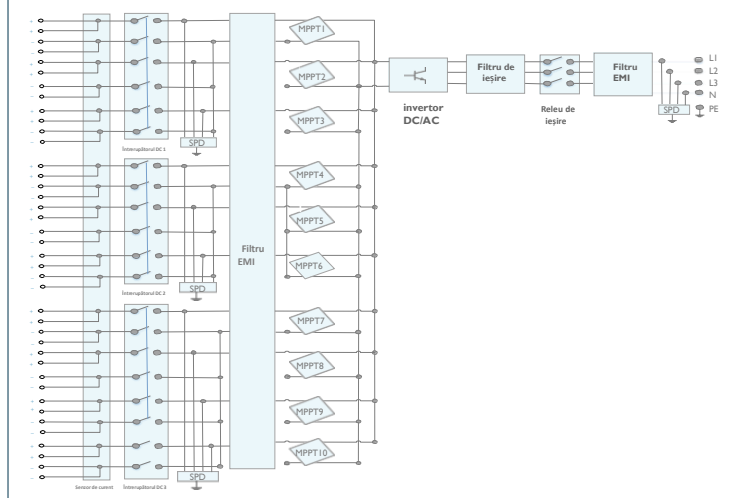


Diagrama circuitului



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

www.sk solar inverters.ro



SKE
SOLAR INVERTERS SRL



HUAWEI

Strada Popa Nan nr. 187
Sector 3, Bucuresti

contact@sk solar inverters.ro

Specificații tehnice

SUN2000-100KTL-M2

Eficiență

Eficiență max.	98,6% la 400 V, 98,8% la 480 V
Eficiența conform standardelor europene	98,4% la 400 V, 98,6% la 480 V

Intrare

Tensiune max. de intrare ¹	1.100 V
Curent max. per MPPT	30 A
Curent max. per intrare	20 A
Curent max. de scurtcircuit per MPPT	40 A
Tensiune de pornire	200 V
Interval tensiune de funcționare MPPT ²	200 V ~ 1.000 V
Tensiunea nominală de intrare	600 V la 400 V c.a., 720 V la 480 V c.a.
Numărul de MPPT-uri	10
Nr. max. de intrări per MPPT	2

Ieșire

Putere activă nominală AC	100.000 W
Puterea max. aparentă AC	110.000 VA
Puterea max. activă AC ($\cos\phi = 1$)	110.000 W
Tensiunea nominală de ieșire	380V / 400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Frecvența nominală a rețelei AC	50 Hz / 60 Hz
Curent nominal de ieșire	144,4 A la 400 V, 120,3 A la 480 V
Curent max. de ieșire	160,4 A la 400 V, 133,7 A la 480 V
Intervalul de reglare a factorului de putere	0.8 defazaj înainte...0.8 defazaj înapoi
Max. Distorsiune armonică totală	< 3%

Protecție

Dispozitiv de deconectare pe partea de intrare	Da
Protecție anti-insularizare	Da
Protecție la supracurent AC	Da
Protecție împotriva polarității inverse DC	Da
Monitorizarea defecțiunilor șirului din matricea PV	Da
Descărcător de supratensiune DC	Tip II
Descărcător de supratensiune AC	Tip II
Detectarea rezistenței de izolație DC	Da
Unitate de monitorizare a curentului rezidual	Da
Protecție împotriva arcului electric	Da
Separator inteligent la nivel de șir SSLD	Da

Comunicație

Afișaj	Indicatoare LED; Adaptor WLAN + FusionSolar APP
RS485	Da
USB	Da
Smart Dongle-4G	4G / 3G / 2G prin Smart Dongle-4G (Opțional)
Magistrală MBUS	Da (este necesar un transformator de izolare)

Informații generale

Dimensiuni (I × I × A)	1.035 x 700 x 365 mm
Greutate (cu placa de montaj)	93 kg
Interval temperatură de funcționare	-25°C ~ 60°C
Metodă de răcire	Smart Air Cooling
Altitudinea max. de funcționare	4.000 m (13.123 ft.)
Umiditate relativă	0 ~ 100%
Conectori DC	Amphenol Helios H4
Conector AC	Conector impermeabil + terminal OT/DT
Clasa de protecție	IP66
Topologie	Fără transformator
Consum de energie pe timp de noapte	< 3,5 W

Conformitate standard (mai multe disponibile la cerere)

Certificat	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Standarde de conectare la rețea	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10 / 11

¹ Tensiunea maximă de intrare este limita superioară a tensiunii DC. Orice tensiune DC de intrare mai mare ar putea deteriora invertorul.² Orice tensiune DC de intrare care depășește intervalul de tensiune de funcționare poate duce la o funcționare necorespunzătoare a invertorului.

Oferta instalare 3.900 kW fotovoltaic pentru Municipiul Bistrita, Judetul Bistrita-Nasaud

Sistem Terra Solution este o companie de dezvoltare de proiecte de eficienta energetica in general, fiind focusata in mod special pe proiecte de energie verde. Va rog sa regasiti in cele ce urmeaza oferta noastra pentru instalare **3.900 kW** montat pe sol.

Nr. Crt.	Materiale	UM	Cantitate	Valoare totala
1	Panouri fotovoltaice 525 Wp Ja Solar	pcs	7.544	€ 4,483,559.68
2	Invertoare TIER1, HUAWEI 100 kW	pcs	39	
3	Structura metalica sol 3.900 kW	set	1	
4	Material marunt set 3.900 kW tablou electric, material electric (canal cablu, cleme) intrari invertoare, iesire spre TEG Beneficiar Releu de protectie Smart logger	set	1	
5	Montaj mecanic sol set 3.900 kW	set	1	
6	Lucrari AC set 3.900 kW mufe CC MC4 cablu comunicatii cablu invertoare - TEG PV cablu TEG PV - TEG Beneficiar traseu cabluri, impamantare	kW	2.200	
7	Lucrari conectare la reseaua publica, inclusiv realizare LES 20 kV cu cablu A2XS2Y 3x1x240/25 mmp, in lungime de cca 6 km, din PC 20 kV Viisoara pana in PA 20 kV Parc Industrial existent	pcs	1	
9	Statie meto	pcs	1	
10	Sistem CCTV+Iluminat	M	500	
11	Gard împrejmuire	M	2.200	
12	Amenajarea terenului: drumuri de acces, fundatii etc	pcs	1	
13	Proiectare si avizare	set	1	

Oferta 575/10.11.2023

CUI 33811491 / J36/395/2014

Tulcea, Romania

Contact: tel. +40 742 854 565

Email: sistemterrasolution@yahoo.com

Conditii de plata: 50% la semnarea contractului, 20% la livrarea materialelor in santier, 30% la PIF

Termen de livrare: 120 de zile

Valabilitate oferta: 90 de zile

Garanții acordate:

- 2 ani pentru intreaga lucrare
- 15 ani pentru panouri
- 10 ani pentru invertoare
- 10 de ani pentru structura

Paul Iliescu

Sales Manager





Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono 550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

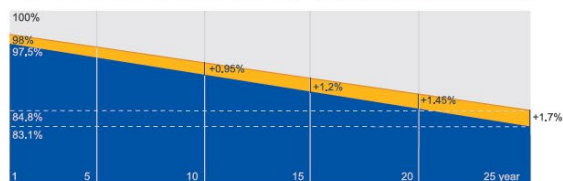


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation.
Shanghai JA Solar Technology Co., Ltd.



Oferta 575/10.11.2023

SUN2000-60KTL-M0 Smart PV Controller



Smart

12 strings intelligent monitoring



Efficient

Max. efficiency 98.7%



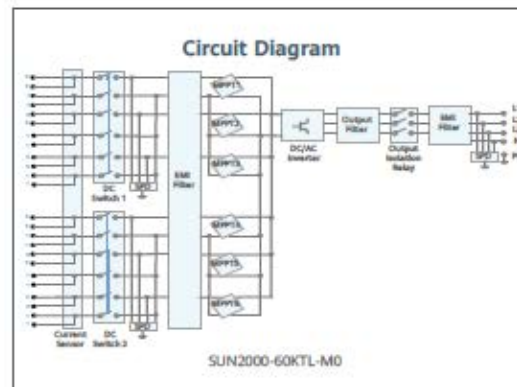
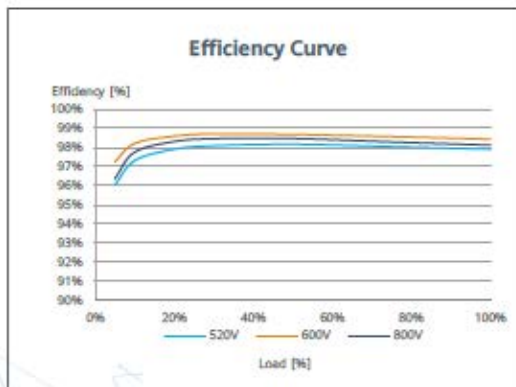
Safe

Fuse free design



Reliable

Type II surge arresters for DC & AC



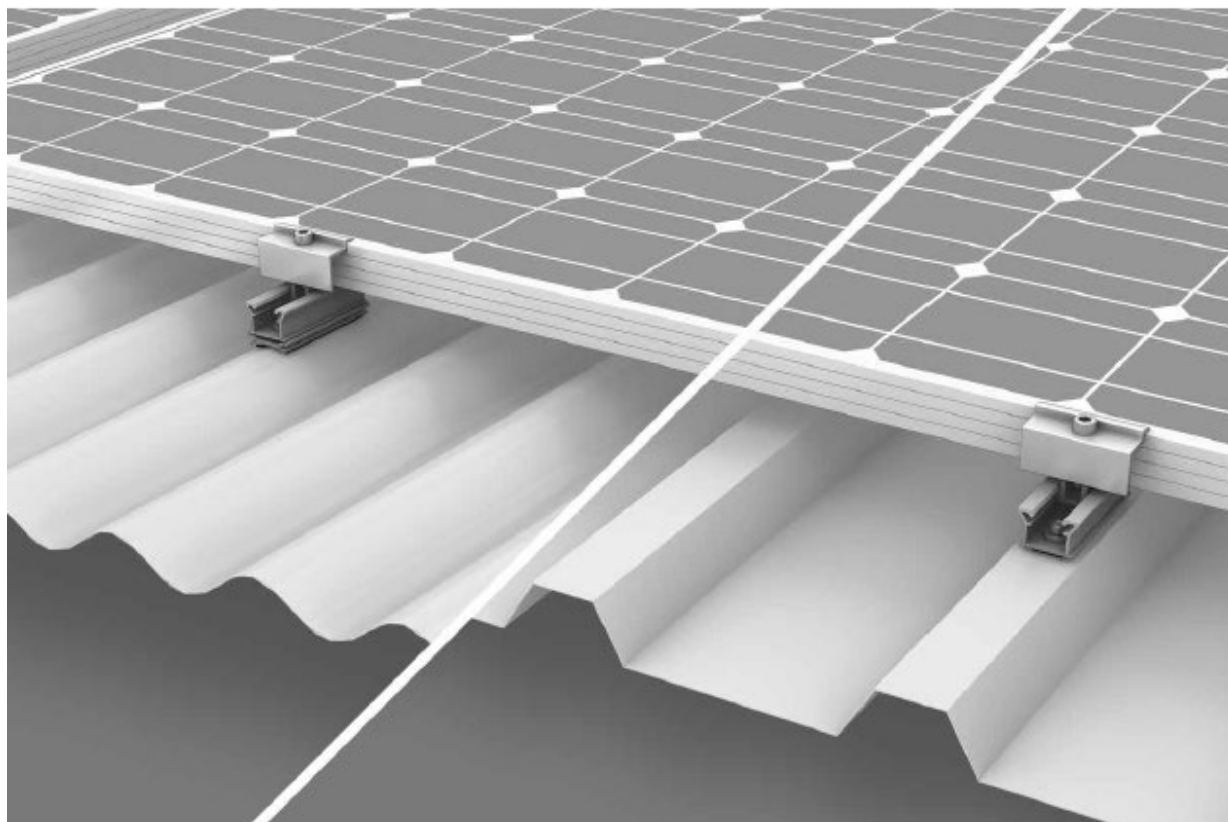
SUN2000-185KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power ($\cos\phi=1$)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006



MicroRail System



/ Fixes into sheet metal only, no need for fixings into substructure (e.g. purlins)

/ Quick and easy mounting on corrugated sheet metal using an adapter and directly on trapezoidal sheet metal

/ Only two rail lengths for all load cases



Components



MicroRail 10 /25 CSM

- / Available as set with MicroRail and adapter
- / Corrugated sheet with radius 22-45mm



MicroRail 10 /25

For trapezoidal sheet metal or sandwich panel



MiniClamp MC/EC 30 - 50 mm

Universal module clamp

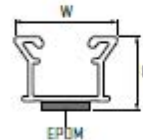


Self-tapping screws

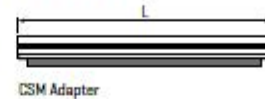
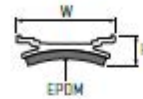
Self-sealing and thread forming

Technical data

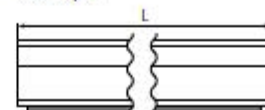
	MicroRail System
Scope of application	Pitched roofs with corrugated/trapezoidal sheet metal or sandwich panels Roof inclination: 5 - 75°
Fastening type / roof fixture	Screws in roofing with self-tapping thin sheet screws
Requirements	<ul style="list-style-type: none"> • Sheet thickness: ≥ 0.4 mm steel or ≥ 0.5 mm aluminium • Sandwich panel: Approval from manufacturer required • Trapezoidal sheet crest width: ≥ 22 mm * • Trapezoidal sheet flush area surrounding bore hole: $\varnothing \approx 20$ mm • Corrugated sheet radiuses: 22-45mm • Module frame height: 30-50mm
Module orientation	Horizontal / landscape
Material	Aluminium (EN AW-6063 T66 / EN AW-6082 T6); EPDM
Dimensions W x H x L [mm]	
• MicroRail 10 / 25	37 x 26 x 92 / 242
• MicroRail CSM	36 x 11 x 92



MicroRail 10

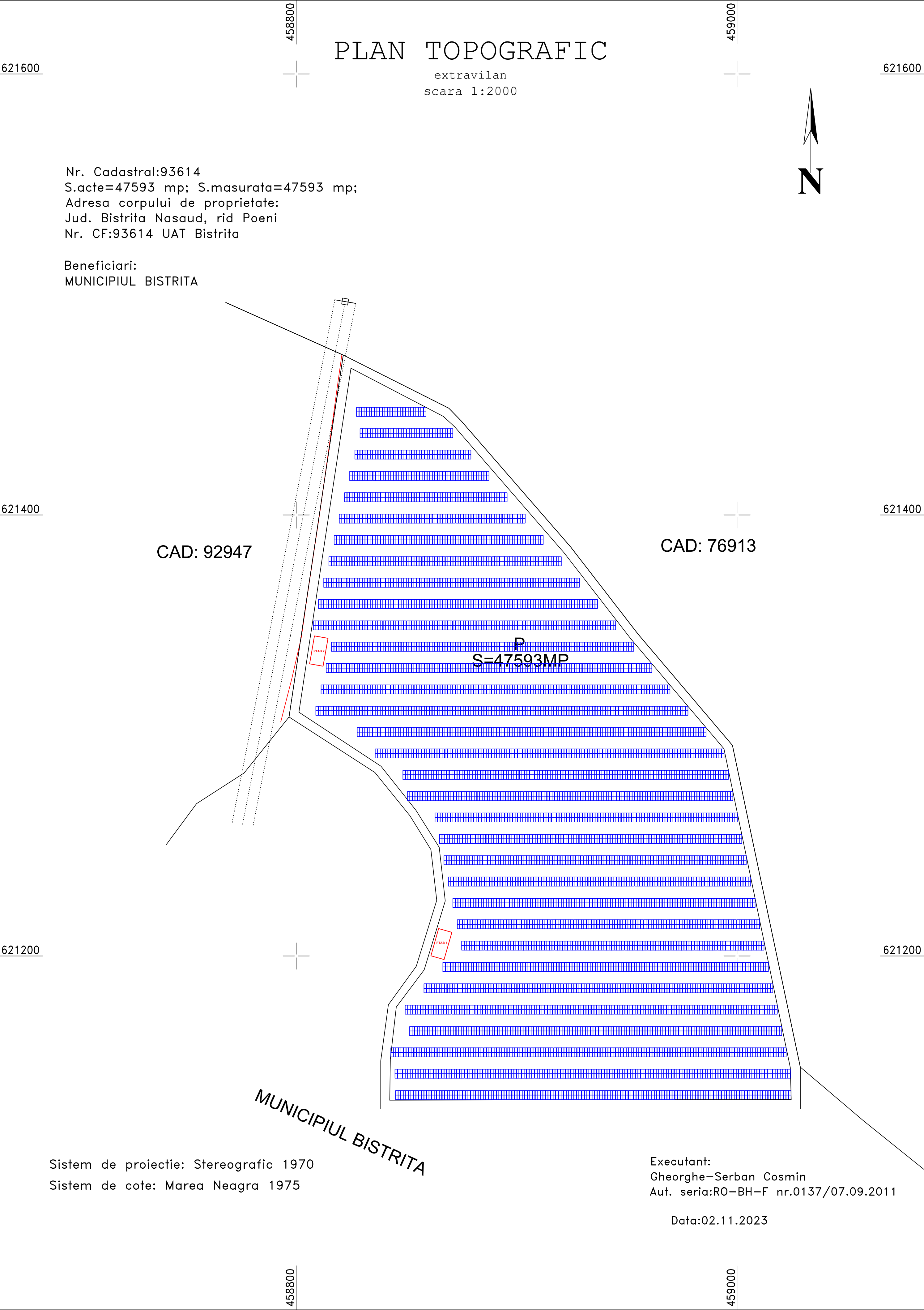


CSM Adapter







MicroRail 25

* The project-specific minimum high crest width dimension can be found in the Base report.



 - ZONA STUDIATA - CF 93614

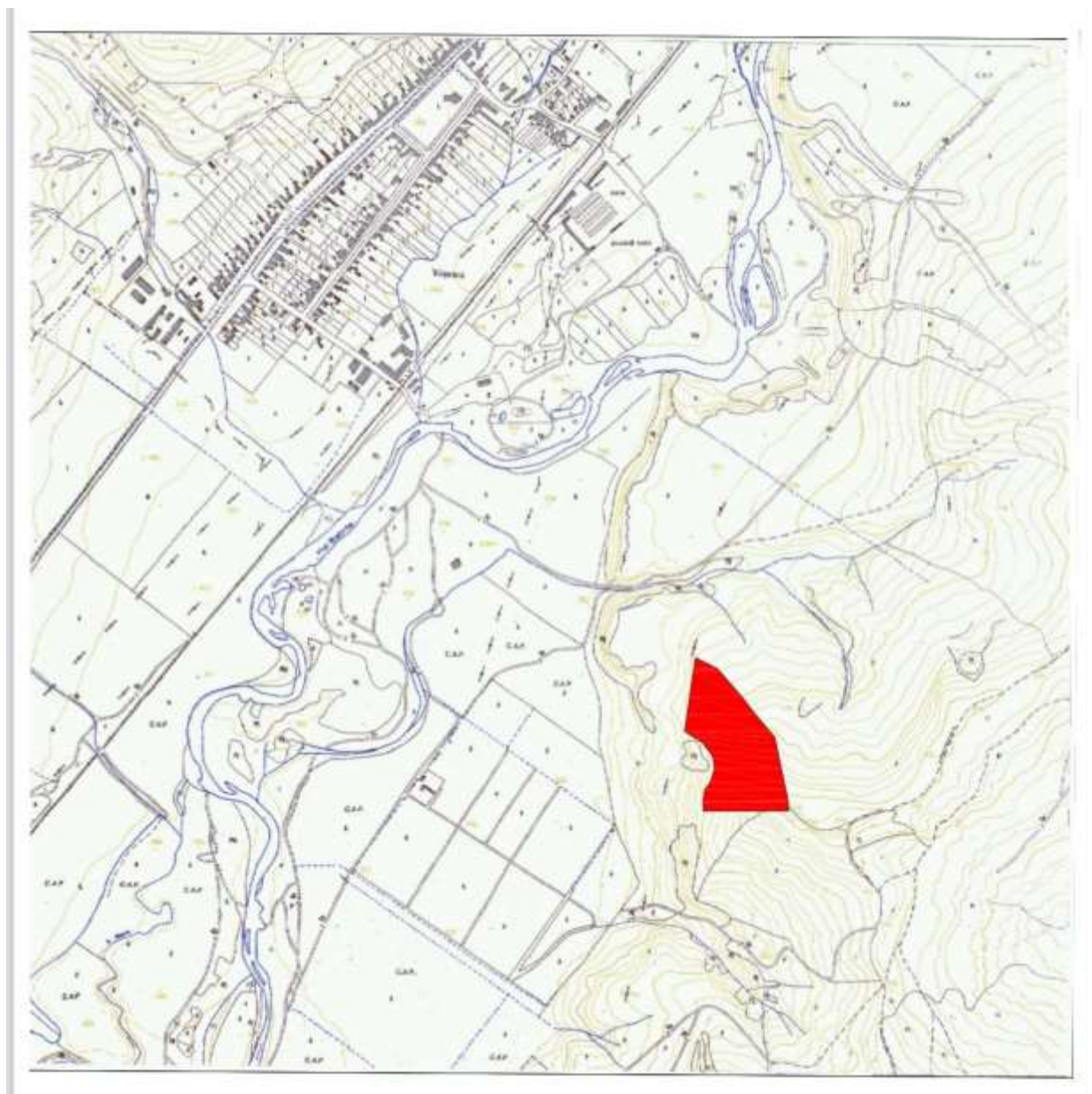
VERIFICATOR	Nume	Semnatura	CERINTA	REFERAT NR. / DATA	
PROIECTANT GENERAL			BENEFICIAR:		Proiect nr.: 911/2023
J12/ 3671 / 2020, str. Parang, nr. 1, Cluj-Napoca, Romania					
PROIECTANT SPECIALITATE			MUNICIPIUL BISTRITA		
 J12/ 55 / 2015, str. Tineretului, nr. 3, Floresti, RO Atestat ANRE nr. 16986/15.03.2021					
DIRECTOR	ec. Gabriel Souca		scara	Titlul proiectului: Realizare parc fotovoltaic "CEF SARATA", adresa : loc Sarata, Mun. Bistrita, BN	Faza: PT
SEF PROIECT	ing. Lucian Rus		%		
PROIECTAT	ing. Alexandru Corui		data	Titlul plansei: Plan amplasare panouri fotovoltaice la sol - CEF SARATA -	Plansa nr. - E01 (A2)-
DESENAT	ing. Alexandru Corui		09/2023		

PLAN DE INCADRARE IN ZONA
SCARA 1: 5000.

Sectiune de plan / Nomenclatura : L-35-25-D-b-4-III

Adresa: Extravilan Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni, CF 93614 UAT Bistrita

Beneficiar: **Municipiul Bistrita**



Intocmit: Gheorghe-Serban Cosmin
aut. seria RO-BH-F nr.0137/07.09.2011

DATA:02.11.2023

621600

458800

PLAN TOPOGRAFIC

extravilan
scara 1:2000

459000

621600

Nr. Cadastral:93614
S.acte=47593 mp; S.masurata=47593 mp;
Adresa corpului de proprietate:
Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni
Nr. CF:93614 UAT Bistrita

Beneficiari:
MUNICIPIUL BISTRITA



621400

CAD: 92947

CAD: 76913

621400

621200

621200

Cota Linie Electrica:
Cota cea mai mica:

MUNICIPIUL BISTRITA

Sistem de proiectie: Stereografic 1970
Sistem de cote: Marea Neagra 1975

Executant:
Gheorghe-Serban Cosmin
Aut. seria:RO-BH-F nr.0137/07.09.2011

Data:02.11.2023

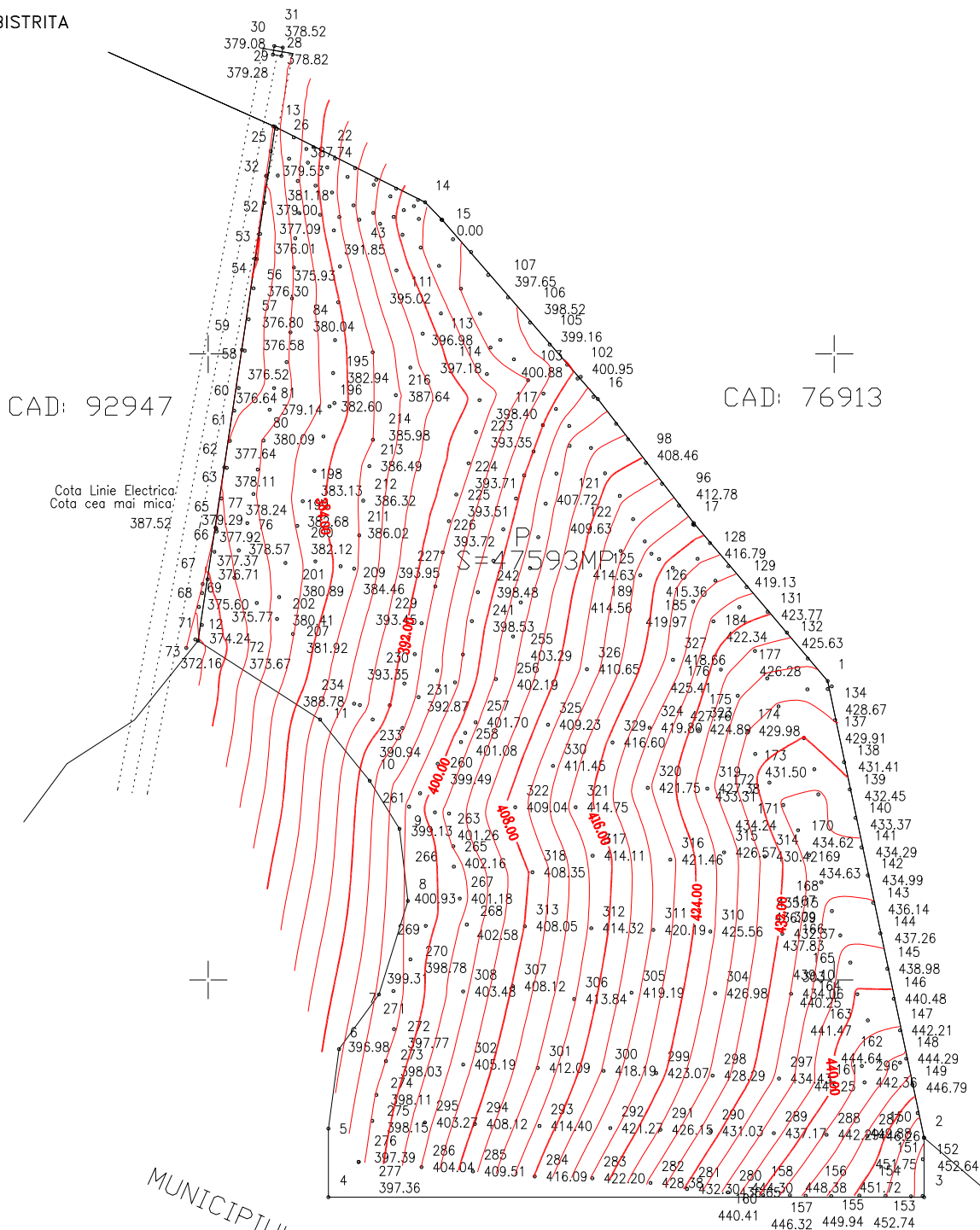
PLAN TOPOGRAFIC

extravilan
scara 1:2000



Nr. Cadastral:93614
S.acte=47593 mp; S.masurata=47593 mp;
Adresa corpului de proprietate:
Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni
Nr. CF:93614 UAT Bistrita

Beneficiari:
MUNICIPIUL BISTRITA



Sistem de proiectie: Stereografic 1970
Sistem de cote: Marea Neagra 1975

Executant:
Gheorghe-Serban Cosmin
Aut. seria:RO-BH-F nr.0137/07.09.2011

Data:02.11.2023

[illegible]

În conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

se prelungește valabilitatea
Certificatului de urbanism
de la data de până la data de

După această dată, o nouă prelungire a valabilității nu este posibilă, solicitantul urmând să obțină, în condițiile legii, un alt certificat de urbanism.

PRIMAR,

ARHITECT ȘEF,

SECRETAR GENERAL,

Data prelungirii valabilității
Achitat taxa de lei conform chitanței nr. din
Transmis solicitantului la data de direct/prin poștă .

ROMÂNIA
JUDEȚUL BISTRIȚA - NĂSĂUD
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI BISTRIȚA
PRIMAR

Nr. 97171 din 29.09.2023

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1724 din 16.10.2023

În scopul: Întocmirea documentației în vederea obținerii Autorizației de construire : "Parc panouri fotovoltaice Sărata"

Ca urmare a cererii adresate de MUNICIPIUL BISTRIȚA prin DIRECȚIA TEHNICĂ, cu sediul în România, județul Bistrița-Năsăud, municipiul Bistrița, localitate componentă Bistrița, cod poștal, Piața Centrală, nr. 6, bl., sc., et., ap., telefon/fax 0263223923, e-mail www.primariabistrita.ro, înregistrat la nr. 97171 din 29.09.2023,
Pentru imobilul teren situat în: județul Bistrița-Năsăud, municipiul Bistrița, localitatea componentă Sărata, , cod poștal, , extravilan, nr., bl., sc., et., ap., , Cartea funciara nr. 93614 nr. cad/topo 93614

În temeiul reglementărilor Documentației de urbanism nr. B-URB-10-03U/2010, faza PUG , aprobată prin Hotărârea Consiliului Local Bistrița nr. 136/2013, în conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC:

- imobil, teren pășune în suprafață de 47.593 mp, situat în extravilanul municipiului Bistrița, localitatea componentă Sărata, proprietar MUNICIPIUL BISTRITȚA, conform CF.nr.93614.
- terenul se află în zona de protecție LEA 110 KV.
- terenul nu este situat pe lista monumentelor istorice și/ sau ale naturii sau în zona de protecție a acestora.
- terenul nu face dovada deținerii unui drept de acces la un drum public.
- terenul este supus prevederilor din Legea nr. 18/1991 Republicată, cu modificările și completările ulterioare, privind Fondul Funciar.

2. REGIMUL ECONOMIC:

- folosința actuală, teren pășune în suprafață de 47.593 mp.
- destinație-conform PUG aprobat prin H.C.L nr. 136/2013 prelungit cu HCL 184/2018 terenul este situat în UTR 20-extravilan și este supus prevederilor Legii 18/1991 republicata art.91,92 si 93.
- se vor respecta prevederile OUG 34 din 23 aprilie 2013 privind organizarea, administrarea și exploatarea pajiștilor permanente și pentru modificarea și completarea Legii fondului funciar nr. 18/1991.
- zona C de impozitare/H.C.L.nr.144/2014;

Întocmit, Ardeleanu Cristian

3. REGIMUL TEHNIC

- documentație de urbanism în vigoare PUG Bistrița și RLU aferent, aprobat prin HCL nr. 136/2013 și HCL nr. 184/2018.
- construire PARC PANOURI FOTOVOLTAICE SĂRĂTA - se va putea face cu respectarea prevederilor și condițiilor art.92* al.(2).lit.j).
- pe terenurile agricole de clasa II-a, a IV-a și a V-a de calitate, având categoria de folosință arabi, pășune, vii și livezi, precum și cele amenajate cu lucrări de îmbunătățiri funciare, situate în extravilan, în baza Autorizației de construire și a aprobării scoaterii definitive sau temporare din circuitul agricol, se pot amplasa obiective de investiții specifice producerii de energie electrică din surse regenerabile: capacități de producție a energiei solare, energie eoliene, energie din biomasă, biolighide și biogaz, unități de stocare a electricității, stații de transformare sau alte sisteme similare care se pot amplasa pe terenurile agricole situate în extravilan, în suprafață de maxim 50 ha.
- se vor respecta prevederile Codului Civil.
- la autorizare se va prezenta dovada deținerii unui drept de acces la un drum public, obținut direct sau prin servitute.
- în zonă există parțial utilități publice; racordarea la rețele cade în sarcina beneficiarului iar soluțiile de racordare se vor impune de către deținătorii de utilități; documentația va cuprinde și soluția pentru executarea lucrărilor de racorduri și bransament la rețelele publice.
- documentația se va întocmi și semna conform prevederilor din Legea nr. 50/1991, Republicată, privind autorizarea lucrărilor de construire.

Prezentul certificat de urbanism POATE FI utilizat în scopul declarat pentru: Întocmirea documentației în vederea obținerii Autorizației de construire : "Parc panouri fotovoltaice Sărata"

CERTIFICATUL DE URBANISM NU ȚINE LOC DE AUTORIZAȚIE DE CONSTRUIRE / DESFIINȚARE ȘI NU CONFERĂ DREPTUL DE A EXECUTA LUCRĂRI DE CONSTRUCȚII.

4. OBLIGAȚII ALE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM: În scopul elaborării documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții - de construire/de desființare - solicitantul se va adresa autorității competente pentru protecția mediului:

Agenția pentru Protecția Mediului Bistrița-Năsăud, strada Parcului, nr. 20 Bistrița

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anunțor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anunțor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea/ neîncadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emiteră a acordului de mediu se desfășoară după emiteră certificatul de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emiteră a acordului de mediu, autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opțiunilor publicului și formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice.

În aceste condiții:

După primirea prezentului certificat de urbanism, titularul are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii demarării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului și/sau a procedurii de evaluare adecvată. În urma evaluării inițiale a notificării privind intenția de realizare a proiectului se va emite punctul de vedere al autorității competente pentru protecția mediului.

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește efectuarea evaluării impactului asupra mediului și/sau a evaluării adecvate, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiteră certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului, solicitantul renunță la intenția de realizare a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

5. CEREREA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE / DESFIINȚARE va fi însoțită de următoarele documente:

- a) certificatul de urbanism (copie);
- b) dovada titlului asupra imobilului, teren, sau, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel (copie legalizată);
- c) documentația tehnică - D.T.după caz,(două exemplare originale), identice.
 - ☒ D.T.A.C. ☒ D.T.O.E. ☐ D.T.A.D.
- d) avizele și acordurile de amplasament stabilite prin certificatul de urbanism:
- d.1) avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura (copie):
 - ☐ alimentare cu apă ☐ gaze naturale ☐ Inspectoratul de Poliție-Serviciu Circulație
 - ☐ canalizare ☐ telefonizare ☒ Direcția de infrastructură și servicii Bistrița
 - ☒ alimentare cu energie electrică - ☒ salubritate - SUPERCOM SA ☐ Drumurile Naționale
 - ☐ DEER Suc.Bistrița ☐ transport urban ☐ Acord Asociația de Proprietari ☐ Drumuri Județene
 - ☐ Aviz comisie circulație Municipiul Bistrița
- Alte avize/acorduri:
- Avizul Ministerului Agriculturii și Dezvoltării Rurale; dovada deținerii unui drept de acces la un drum public, obținut direct sau prin servitute;

d.2) avize și acorduri privind:

- ☒ securitatea la incendiu ☐ protecția civilă ☒ sănătatea populației
- d.3) avize / acorduri specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora (copie):

- ☐ Inspectoratul Jud. în Construcții ☒ Plan vizat OCPI actualizat ☒ Decizie pt. scoaterea terenului din circuitul agricol
- d.4) studii de specialitate (1 exemplar original):
 - ☒ verficator ☒ studiu geotehnic ☐ Ministerul Culturii
 - ☐ Studiu de insorire

☐ Acordul vecinilor, conform prevederilor legale în vigoare, exprimat în formă autentică, pentru construcțiile noi, amplasate adiacent construcțiilor existente sau în imediata lor vecinătate - și numai dacă sunt necesare măsuri de intervenție pentru protejarea acestora ; - pentru lucrări de construcții necesare în vederea schimbării destinației în clădiri existente; precum și în cazul amplasării de construcții cu altă destinație decât cea a clădirilor învecinate.

e) punctul de vedere/actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (copie);

f) Documentele de plată ale următoarelor taxe (copie) : -SCUTIT

Prezentul certificat de urbanism are valabilitatea de 24 luni de la data emiterii.

PRIMAR, Turc Ioan ARHITECT ȘEF, Pop Monica SECRETAR GENERAL, Gaffone Floare

Achitat taxa de lei, conform chitanței nr. scutit Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct/prin poștă la data de 16.10.2023

Sef Serviciu MM
02.11.2023

NOTIFICARE

privind intenția de realizare a proiectului

"Parc panouri fotovoltaice Sărata,,

1. Date generale si localizarea proiectului

1.1 Denumirea proiectului

"Parc panouri fotovoltaice Sărata,,

Proiectul se încadrează în prevederile Legii 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice sau private asupra mediului, anexa 2, punctul 3, lit.a) instalații industriale pentru producerea energiei electrice, termice și a aburului tehnologic, altele decât cele prevăzute în anexa 1.

1.2 Amplasamentul proiectului

Implementarea proiectului se va realiza pe un teren proprietate privată a municipiului Bistrița, situat în extravilanul municipiului Bistrița, localitatea componentă Sărata cu numărul cadastral 93614, încadrat ca și folosință actuală – pășune, în suprafață totală de 47.593 m².

Conform Extrasului de Carte Funciara nr. 93614, terenul pe care se propune dezvoltarea proiectului, este identificat cu numarul cadastral 93614, în suprafață totală de 47.593 m² nu este grevat de sarcini.

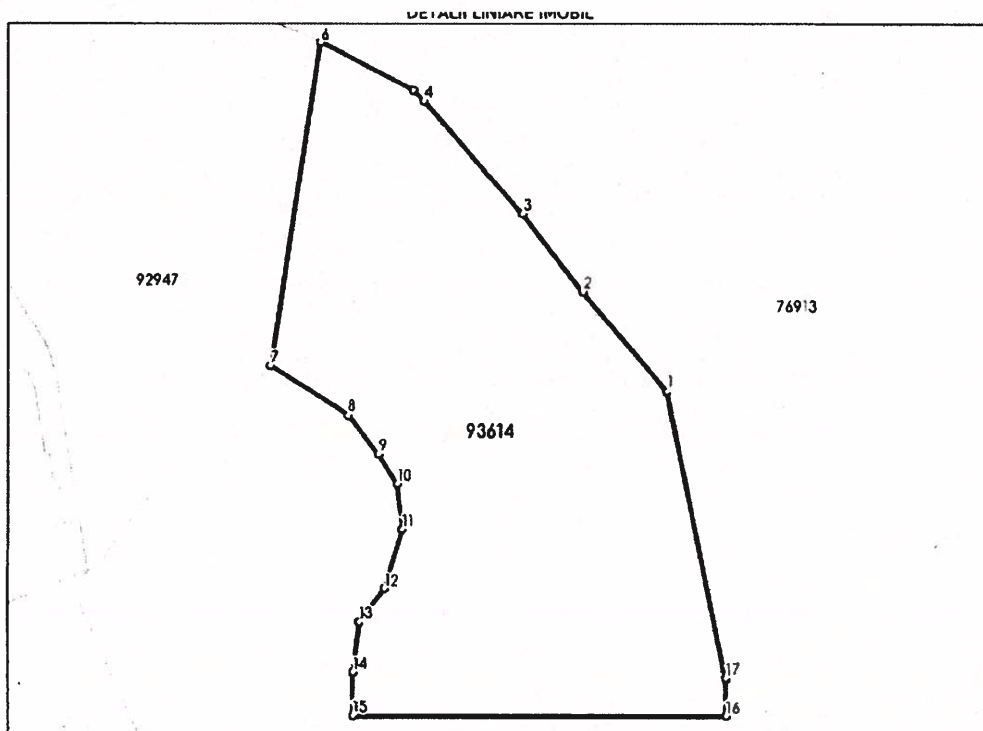


Figura 1 – Amplasamentul proiectului

M.M.A.P.	
AGENCIA PENTRU PROTECTIA MEDIULUI	
BISTRITA-NASAUD	
INTABARE	13438
IESIRE	11
Zona	11
Anul	2023

03.11.2023
Ruc & Pavel
2.11.2023
fotograf R
f.

Nu se află amplasat în
are naturală 03.11.2023



AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI BISTRIȚA - NĂSĂUD

Decizia etapei de evaluare inițială

Nr. 751/10.11.2023

Ca urmare a solicitării depusă de **MUNICIPIUL BISTRIȚA** prin **DIRECȚIA TEHNICĂ**, cu sediul în municipiul Bistrița, Piața Centrală, nr. 6, județul Bistrița-Năsăud, pentru proiectul: "*Parc panouri fotovoltaice Sărata*", amplasat în localitatea componentă Sărata, extravilan, fn, CF 93614, municipiul Bistrița, județul Bistrița-Năsăud, înregistrată la Agenția pentru Protecția Mediului Bistrița-Năsăud cu nr. 13438/02.11.2023,

- în urma analizării documentației depuse, a localizării amplasamentului în planul de urbanism și în raport cu poziția față de arii protejate, zone-tampon, monumente ale naturii, monumente istorice sau arheologice, zone cu restricții de construit, zona costieră;

- având în vedere că:

- proiectul propus **intră** sub incidența Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, fiind încadrat în Anexa 2, la punctul 3, lit. a): "instalații industriale pentru producerea energiei electrice, termice și a aburului tehnologic, altele decât cele prevăzute în anexa nr. 1";

- proiectul propus **nu intră** sub incidența art. 28 din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 49/2011, cu modificările și completările ulterioare;

- proiectul propus **nu intră** sub incidența art. 48 și 54 din Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare,

Agenția pentru Protecția Mediului Bistrița-Năsăud decide necesitatea declanșării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectul: "*Parc panouri fotovoltaice Sărata*", amplasat în localitatea componentă Sărata, extravilan, fn, CF 93614, municipiul Bistrița, județul Bistrița-Năsăud.

Pentru continuarea procedurii titularul va depune:

a) memoriul de prezentare, completat conform conținutului-cadru prevăzut în anexa nr. 5.E la procedură, pe suport hârtie și în format electronic;

b) dovada achitării tarifului aferent etapei de încadrare, 400 RON, conform Ord. MMDD nr. 1108/2007, cu modificările ulterioare.

DIRECTOR EXECUTIV,



biolog-chimist Sever Ioan ROMAN

ȘEF SERVICIU
AVIZE, ACORDURI, AUTORIZAȚII,

ing. Marinela Suciu

ȘEF SERVICIU
CALITATEA FACTORILOR DE MEDIU

ing. Anca Zaharie

ÎNTOCMIT,

chim. Rodica Sălăjan

ÎNTOCMIT,

ing. Paul Rus

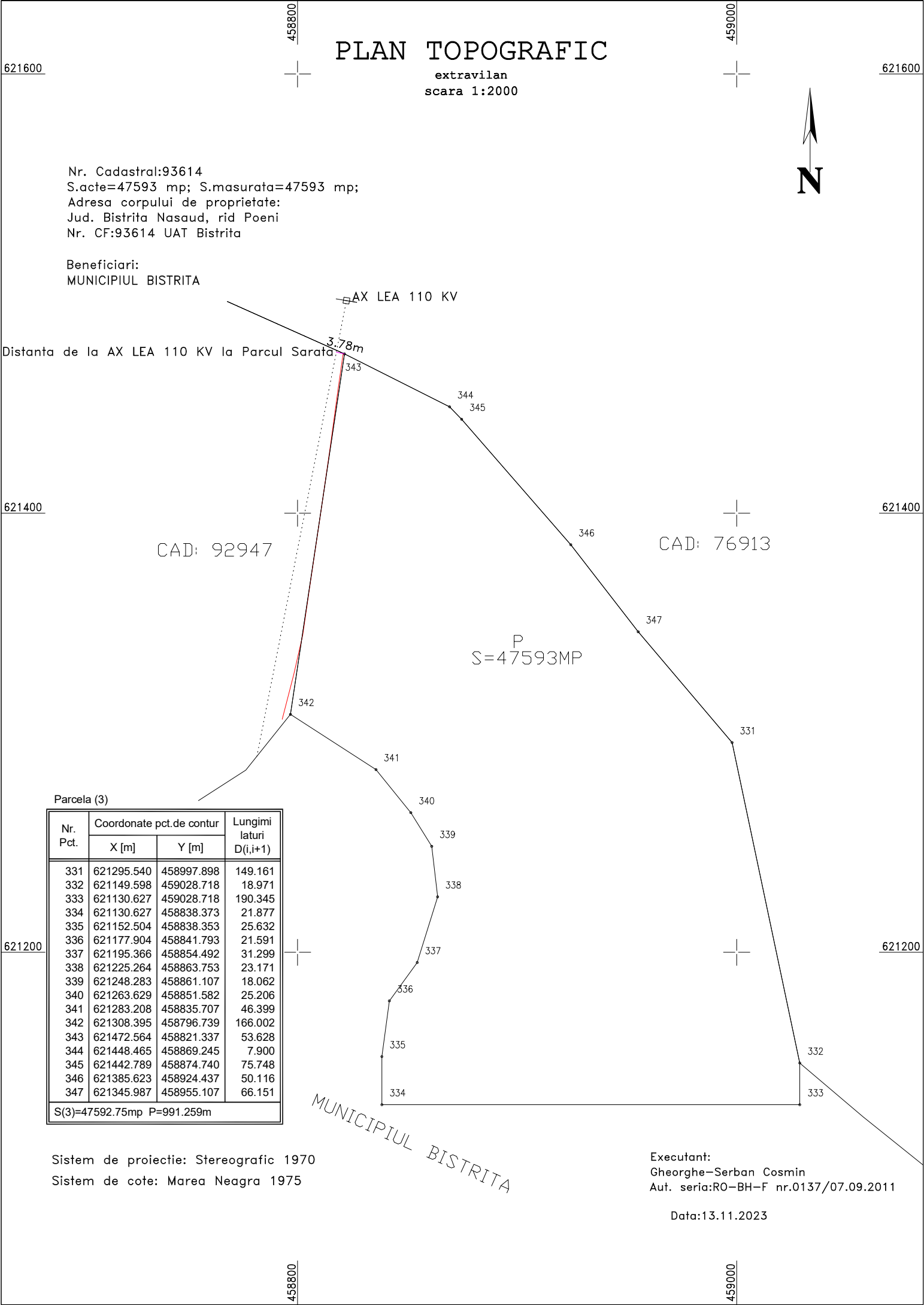


AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI BISTRIȚA-NĂSĂUD

Adresa: strada Parcului nr.20, Bistrița, Cod 420035, Jud. Bistrița-Năsăud

E-mail: office@apmbn.anpm.ro; Tel. 0263 224 064; Fax 0263 223 709

Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679



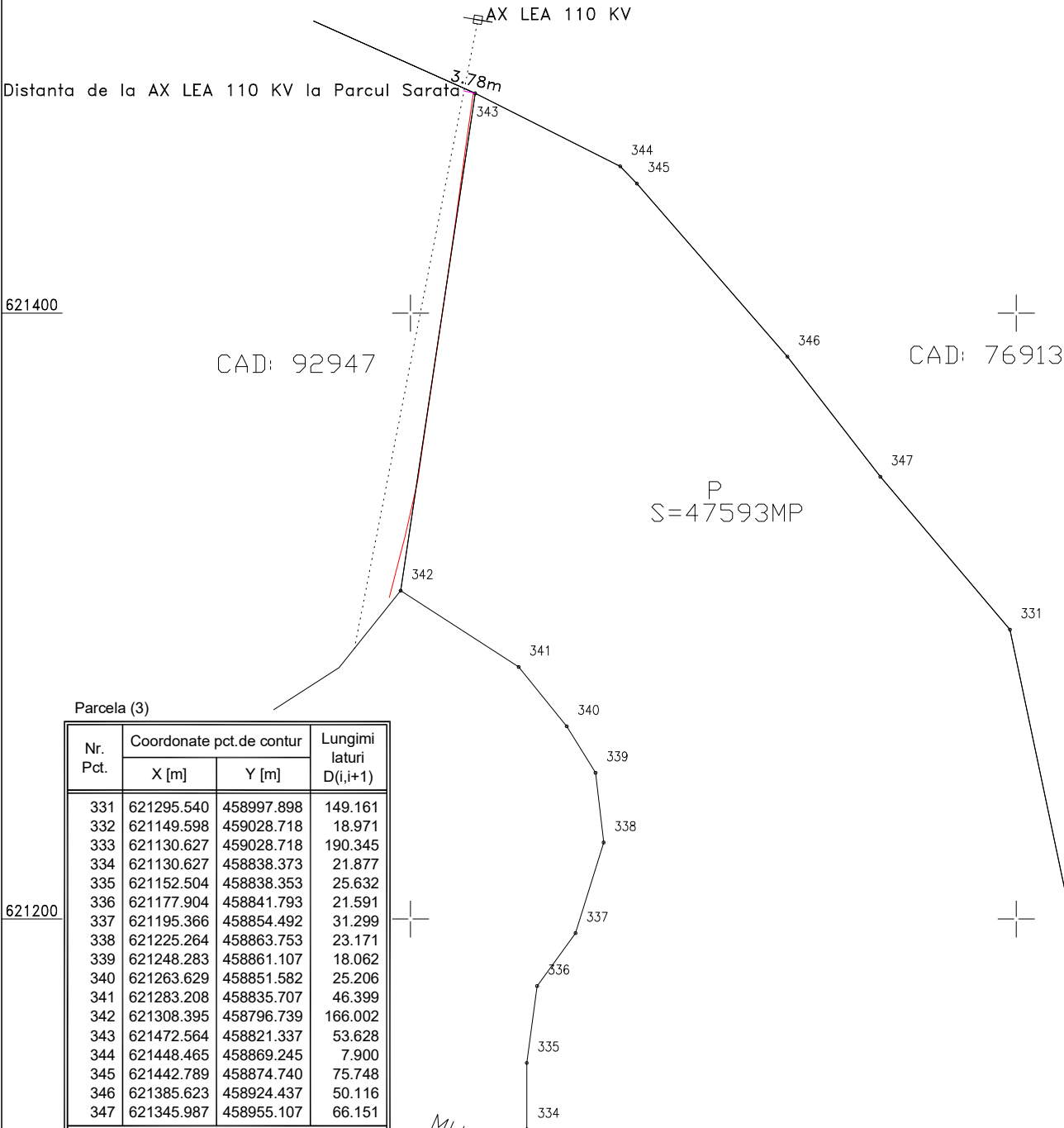
PLAN TOPOGRAFIC

extravilan
scara 1:2000



Nr. Cadastral:93614
S.acte=47593 mp; S.masurata=47593 mp;
Adresa corpului de proprietate:
Jud. Bistrita Nasaud, rid Poeni
Nr. CF:93614 UAT Bistrita

Beneficiari:
MUNICIPIUL BISTRITA



Parcela (3)

Nr. Pct.	Coordonate pct.de contur		Lungimi laturi D(i,i+1)
	X [m]	Y [m]	
331	621295.540	458997.898	149.161
332	621149.598	459028.718	18.971
333	621130.627	459028.718	190.345
334	621130.627	458838.373	21.877
335	621152.504	458838.353	25.632
336	621177.904	458841.793	21.591
337	621195.366	458854.492	31.299
338	621225.264	458863.753	23.171
339	621248.283	458861.107	18.062
340	621263.629	458851.582	25.206
341	621283.208	458835.707	46.399
342	621308.395	458796.739	166.002
343	621472.564	458821.337	53.628
344	621448.465	458869.245	7.900
345	621442.789	458874.740	75.748
346	621385.623	458924.437	50.116
347	621345.987	458955.107	66.151

S(3)=47592.75mp P=991.259m

Sistem de proiectie: Stereografic 1970
Sistem de cote: Marea Neagra 1975

Executant:
Gheorghe-Serban Cosmin
Aut. seria:RO-BH-F nr.0137/07.09.2011

Data:13.11.2023