ROMÂNIA
CONSILIUL JUDEŢEAN BIHOR
BIHAR MEGYEI TANÁCS
BIHOR COUNTY COUNCIL

HOTĂRÂREA nr. 201
din 20 august 2024
privind aprobarea proiectului "Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1 Parc Fotovoltaic 5MWp", aprobarea indicatorilor tehnico-economici ai proiectului şi aprobarea Studiului de Fezabilitate

Având în vedere: Proiectul de hotărâre nr. 226 din 20.08.2024 privind aprobarea proiectului "Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1 Parc Fotovoltaic 5MWp", aprobarea indicatorilor tehnico-economici ai proiectului şi aprobarea Studiului de Fezabilitate propus de Preşedintele Consiliului Judeţean Bihor – dl.Ilie Gavril Bolojan, care este însoţit de Referatul de aprobare nr. 16585 din 20.08.2024 al Preşedintelui Consiliului Judeţean Bihor şi de Raportul de specialitate nr. 16586 din 20.08.2024 întocmit de către Direcţia Tehnică,

Ţinând seama de: Raportul de avizare nr. 16560 din 20.08.2024 al Comisiei de studii, prognoze economico-sociale, buget-finanţe şi administrarea domeniului public şi privat al judeţului; Raportul de avizare nr. 16569 din 20.08.2024 al Comisiei juridice, dezvoltare regională şi cooperare transfrontalieră; adoptate în conformitate cu art. 182 alin. (4) coroborat cu art. 136 din Ordonanţa de urgenţă a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările şi completările ulterioare;

În conformitate cu:

- Hotărârea Guvernului nr. 907/2016, privind etapele de elaborare şi conţinutul–cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice,

- Cerinţele Regulamentului (UE) nr.139 al Comisiei de stabilire a cerinţelor tehnice şi a procedurilor administrative referitoare la aerodromuri,

Ţinând cont de:

- Nota de fundamentare a R.A. Aeroportul Oradea nr. 12804 / 19.08.2024 privind aprobarea proiectului "Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1 Parc Fotovoltaic 5MWp", înregistrată la Consiliul Judeţean Bihor cu nr. 16512 din 19.08.2024 prin care se solicită aprobarea proiectului "Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1 Parc Fotovoltaic 5MWp", aprobarea indicatorilor tehnico-economici ai proiectului şi aprobarea Studiului de Fezabilitate prin Hotărârea Consiliului Judeţean.

- Programul Fondul de Modernizare, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei, - Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile;

- Ghidul solicitantului - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei, - Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile;

În temeiul art. 173 alin (1) lit. b) coroborat cu art. 182 şi 196 alin. (1) lit. a) din O.U.G. nr. 57/2019 privind Codul Administrativ

CONSILIUL JUDEŢEAN BIHOR,

H O T Ă R Ă Ş T E:

Art.1. Se aproba proiectul şi valoarea totală a proiectului "Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1: Parc Fotovoltaic 5MWp", respectiv 12.850.245,34 lei fără TVA, la care se adaugă TVA în sumă de 2.431.975,79 lei, proiectul având o valoare finală de 15.282.221,13 lei.

Art.2. Se aprobă indicatorii tehnici ai proiectului "Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1: Parc Fotovoltaic 5MWp , după cum urmează:

- Putere instalată totală panouri: 4.994,88 kWp;
- Putere instalată totală invertoare: 4.800,00 kW;
- Producţia medie de energie electrică din surse regenerabile: 6.173 MWh/an.

Art.3. Se aprobă studiul de fezabilitate elaborat de către operatorul economic STATPROG ENERGIE SRL în conformitate cu prevederile legale privind etapele de elaborare şi conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice, cu modificările şi completările ulterioare şi va avea la bază necesitatea dezvoltării proiectului şi caracteristicilor tehnice, comparând soluţiile alternative mai detaliate în vederea asigurării alegerii celei mai eficiente soluţii pentru proiectul „"Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1: Parc Fotovoltaic 5MWp", conform anexei la prezenta hotărâre, parte integrantă a acesteia.

Art.4. Cu ducerea la îndeplinire a prezentei hotărâri se încredinţează Preşedintele Consiliului Judeţean Bihor prin Direcţia Tehnică, Direcţia Generală Economică şi R.A. Aeroportul Oradea.

Art.5. Prezenta hotărâre se comunică cu: Instituţia Prefectului - Judeţul Bihor, Preşedintele Consiliului Judeţean Bihor, Compartimentul Relaţii cu Consilierii, Direcţia Tehnică, Direcţia Economică, R.A. Aeroportul Oradea.

PREŞEDINTE
Ilie Gavril Bolojan

Contrasemnează
SECRETAR GENERAL AL JUDEŢULUI,
Mărioara Carmen Soltănel

Nr. 201 din 20.08.2024
Prezenta hotărâre a fost adoptată cu 30 voturi "pentru", 0 voturi "împotrivă", 0 "abţineri" şi 0 membrii ai Consiliului judeţean nu au votat, fiind astfel respectate prevederile legale privind majoritatea de voturi necesară.
6 ex

Anexa la Hoărârea Consiliului Județean Bihor nr. 201 din 20.08.2024

PREȘEDINTE
Ilie Gavril Bolojan

SECRETAR GENERAL AL JUDEȚULUI
Mărioara Carmen Soltănel

STUDIU DE FEZABILITATE

ELABORATOR: **STATPROG ENERGIE S.R.L.**
CUI: **43857887**
Adresa: **Municipiul Oradea, Strada SOVATA, Nr. 32, Județ Bihor**

BENEFICIAR: **REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA**

DATA ELABORĂRII: **07.08.2024**

NUMAR PROIECT: **75**

FAZA DE PROIECTARE: **STUDIU DE FEZABILITATE**

APEL DE PROIECTE: **Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile**

FOAIE DE CAPĂT

TITLU PROIECT: **"Parc fotovoltaic și capacități de stocare a energiei electrice, etapa 1 parc fotovoltaic 5MWp"**

BENEFICIAR: **REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA**

PROIECTANT: **STATPROG ENERGIE S.R.L.**

PROIECT NR: **75**

FAZA: **Studiu de Fezabilitate**

DATA: **19.08.2024**

Funcția	Nume	Semnătura
Întocmit specialitatea electric	Dr. Ing Florin DAN	

Cuprins

FOAIE DE CAPĂT 2
Lista de abrevieri 6
A. PIESE SCRISE 7
1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII 7
1.1. Denumirea obiectivului de investiţii 7
1.2. Ordonator principal de credite/investitor 7
1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar) 7
1.4. Beneficiarul investiţiei 7
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate 7
2. SITUATIA EXISTENTA SI NECESITATEA REALIZARII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTITII 8
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situaţia actuală, necesitatea şi oportunitatea promovării obiectivului de investiţii şi scenariile/opţiunile tehnico-economice identificate şi propuse spre analiză. 8
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislaţie, acorduri relevante, structuri instituţionale şi financiare 8
2.3. Analiza situaţiei existente si identificarea deficientelor 14
2.3.1. Analiza consumului de energie 14
2.3.2. Identificarea deficienţelor 14
2.4. Analiza cererii de bunuri şi servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii, în scopul justificării necesităţii obiectivului de investiţii 14
2.4.1. Analiza cererii 14
2.4.2. Prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii 16
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei publice 17
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIM DOUA SCENARII/OPŢIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII 18
3.1. Particularităţi ale amplasamentului 18
3.1.1. Amplasament: "**REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA**"– Scenariu 1 18
3.1.2. Amplasament: "***REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA***"– Scenariu 2 32
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic 32
3.2.1. Scenariul 1 - "***DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.***" 33
3.2.2. Scenariul 2 - "***REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA***" 34
3.3. Costuri estimative ale investiţiei 36
3.3.1. Analiză comparativă costuri estimative investiţie CEF Analiza economică comparativă s-a realizat la această secţiune exclusiv pentru costurile aferente CEF (nu sunt incluse alte cheltuieli ale obiectivului de investiţii) 36
3.3.2. Costurile estimative de operare pe durata normată de viaţă/de amortizare a investiţiei publice 37
3.3.3. Devizul general al obiectivului de investiţii 39
3.4. Studii de specialitate in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor 43
3.5. Grafice orientative de realizare a investiţiei 44
4. ANALIZA FIECARUI / FIECAREI SCENARIU / OPTIUNI TEHNICO – ECONOMICE PROPUSE 45
4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta 45
4.2. Analiza vulnerabilităţilor cauzate de factori de risc, antropici şi naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiţia 45
4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum 47

4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii 47
4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii 49
4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate, sustenabilitatea financiara. .. 52
4.7. Analiza economică[1)], inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate şi raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate 52
4.8. Analiza de senzitivitate[1)] 52
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 52
5. SCENARIUL / OPTIUNEA TEHNICO - ECONOMICA OPTIMA / RECOMANDATA 54
5.1. Comparatia scenariilor / optiunilor propuse din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilităţii şi riscurilor.* 54
5.2. Selectarea si justificarea scenariului /opţiunii optime recomandate 54
5.3 Descrierea scenariului / optiunii optime recomandate 55
5.4. Principalii indicatori tehnico – economici aferenti obiectivului de investitii 59
5.5. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punct de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicate constructiei, conform gradului de detaliere a propunerilor tehnice 62
5.6. Nominalizarea surselor de finantare a investiei publice, ca urmare a analizei financiare şi economice: fonduri proprii, credite bancare, alocaţii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite. 64
6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME 64
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obţinerii autorizaţiei de construire 64
6.2. Extras de carte funciară, cu excepţia cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 66
6.3. Actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentaţia tehnico-economică 67
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor 67
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară 67
6.6. Avize, acorduri şi studii specifice, după caz, în funcţie de specificul obiectivului de investiţii şi care pot condiţiona soluţiile tehnice 67
7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 68
7.1 Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei 68
7.2 Strategia de implementare 68
7.3.Strategia de exploatare/ operare si intretinere: etape, metode si resurse necesare 68
7.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale 69
8. CONCLUZII SI RECOMANDARI 69
B. PIESE DESENATE 71
B1. Plan detaliu. 71
B2. Plan de ansamblu 72
B3. Plan de amplasament. 73
C. BIBLIOGRAFIE 74
D. ANEXE 75
D.1. Dovada autorizarii de cate ANRE, în domeniul proiectării instalaţiilor electrice, pentru persoanele care fac parte din echipa de elaborare a studiului de fezabilitate 75
D.2. Estimarea generarii in primul an utilizand programe de specialitate pentru scenariul 1 . 77
D.3. Fisa tehnica panouri PV din scenariul 1 78
D.4. Fisa tehnica invertoare din scenariul 1 81

D.5. Oferta DHElectric Systems corespunzatoare scenariului 1 82
D.6. Simulare Helioscope corespunzatoare scenariului 1.....86
D.7. Oferta Specchio Solare corespunzatoare scenariului 2.....93
D.8. Estimarea generării in primul an utilizând programe de specialitate pentru scenariul 2 .94

Lista de abrevieri

CEF – Centrala electrica fotovoltaica

AE – Audit Electroenergetic

PT – Procesul de transformare (transformatoarele)

REDp – Reteaua Electrica de Distributie principala

TD – Tablou de distributie

TP – Tranformator de putere

TSI – Transformator de servicii interne

ANRE – Agentia Nationala pentru Reglementari Energetice

BE – Bilant electroenergetic

GES – Gaze cu Efect de Sera

SEN – Sistemul Electroenergetic National

LEA – Linie Electrica Aeriana

RET – Reteaua Energetica de Transport

CAPEX – Capital expenditures / cheltuielile de capital

k_f – coeficient de forma

RES – Surse regenerabile de energie

ATR- Aviz tehnic de racordare

A. PIESE SCRISE

1. INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII

1.1. Denumirea obiectivului de investiţii

Parc fotovoltaic şi capacităţi de stocare a energiei electrice, etapa 1 parc fotovoltaic 5MWp

Amplasament investitie:

Str. Aradului nr.80, localitate Oradea, judeţ Bihor.

Acţiunea pentru care se solicită finanţare:

Realizarea capacităţilor noi de producere energie electrică din surse solare

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA

1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar)

Nu este cazul.

1.4. Beneficiarul investiţiei

REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA

Sediul: **cal. Aradului, nr.80, loc. Oradea, jud. Bihor**

Cod unic de înregistrare: **73452**

CAEN Investiţie: **5223 Activităţi de servicii anexe transporturilor aeriene**

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

STATPROG ENERGIE S.R.L.

Municipiul Oradea, Strada SOVATA, Nr. 32, Judeţ Bihor

Sef de proiect Dr. Ing. DAN FLORIN CIPRIAN

AUDITOR ENERGETIC – Auditor energetic autorizat clasa I Electroenergetic, Atestat Ministerul Energiei, Nr. 0211 din 2024

DIRIGINTE DE SANTIER – Instalatii electrice, Autorizaţie nr. 00030086/2017, Inspectoratul de Stat în Construcţii

2. SITUATIA EXISTENTA SI NECESITATEA REALIZARII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTITII

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situaţia actuală, necesitatea şi oportunitatea promovării obiectivului de investiţii şi scenariile/opţiunile tehnico-economice identificate şi propuse spre analiză.

Nu este cazul.

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislaţie, acorduri relevante, structuri instituţionale şi financiare

În urma aderării UE la Acordul de la Paris şi odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, prin **politicile şi direcţiile adoptate**, Uniunea şi-a asumat un rol important în privinţa combaterii schimbărilor climatice, prin cele 5 dimensiuni principale: securitate energetică, decarbonare, eficienţă energetică, piaţa internă a energiei şi cercetare, inovare şi competitivitate.

Sursele regenerabile de energie (energia eoliană, energia solară, energia hidroelectrică, energia oceanelor, energia geotermală, biomasa şi biocombustibilii) constituie alternative la combustibilii fosili care contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie şi la reducerea dependenţei de pieţele volatile şi incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol şi gaze. Legislaţia UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit drept obiectiv ca 32 % din consumul anual de energie al UE până în 2030 să fie din surse regenerabile. În acord cu obiectivul ambiţios al UE de a deveni neutră din punct de vedere climatic până în 2050, în martie 2023 colegiuitorii au convenit să crească obiectivul privind energia din surse regenerabile pentru 2030 la 42,5 %; cu scopul de a atinge 45 %. Au loc dezbateri privind cadrul de politici actualizat pentru 2030 şi pentru perioada de după 2030.

Politicile şi măsurile pentru promovarea utilizării de energie regenerabilă în producţia de energie electrică (SRE-E) se refera la:

• Promovarea investiţiilor în capacităţi noi de producere a energiei electrice, cu emisii reduse de carbon – SRE-E; inlocuirea capacităţilor existente de producţie a energiei electrice din surse convenţionale cu cele cu emisii reduse de carbon va avea ca efect şi promovarea surselor regenerabile în producerea energiei electrice (de exemplu resursă eoliană, solară);

• Posibilitatea folosirii veniturilor din Mecanismele EU-ETS şi din Fondurile Structurale Cadrului Financiar Multianual 2021-2027 pentru proiectele în domeniul SRE şi al eficienţei energetice la nivel naţional şi internaţional – SRE global;

• Creşterea Eficienţei Energetice în sectoarele industriale reglementate prin EU-ETS – SRE-E;

• Încurajarea dezvoltării capacităţilor de stocare a energiei– SRE-E; Dezvoltarea capacităţilor de stocare a energiei electrice va contribui la integrarea SRE în SEN, având în vedere caracterul intermitent/variabil al acestora. Specific, capacităţile de stocare vor contribui la reducerea decalajelor dintre cererea şi oferta de energie electrică;

• Implementarea măsurilor de consum dispecerizabil (Demand Response) – SRE-E; Implementarea măsurilor de consum dispecerizabil (Demand Response) va contribui la integrarea SRE în SEN, prin reducerea/mutarea consumului din orele de vârf (spre orele de gol de sarcină), precum şi posibilitatea participării consumatorului final (ca prosumator) la piaţa de producţie de energie electrică;

• Digitalizarea sistemului energetic românesc – SRE-E; Dezvoltarea contoarelor şi reţelelor inteligente va contribui inclusiv la o mai mare integrare a SRE în SEN. Contoarele inteligente vor avea ca beneficiu identificarea profilelor de consum final ale utilizatorilor finali şi, astfel, creşterea predictibilităţii vânzărilor de energie electrică;

• Elaborarea unui mecanism de sprijin de tipul Contracte pentru Diferenţă (CfD) – SRE-E; Implementarea mecanismului „Contracte pentru Diferenţă" va oferi sprijin în atingerea ţintelor SRE pentru anul 2030, prin aducerea unei siguranţe şi stabilităţi a veniturilor producătorilor;

• Încheierea contractelor de vânzare a energiei electrice pe termen lung cu clienţi (PPA) în afara pieţelor centralizate. Permiterea încheierii contractelor pe termen lung între dezvoltatorii de proiecte/producătorii de energie electrică şi consumatori. Acest tip de contract contribuie la creşterea utilizării energiei din resurse regenerabile, prin prisma faptului că oferă dezvoltatorilor/producătorilor de energie regenerabilă siguranţa recuperării investiţiilor si îi oferă consumatorului oportunitatea de a-şi negocia contractul direct cu producătorul de energie, fiind totodată independent şi asigurat împotriva fluctuaţiilor preţului de energie;

• Adaptarea mecanismelor/regulilor aplicabile pieţei de energie electrică în acord cu prevederile pachetului legislativ "Energie Curată pentru Toţi Europenii" – SRE-E. Acesta presupune adaptarea condiţiilor de piaţă şi înlăturarea barierelor legislative pentru facilitarea integrării energiei din resurse regenerabile în SEN;

• Adoptarea de tehnologii avansate în sectorul energetic – SRE-E, SRE-T şi SRE-Î&R;

• Stimularea investiţiilor în dezvoltarea industriei producătoare de echipamente pentru SRE şi electromobilitate – SRE-E, SRE-T şi SRE-Î&R.

Strategiile în domeniul energiei, adoptate la nivelul UE, reprezintă angajamente clare în direcţia tranziţiei energetice la nivel global.

Ca parte a pachetului „Energie curată pentru toţi europenii", Regulamentul 2020/1294 a instituit un mecanism de finanţare al UE în temeiul articolului 33 din Regulamentul (UE)

2018/1999 privind guvernanța, în vigoare din septembrie 2020. Principalul obiectiv al mecanismului este de a ajuta țările să își atingă obiectivele individuale și colective privind energia din surse regenerabile. Mecanismul de finanțare creează legături între țările care contribuie la finanțarea proiectelor (țări contribuitoare) și țările care sunt de acord ca pe teritoriul lor să fie construite noi proiecte (țări-gazdă). Comisia stabilește cadrul de punere în aplicare și mijloacele de finanțare a mecanismului, stabilind că statele membre, fondurile UE sau contribuțiile din partea sectorului privat pot finanța acțiuni în cadrul mecanismului. Energia generată pe baza acestui mecanism de finanțare va fi contabilizată în contul obiectivelor privind energia din surse regenerabile ale tuturor țărilor participante și va contribui la atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050. Noile obiective ale planului REPowerEU au necesitat investiții suplimentare de 210 miliarde EUR între 2022 și 2027.

Planul REPowerEU a introdus o strategie pentru a dubla capacitatea solară fotovoltaică la 320 GW până în 2025 și pentru a instala 600 GW până în 2030. Planul a mai inclus o obligație legală progresivă de a instala panouri solare pe noile clădiri publice, comerciale și rezidențiale și o strategie de dublare a ratei de instalare a pompelor de căldură în sistemele de încălzire centralizate și le. În cadrul planului, statele membre au, de asemenea, obligația de a identifica și de a adopta planuri pentru zonele pretabile dezvoltării proiectelor de producere a energiei din surse regenerabile, cu procese de autorizare mai scurte și simplificate.

Strategia UE pentru Încălzire și Răcire (IR) promovează realizarea de unități de cogenerare și trigenerare (energie electrică, încălzire și răcire). La nivelul UE, aproape 50% din cererea finală de energie este utilizată pentru încălzire și răcire, 80% din aceasta fiind utilizată în clădiri. În acest context, Directiva (UE) 2018/844 de modificare a Directivei 2010/31/UE privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică a clădirilor este mult mai ambițioasă în privința reducerii consumului de energie decât versiunea sa anterioară.

Strategia energetică a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, publicată pe site-ul Ministerului Energiei, se afirmă că studii realizate în cadrul regiunii de Sud-Est a Europei au evaluat potențialul tehnic solar al României la nivelul a 19,35 GW (25,80 TWh), din care aproximativ 18,05 GW (24,18 TWh) pot constitui o opțiune economică de investit, în scenariul cu costuri minime.

De asemenea, se precizează că valorificarea potențialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform aceluiași studiu, instalarea unei capacități totale de 4.000 MW și producerea unei energii anuale de 4,8 TWh.

Potrivit aceluiași document, conform studiului privind evaluarea potențialului tehnico-economic al resurselor regenerabile în România, România se află în zona B europeană din punct de vedere al însoririi (1200-1600 kWh/m2 pe an), beneficiază de aproximativ 210 zile însorite pe an și are cel mai mare potențial solar din zona de sud est a Europei.

Inițiativa de construire a Centralei electrice fotovoltaice vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European și la țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, prin creșterea ponderii de producție a acesteia din energie solară.

Principalele obiective urmărite, la nivel macroeconomic, sunt:

a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă, generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părţi din cantitatea de combustibili fosili consumaţi în fiecare an – cărbune, gaz natural;

b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică şi mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecţie şi pe îmbunătăţirea calităţii mediului;

c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producţia de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European şi a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;

d) atingerea obiectivelor din Planul Naţional Integrat în domeniul Energiei şi Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;

e) creşterea producţiei de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creştere sustenabilă a Europei şi combaterea schimbărilor climatice în concordanţă cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris şi obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;

f) creşterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investiţiilor de creştere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană şi solară;

g) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European şi al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralităţii climatice şi de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 şi (UE) 2018/1999 („Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel tîrziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile şi absorbţiile 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;

h) creşterea adecvanţei Sistemului Energetic Naţional prin utilizarea de noi capacităţi de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;

i) punerea în aplicare a iniţiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creşterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea şi utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex – 52020DC0575 – EN – EUR-Lex (europa.eu).

Pentru punerea in aplicare a politicilor si strategiilor specifice sectorului energetic, sunt infiintate si functioneaza, cu diverse roluri si responsabilitati in legiferarea si implementarea acestor strategii, mai multe institutii/autoritati, dintre care amintim: Ministerul Energiei, Ministerul Dezvoltarii Lucrărilor Publice si Administratiei, Ministerul Economiei, Ministerul Mediului Apelor şi Pădurilor, Ministerul Transporturilor si Infrastructurii, Ministerul Educaţiei, Ministerul Investitiilor si Proiectelor Europene, Ministerul Autoritatea Naţională de Reglementare în Domeniul Energiei, Ministerul Finantelor, precum şi alte autoritati stabilite potrivit legii.

Din punct de vedere **legislativ**, au fost adoptate o serie de măsuri pentru punerea în aplicare a

strategiilor şi politicilor asumate, respectiv:

A. La nivelul Uniunii Europene

În decembrie 2018, ca parte a pachetului „Energie curată pentru toţi europenii", a intrat în vigoare Directiva privind energia din surse regenerabile revizuită. Directiva, care trebuia transpusă în legislaţia naţională a ţărilor din UE până în iunie 2021, a stabilit un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, şi anume că cel puţin 32 % din consumul final brut de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, precum şi un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030. În conformitate cu Regulamentul (UE) 2018/1999, până cel târziu în martie 2023, ţările din UE propun obiective naţionale privind energia şi stabilesc planuri naţionale privind energia şi clima (PNEC) pe 10 ani pentru perioada 2021-2030. Planurile naţionale privind energia şi clima sunt monitorizate o dată la doi ani prin rapoarte intermediare şi sunt evaluate de Comisie, care poate lua măsuri la nivelul UE pentru a asigura coerenţa acestora cu obiectivele globale ale UE.

Directiva privind energia din surse regenerabile revizuită, actualizată prin Directiva (UE) 2023/2413, a fost rezultatul a trei modificări majore. În iulie 2021, ca parte a pachetului „Pregătiţi pentru 55", o primă modificare a vizat alinierea obiectivelor Uniunii privind energia din surse regenerabile la noul său obiectiv climatic, creşterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile de energie pentru UE la 40 % până în 2030 şi promovarea utilizării combustibililor din surse regenerabile, cum ar fi hidrogenul, în industrie şi transporturi cu obiective secundare suplimentare. În mai 2022, ca parte a planului său REPowerEU în urma agresiunii Rusiei împotriva Ucrainei, o a doua modificare a vizat accelerarea tranziţiei către o energie curată, în conformitate cu decizia de eliminare treptată a dependenţei de combustibilii fosili ruseşti, creşterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile de energie pentru UE la 45 % până în 2030 prin instalarea de pompe de căldură, creşterea capacităţii solare fotovoltaice şi importul de hidrogen şi biometan din surse regenerabile. În noiembrie 2022, o a treia modificare (publicată sub forma unui regulament al Consiliului) viza accelerarea utilizării energiei din surse regenerabile şi prezumă că centralele de energie din surse regenerabile sunt de interes public major, permiţând autorizarea mai rapidă a proiectelor privind energia din surse regenerabile şi derogări specifice de la legislaţia UE în domeniul mediului.

În octombrie 2023, actualizarea Directivei privind energia din surse regenerabile (RED) a ridicat obiectivul pentru 2030 privind sursele regenerabile de energie la 42,5 %, iar statele membre fac eforturi să atingă ţinta de 45 %. Noua directivă accelerează procedurile de acordare a autorizaţiilor pentru noile centrale electrice pe bază de energie din surse regenerabile, cum ar fi panourile solare sau turbinele eoliene, şi stabileşte termenul maxim pentru aprobarea noilor instalaţii la 12 luni în zonele pretabile dezvoltării proiectelor de producere a energiei din surse regenerabile şi la 24 de luni în alte zone. În sectorul transporturilor, stabileşte: un obiectiv de 29 % pentru ponderea energiei din surse regenerabile până în 2030 sau o reducere cu 14,5 % a emisiilor de gaze cu efect de seră, printr-un consum mai mare de biocombustibili avansaţi şi de combustibili din surse regenerabile de origine nebiologică, cum ar fi hidrogenul. Pentru industrie, directiva introduce un obiectiv obligatoriu de 42 % hidrogen din surse regenerabile în consumul total de hidrogen până în 2030 şi de 60 % până în 2035 şi un obiectiv orientativ

de creştere medie anuală de 1,6 puncte procentuale a surselor regenerabile. Mai introduce şi un obiectiv orientativ pentru statele membre de 5 % din capacitatea nou instalată de energie din surse regenerabile din tehnologii inovatoare până în 2030.

La 11 decembrie 2019, prin Pactul verde european, Uniunea s-a angajat să găsească soluţii la problemele legate de energie, climă şi mediu şi să realizeze neutralitatea climatică până în 2050, în conformitate cu Acordul de la Paris. Transformarea sistemului energetic joacă un rol fundamental, deoarece producţia şi utilizarea energiei reprezintă peste 75 % din emisiile de gaze cu efect de seră din UE.

În iulie şi decembrie 2021, pachetul „Pregătiţi pentru 55", un set de propuneri de revizuire şi actualizare a legislaţiei UE privind energia, clima şi biodiversitatea, a operaţionalizat Pactul verde al UE. Pachetul a inclus propuneri la Directiva privind energia din surse regenerabile, Directiva privind eficienţa energetică, Directiva privind impozitarea energiei, Directiva privind performanţa energetică a clădirilor, pachetul privind piaţa hidrogenului şi a gazelor decarbonizate, Regulamentul privind reducerea emisiilor de metan în sectorul energetic, Fondul social pentru climă şi diverse alte propuneri.

În martie şi mai 2022, în urma agresiunii Rusiei împotriva Ucrainei, planul REPowerEU a modificat pachetul „Pregătiţi pentru 55" pentru a elimina treptat dependenţa de combustibilii fosili ruşi. Pe baza planului REPowerEU, UE a adoptat mai multe măsuri, printre care Regulamentul privind autorizarea, care a simplificat şi a accelerat procedurile de autorizare a energiei din surse regenerabile punând accentul pe tehnologii şi proiecte specifice, cum ar fi energia solară fotovoltaică, eoliană şi pompele de căldură, precum şi retehnologizarea.

B. La nivel naţional

• Legea energiei si gazelor naturale nr. 123/2012 („Legea energiei") stabileşte cadrul legal general aplicabil sectorului electricitatii si gazelor naturale.

• Legea nr. 220/2008 privind instituirea unui sistem de promovare a producţiei de energie electrică din surse regenerabile de energie, modificata si completata de Legea nr. 139/2010 si ulterior prin Ordonanţa de urgenţă nr. 88/2011, astfel cum a fost aprobată cu modificări prin Legea nr. 134/2012, modificată ulterior prin Legea nr. 134/2012; Ordonanta de urgenta nr. 57/2013, aprobată prin Legea nr. 23/2014; Ordonanta de urgenta nr. 79/2013 si Legea nr. 122/2015.

• Hotararea Guvernului nr. 1232/2011 privind aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.

• Ordinul nr. 48/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licenţelor şi autorizaţiilor în sectorul energiei electrice.

• Ordinul nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la reţelele electrice de interes public.

• Ordinele ANRE.

2.3. Analiza situației existente si identificarea deficientelor

Proiectul propus pentru Aeroportul Oradea implică instalarea unui sistem fotovoltaic de 4.99 MWp folosind 8.256 panouri AIKO-A605-MAH72Mw de 605 W fiecare. Sistemul va produce anual 6.173 GWh, contribuind la reducerea emisiilor de CO2.

2.3.1. Analiza consumului de energie

REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA este un consumator energetic, având un consum de energie electrică semnificativ.

Din motive economice si de reducere a amprentei de carbon vom analiza in acest studiu de fezabilitate investiția in realizarea unui parc fotovoltaic – centrala electrica fotovoltaica (CEF) **pentru producția de energie electrica.**

2.3.2. Identificarea deficiențelor

Emisii de CO2 asociate consumului de energie electrica din SEN

Deficiențele identificate se referă la emisiile de CO_2 realizate pentru producția de energie electrica din SEN din surse convenționale cu un factor de emisii de CO_2 de **611.9 kg CO_2/MWh** care duce la un nivel al emisiilor de CO_2, pentru fiecare **MWh** de energie electrica produsa si consumata din SEN, de **0.619 tone CO_2.**

Costul asociat achiziției de energie electrică

Evenimente geopolitice sau naturale pot afecta stabilitatea furnizării și costurile energetice la nivel global. Prețurile energiei electrice provenite din surse convenționale, precum cele bazate pe combustibili fosili, pot fi influențate de fluctuațiile prețului petrolului și al gazelor naturale. Istoric ne-am confruntat recent cu o astfel de situatie care a condus la un varf istoric al pretului energiei electrice marcat de contextul razboiului din Ucraina. Schimbările în politicile energetice la nivel mondial pot influența accesul și costul resurselor energetice.

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

2.4.1. Analiza cererii

Potrivit Prognozei echilibrului energetic 2022-2026, publicată de Comisia Națională de Strategie și Prognoză (https://cnp.ro/wp-content/uploads/2023/06/Prognoza-echilibrului-energetic.pdf), balanța energetică a României în istoric și prognoză se prezintă după cum urmează:

BALANŢA ENERGETICĂ
-sinoptic-

-mii tep-

Indicatori	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. RESURSE ENERGETICE	**43238**	**44117**	**41389**	**43182**	**42747**	**42620**	**42620**	**42975**	**43325**
1.1. Resurse de energie primară, din care:	41647	42702	40016	41824	41377	41250	41250	41605	41955
1.1.1. Producţie	24979	24536	22350	22999	22473	22780	22815	22620	22705
1.1.2. Import	14168	15910	14014	15948	16420	15730	15920	16305	16600
1.1.3. Stoc la începutul anului	2500	2256	3651	2877	2484	2740	2710	2680	2655
1.2. Stoc de energie în transformare	1591	1415	1373	1368	1370	1370	1370	1370	1370
2. DESTINAŢII	**43238**	**44117**	**41389**	**43182**	**42747**	**42620**	**42620**	**42975**	**43325**
2.1. Consum intern, din care:	33510	33016	32171	34101	33290	32715	32935	33290	33675
2.1.1. Consumul în sectorul energetic	3181	3023	3050	3013	2794	2745	2755	2760	2760
2.1.2. Pierderi	1002	895	870	867	819	790	785	735	710
2.1.3. Disponibil pentru consumul final	25103	25103	25127	26911	24904	25795	27240	27690	28435
2.2. Export	6051	5971	5062	5256	5345	5825	5635	5660	5655
2.3. Stoc la sfârşitul anului	3677	5130	4156	3834	4112	4080	4050	4025	3995

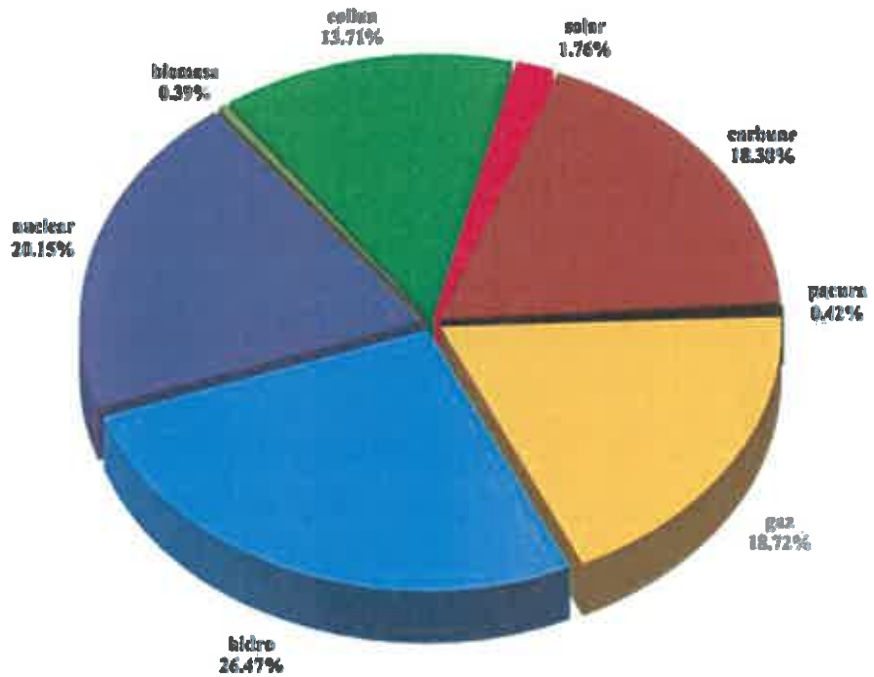
Sursa: Institutul Naţional de Statistică pentru perioada 2018 – 2021, Date provizorii pentru Principalele Resurse de energie primara în 2022
Comisia Naţională de Strategie şi Prognoză pentru perioada 2022 – 2026.
Notă: Prognoza echilibrului energetic se elaborează în corelaţie cu prognoza macroeconomică şi are, în general, aceeaşi periodicitate de actualizare şi orizont de timp cu aceasta.

Se observă o evoluţie relativ constantă a producţiei interne şi consumului final de energie, cu o uşoară tendinţă de creştere în 2023 faţă de 2022.

În ultimul raport de monitorizare a pieţei de energie electrică publicat de ANRE – luna decembrie 2022, ponderea energiei electrice din resursă solară în totalul energiei livrate în reţele de producătorii dispeceriaţi la nivelul anului 2022 era de 1,76%.

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor – prelucrare CMPEE

Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în retele de producatorii cu unitati dispecerizabile
-ANUL 2022-



2.4.2. Prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii

Cresterea anuala anticipata

Analizele de piaţă şi economice indică o creştere anuală a cererii de energie electrică, iar această tendinţă ar putea persista pe termen mediu şi lung. Activitatea macroeconomică la nivelul anului 2022 a înregistrat o creştere solidă de 4,7% în condiţii dificile cauzate de continuarea crizei energetice manifestată încă din a doua parte a anului anterior, ca urmare a redresării cererii globale, criză amplificată de şocul declanşării conflictului între Rusia şi Ucraina.[4], [5].

În perioada următoare, prognozele indică creşteri ale surselor de producere a energiei regenerabile, mai insemnate pentru energia solară, datorate in principal reducerii costurilor pentru energia eoliană. Pentru hidroenergie tendintele sunt de scadere şi menţinere constanta pana in 2030.

Prognoze pe termen lung

Potrivit Strategiei energetice a României 2022-2030, cu perspectiva anului 2050, publicată pe site-ul Ministerului Energiei, promovarea surselor regenerabile de energie reprezintă un obiectiv important pentru România la nivelul anului 2030 în contextul tranziţiei către energia verde, curată. România şi-a stabilit obiectivul de a atinge o pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie de 30,7%, ţinând cont de particularităţile naţionale, faţă de o pondere de 24,4% în 2020.

Potrivit aceleiaşi surse, consumul final brut de energie electrică din surse regenerabile va creşte de la 2.228,4 ktep, din care 170,4 ktep din surse solare, în 2020 la 3.175,2 ktep, din care 632,6 ktep din surse solare, în 2023, deci o creştere de aproape 4 ori a producţiei din sursă solară.

De asemenea, se menţionează că cererea de energie a gospodăriilor pentru gătit, încălzire, iluminat, electronice şi electrocasnice, este de aşteptat să crească foarte puţin, ca urmare a adoptării treptate a noilor tehnologii de ecodesign, cu consum specific tot mai scăzut.

Factorii care stau la baza prognozelor privind cererea de energie electrică în România sunt economici, demografici, tehnologici, industriali.

Cresterea economica

Evaluarile macroeconomice indică o creştere stabilă a economiei româneşti pe termen mediu şi lung. Această creştere este adesea asociată cu o cerere sporită de energie electrică, în special în sectoarele industriale şi de servicii.

Creşterea populaţiei urbane

Urbanizarea continuă şi creşterea populaţiei urbane pot influenţa semnificativ cererea de energie electrică, deoarece mediile urbane tind să consume mai multă energie. Avand in vedere ca Romania ocupa un loc fruntas in cadrul Uniunii Europene la procenul de populatie rurala,

tendintele sunt de migrare a populatiei din rural spre urban, ceea ce se anticipează că va conduce la o creştere de energie electrică.

Eficienta energetica in industrie

Îmbunătăţirile în eficienţa energetică pot atenua creşterea cererii în sectorul industrial, dar pot simultan stimula creşterea în alte sectoare.

Analiza cererii de energie electrică în România indică o evoluţie complexă, influenţată de factori economici, tehnologici şi de politici energetice. Prognozele pe termen mediu şi lung evidenţiază o creştere a cererii, dar şi o schimbare în structura surselor de producţie.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei publice

Se urmăreşte reducerea amprentei de emisii de gaze cu efect de sera, in principal CO2 pentru producţia de energiei electrică.

Realizarea unei investiţii într-o centrală fotovoltaică implică atingerea unor obiective strategice şi operaţionale clare.

Obiectivul general al proiectului este instalarea unei capacităţi noi de producţie energie din surse solare, in vederea asigurării unei surse de energie electrica din surse regenerabile.

Obiectivele specifice ale proiectului sunt:

1. Instalarea si punerea in funcţiune a unei capacităţi pentru generarea de energie electrică din surse regenerabile solare **de 6173.0000 MWh/an.**

2. Reducerea emisiilor de dioxid de carbon în atmosferă, generate de sectorul energetic, prin substituirea unei părţi din cantitatea de combustibili fosili consumaţi în fiecare an pentru producerea energiei electrice furnizate de CEF de **3777.26 tone CO_2/an.**

Rezultatele obţinute în urma realizării acestor obiective includ:

1. **Reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera (CO2) specifice consumului de energie electrica;**
2. **Reducerea riscului asociat fluctuaţiilor de preţ ale energiei electrica**
3. **Reducerea cantităţii de energie electrică absorbită din sistemul energetic naţional;**
4. **Dezvoltarea economica a beneficiarului investiţiei;**
5. **Producerea de energie din surse regenerabile;**
6. **Protecţia mediului prin reducerea emisiilor poluante şi combaterea schimbărilor climatice;**
7. **Reducerea dependentei de resursele de energie primara (in principal combustibili fosili);**
8. **Crearea de noi locuri de munca prin realizarea capacitatilor de producere a energiei din surse neconventionale / regenerabile;**
9. **Contribuie la atingerea ţintelor strategice a României, ca până în anul 2023 sursele regenerabila sa ocupe 34% din mixul energetic naţional;**

10. **Generarea sustenabilă de energie;**
11. **Diversificarea mixului energetic;**
12. **Creşterea gradului de independenţă energetică a societăţii.**

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIM DOUA SCENARII/OPŢIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII

3.1. Particularităţi ale amplasamentului

Amplasament investitie:

Str. Aradului nr.80, localitate Oradea, judeţ Bihor.

Amplasare panouri: **Pe teren ; suprafaţa este acoperitoare pentru investiţia propusă.**

3.1.1. Amplasament: **"REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA"**– Scenariu 1

a) Descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafaţa terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietăţii sau titlul de proprietate, servituţi, drept de preempţiune, zonă de utilitate publică, informaţii/obligaţii/constrângeri extrase din documentaţiile de urbanism, după caz):

Tabel 3.1. Caracteristici amplasament scenariul 1

Teren	CF număr	Localitate CF	Număr Cadastral	Tip teren (intravilan/ extravilan)	Regim juridic teren	Suprafaţa teren (mp)
1	**205929**	**Oradea**	**205929**	**Intravilan**	**Teren proprietate privată - contract de administrare**	**1431980**

Amplasamentul investiţiei:

- servituti: nu este cazul;
- drept de preemptiune: nu este cazul;
- zona de utilitate publica: nu este cazul;
- informatii/obligatii/constrangeri extrase din documentatiile de urbanism: nu este cazul;
-situat in zona cu patrimoniu sau potential arheologic: nu este cazul;
-situri arheologice clasate ca monumente istorice: nu este cazul;
-zona protejata: nu este cazul;
-zona Natura 2000: nu este cazul;

La aceasta locatie, entitatea **REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA** desfasoara activitati de **Activităţi de servicii anexe transporturilor aeriene.**

*b) Relaţii cu zone învecinate, a*ccesuri existente si/sau cai de acces posibile;

În vecinătatea terenului nu se găsesc zone care ar putea avea un impact negativ asupra investiţiei sau asupra cărora investiţia să aibă un impact negativ.

Accesul se realizeaza pe căile de acces la drumurile publice din imediata vecinatate a terenurilor mentionate.

Accesul la Aeroportul Oradea se realizează prin infrastructura rutieră existentă(E671), facilitând transportul şi instalarea echipamentelor necesare pentru implementarea sistemului fotovoltaic de 4.99 MWp.

c) Orientări propuse fata de punctele cardinale si fata de punctele de interes naturale sau construite:

În documentul de carte funciară, punctele cardinale sunt specificate într-un mod clar şi convenţional. Ele sunt indicate folosind denumiri standardizate pentru fiecare punct cardinal:

Nord (N): Direcţia către Polul Nord geografic.

Sud (S): Direcţia opusă Nordului, către Polul Sud geografic.

Est (E): Direcţia în care Soarele răsare.

Vest (V): Direcţia în care Soarele apune.

Aceste denumiri sunt utilizate pentru a indica orientarea terenului în documentele de carte funciară. Ele sunt reprezentate sub formă de săgeţi sau indicaţii verbale, iar terenul este orientat în raport cu aceste puncte cardinale.

d) Surse de poluare existente in zona:

Nu este cazul.

Amplasamentul si zonele invecinate nu prezinta surse de poluare cum ar fi compuşii nedegradabili - diclor-difenil-tricloretanul, dioxinele, bifenilii policloruraţi (BPC) şi materialele radioactive care pot să ajungă la niveluri periculoase de acumulare şi pot să urce în lanţul trofic prin intermediul animalelor.

În zonă nu au fost identificate surse de poluare.

e) Date climatice si particularităţi de relief:

Factorii climatici luaţi în considerare în cadrul etapei de examinare sunt următorii:

- Inundaţii

- Ruperi de nori
- Seceta
- Valuri de căldură
- Valuri de frig/îngheț
- Incendii forestiere
- Furtuni, uragane și rafale de vânt
- Alunecari de teren

Aceștia sunt cel mai frecvent utilizați factori de analiză în literatura de specialitate și se pot manifesta cu o anumită probabilitate în regiunea în care se implementează proiectul de investiții.

Inundațiile se referă la ieșirea din matcă a cursurilor de apă (inundații fluviale și viituri rapide) și au, în general, o probabilitate redusă de a afecta proiectele de infrastructură întrucât, pe de o parte, aceste proiecte nu sunt amplasate, de cele mai multe ori, în imediata apropiere a cursurilor de apă, iar pe de altă parte, în majoritatea zonelor au fost efectuate lucrări de amenajări hidrotehnice cu rol de apărare împotriva inundațiilor.

Inundațiile constituie fenomene naturale, și, din cele 20 de tipuri de hazarde ce sunt considerate dezastre naturale, ocupă primul loc în ceea ce privește răspândirea geografică, număr de evenimente și număr de persoane afectate.

Inundațiile fluviale sunt generate de revărsarea apei unui organism fluviatil peste limitele albiei minore în spațiul albiei majore. Ele pot fi provocate de mai multe cauze, precum: precipitațiile bogate, creșterea nivelului apei ca urmare a degradării albiei prin aluvionare, blocaje de gheață, ruperea digurilor și barajelor ș.a.

Viiturile rapide sunt viiturile care se produc în timp scurt și sunt caracterizate de creșteri bruște de niveluri și debite. Caracteristica principală a viiturilor rapide constă în faptul că au timpi de creștere de maxim 4 - 6 ore, producându-se în bazine hidrografice mici.

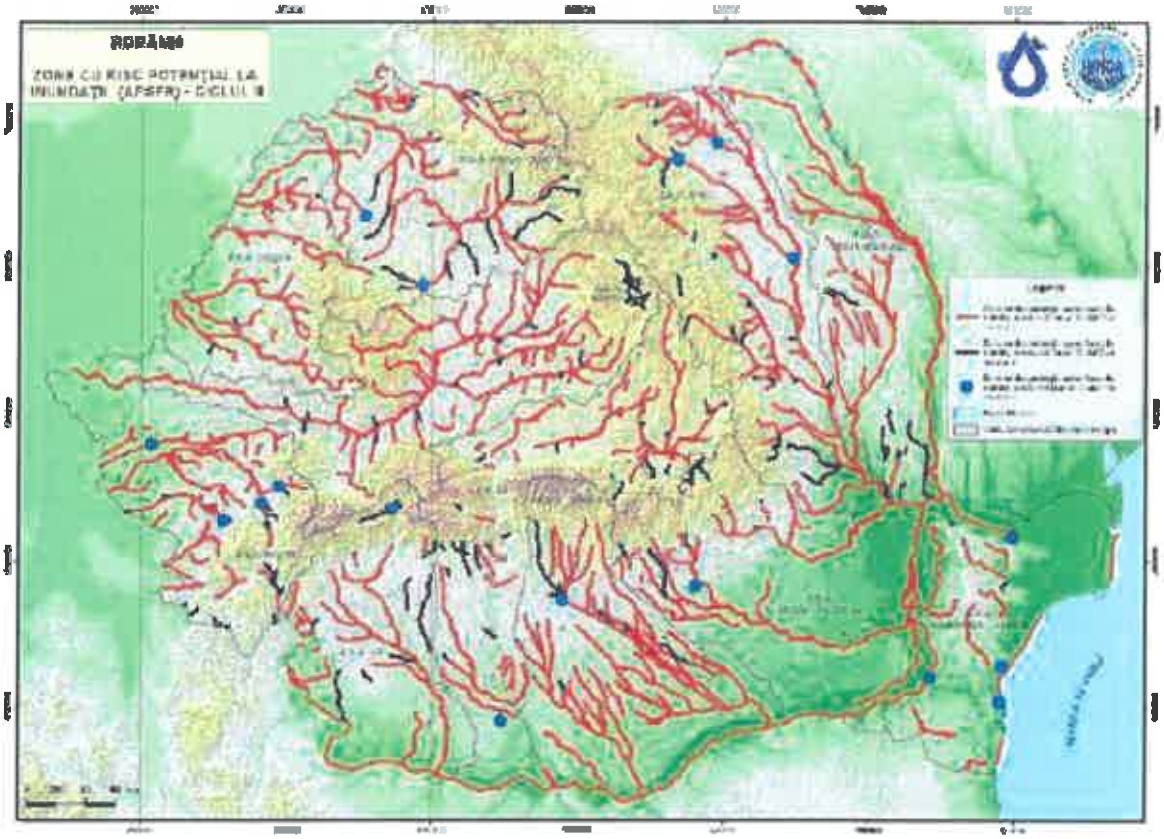


Figura 6. Zone cu risc potențial semnificativ la inundații (sursa: Planul național de management al riscurilor la dezastre, Comitetul Național pentru Situații de Urgență, București, 2020)

Ruperile de nori reprezintă căderi abundente de precipitații într-o perioadă scurtă de timp, ce pot provoca inundații de suprafață și pot afecta elementele de infrastructură (de exemplu, acoperișul clădirilor). Totuși, având în vedere că acestea sunt fenomene izolate în regiunea analizată, influența asupra proiectelor de infrastructură este redusă.

Prezentăm mai jos o reprezentare grafică a cantităților de precipitații la nivelul județului Bihor, în istoric anual (1971-2000), dar și o prognoză pentru perioada 2023-2050.

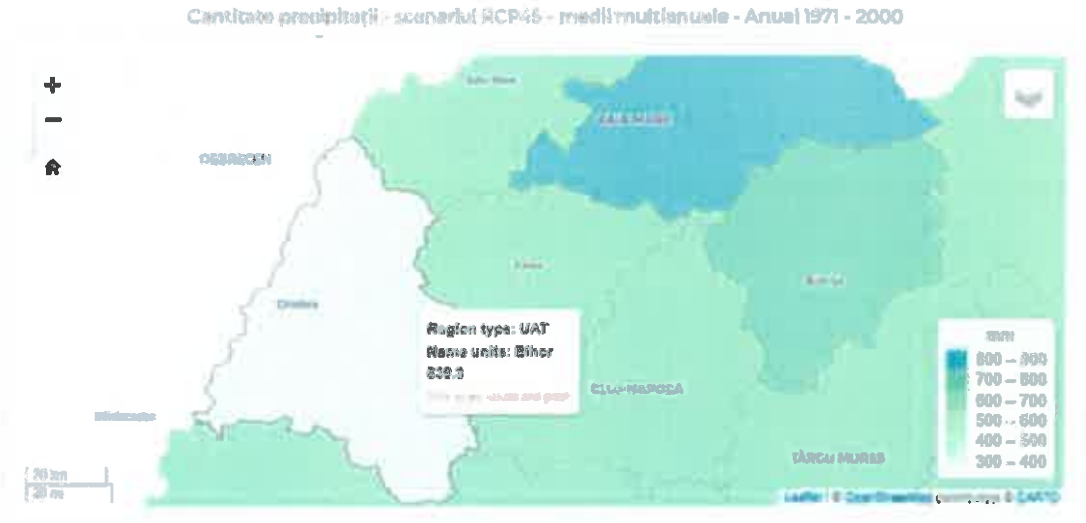


Figura 7. Cantitatea de precipitații – medii multianuale 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că în județul Bihor cantitatea medie istorică de precipitații s-a situat la nivelul de cca 600 mm anual situându-se in zona mediana la nivel național.

Figura 8. Cantitatea de precipitații – evoluții medii multianuale 2023-2050 față de 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că tendința mediilor multianuale ale precipitațiilor pe teritoriul județului Bihor este de creștere față de nivelurile istorice, practic putem vorbi de o creștere ușoară până în anul 2050.

Seceta este studiată din două perspective, şi anume seceta meteorologică (fenomenul natural determinat de precipitaţiile situate sub valorile normale) şi seceta hidrologică (reducerea rezervelor de apă prin coborârea nivelului apelor subterane sub nivelul optim de exploatare).

În figura următoare este prezentată situaţia suprafeţelor teritoriului naţional afectate de secetă.

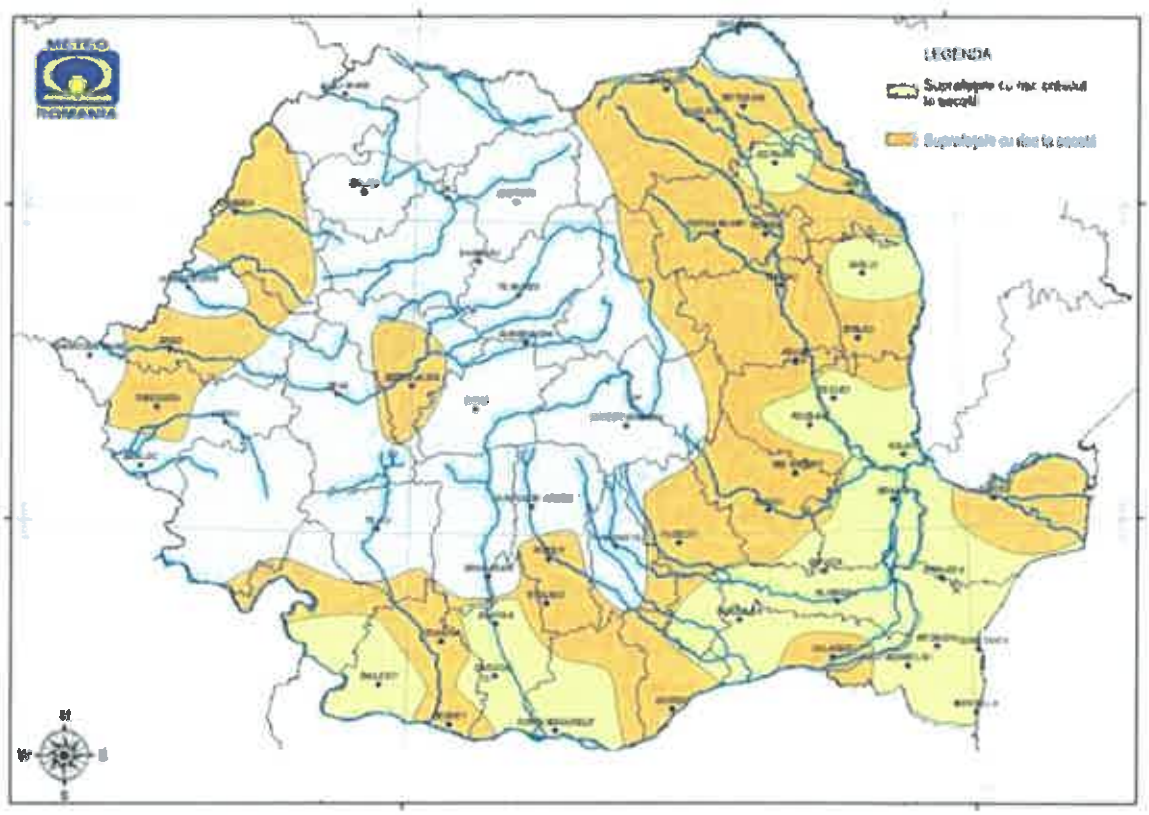


Figura 9. Suprafeţele de teren din România afectate de secetă (sursa: a VII-a Comunicare Naţională privind schimbările climatice, decembrie 2017)

Se observă că teritoriul judeţului Bihor prezintă risc scăzut şi mediu de seceta.

Valurile de căldură, în contextul schimbărilor climatice, sunt perioade extinse de temperaturi anormal de ridicate şi, adesea, de umiditate ridicată. În contextul schimbărilor climatice, aceste fenomene devin mai frecvente, mai intense şi mai prelungite. Un val de căldură este definit de obicei ca o perioadă de temperaturi mult mai ridicate decât media pentru o anumită perioadă şi locaţie. Aceste perioade pot varia de la câteva zile la câteva săptămâni.

În timp ce valurile de căldură au avut loc şi în trecut, existenţa lor creşte în frecvenţă şi intensitate odată cu încălzirea globală. Schimbările climatice, cauzate de creşterea concentraţiilor de gaze cu efect de seră în atmosferă, contribuie la temperaturi medii globale mai ridicate, ceea ce face mai probabilă apariţia valurilor de căldură.

În acest context, este important de analizat evoluţia temperaturilor medii multianuale pe istoric şi previziunile pentru următoarea perioadă, reprezentate în figurile următoare:

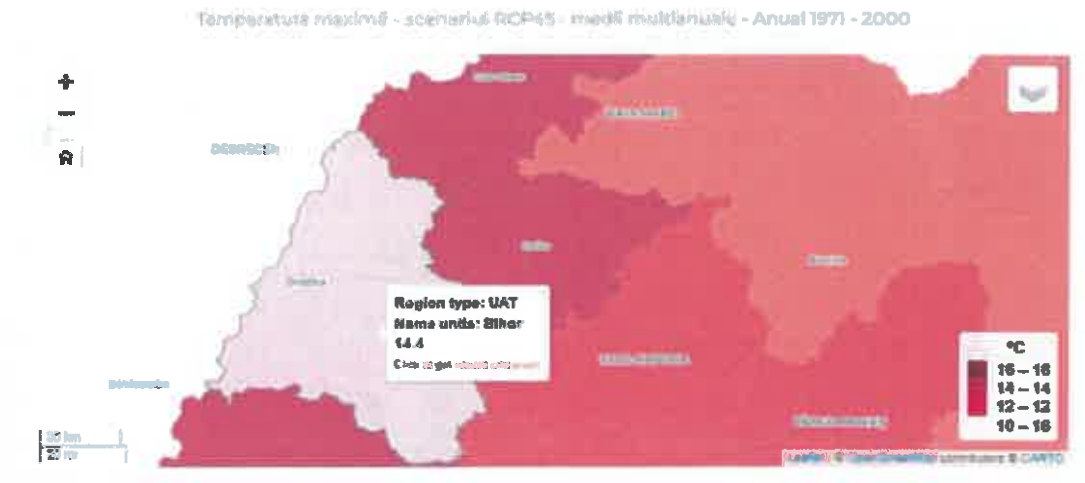


Figura 10. Mediile multianuale ale temperaturilor maxime în județul Bihor, în perioada 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

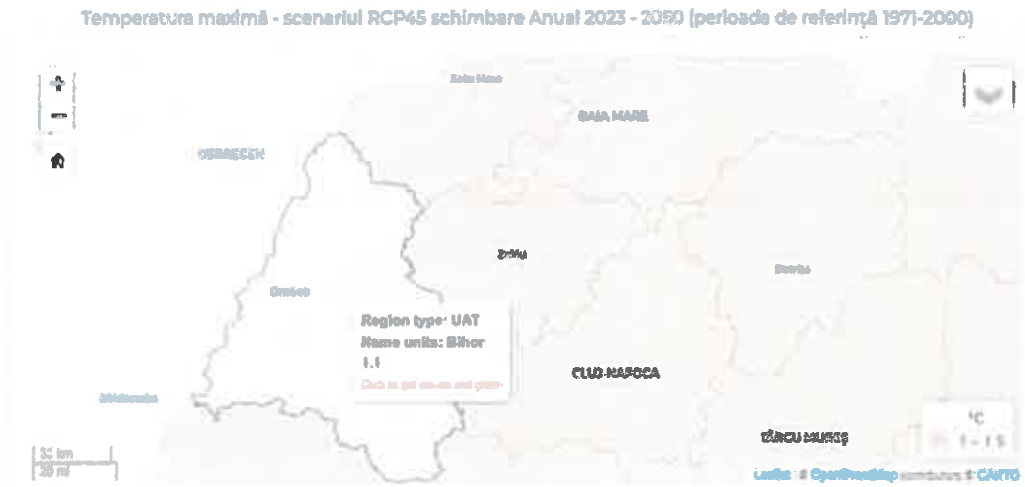


Figura 11. Variația mediilor multianuale ale temperaturilor maxime în județul Bihor, în perioada 2023-2050, față de perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că mediile istorice ale temperaturilor maxime din județul Bihor s-au ridicat la peste 14 °C, în zona superioară la nivel național, fiind prevăzută o creștere medie de peste 1 °C până în anul 2050, în contextul fenomenului de încălzire globală.

Valurile de frig/îngheț, în contextul schimbărilor climatice, sunt perioade de temperaturi anormal de scăzute care pot avea efecte semnificative asupra mediului, sănătății umane și economiei. Deși schimbările climatice sunt adesea asociate cu încălzirea globală, acestea pot,

de asemenea, influența și intensifica anumite evenimente meteorologice extreme, inclusiv valurile de frig.

Valurile de frig sunt caracterizate de temperaturi extrem de scăzute care pot dura de la câteva zile la câteva săptămâni. Acestea pot fi însoțite de fenomene precum ninsori abundente, gheață și viscol.

În timp ce conceptul de "încălzire globală" sugerează un climat în general mai cald, schimbările climatice afectează și modelele meteorologice, ducând la o variație mai mare și evenimente meteo extreme, inclusiv valuri de frig. De exemplu, schimbările în circulația atmosferică pot duce la pătrunderea aerului arctic mai departe spre sud, cauzând valuri de frig în regiuni care altfel ar avea ierni blânde.

În figurile următoare prezentăm evoluția mediilor multianuale ale temperaturilor minime în județul Bihor, pe istoric și în prognoză.

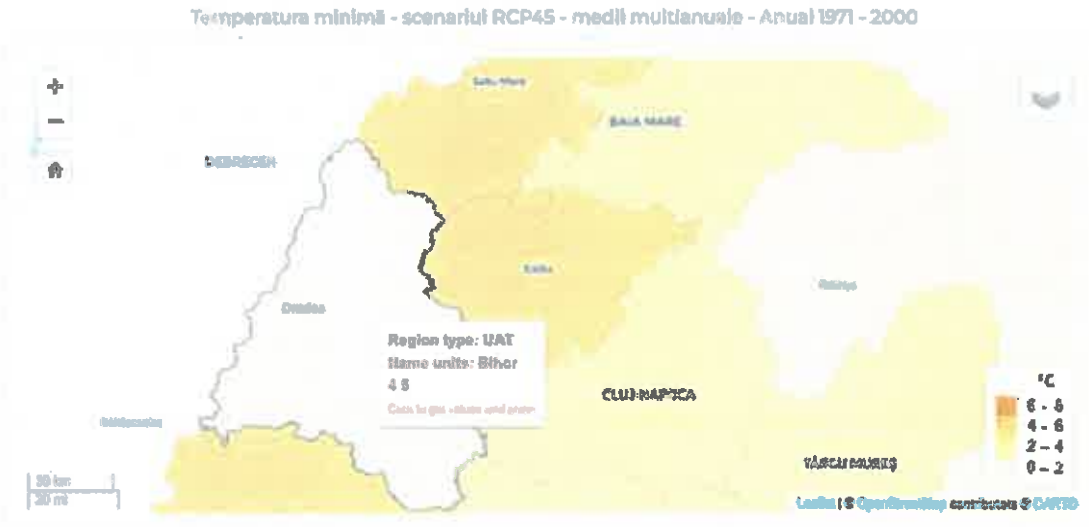


Figura 12. Mediile multianuale ale temperaturilor minime în județul Bihor, în perioada 1971-2000 (sursa: RO-ADAPT)

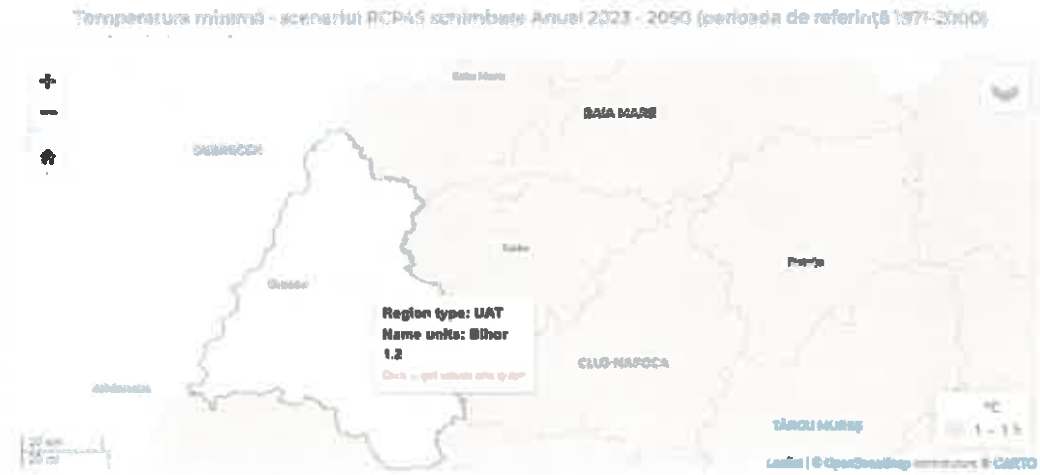


Figura 13. Variația mediilor multianuale ale temperaturilor minime în județul Bihor, în perioada 2023-2050, față de perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că mediile istorice ale temperaturilor minime din județul Bihor au crescut până 4,5 °C, în intervalul mediu-superior la nivel național, fiind prevăzută o creștere medie de peste 1 °C până în anul 2050, în contextul fenomenului de încălzire globală.

Incendiile forestiere/de vegetație s-au produs cu diferite frecvențe, intensități (energia arderii) și severități (pierderile de materie organică rezultate în urma arderii) în diferite regiuni și perioade de timp. Pe teritoriul României, conform datelor statistice, impactul social al unor astfel de incendii este foarte mic, deoarece se produc în zone nepopulate sau cu o densitate mică a populației, lucru ce generează un număr nul sau foarte redus de persoane decedate sau rănite și pagube materiale și financiare relativ minore fără a fi afectate construcții și alte bunuri publice sau private situate în afara fondului forestier. Cu unele excepții, în România, clădirile sunt situate departe de marginea pădurii, ceea ce înseamnă că, în general, impactul incendiilor de pădure asupra activităților economice este scăzut.

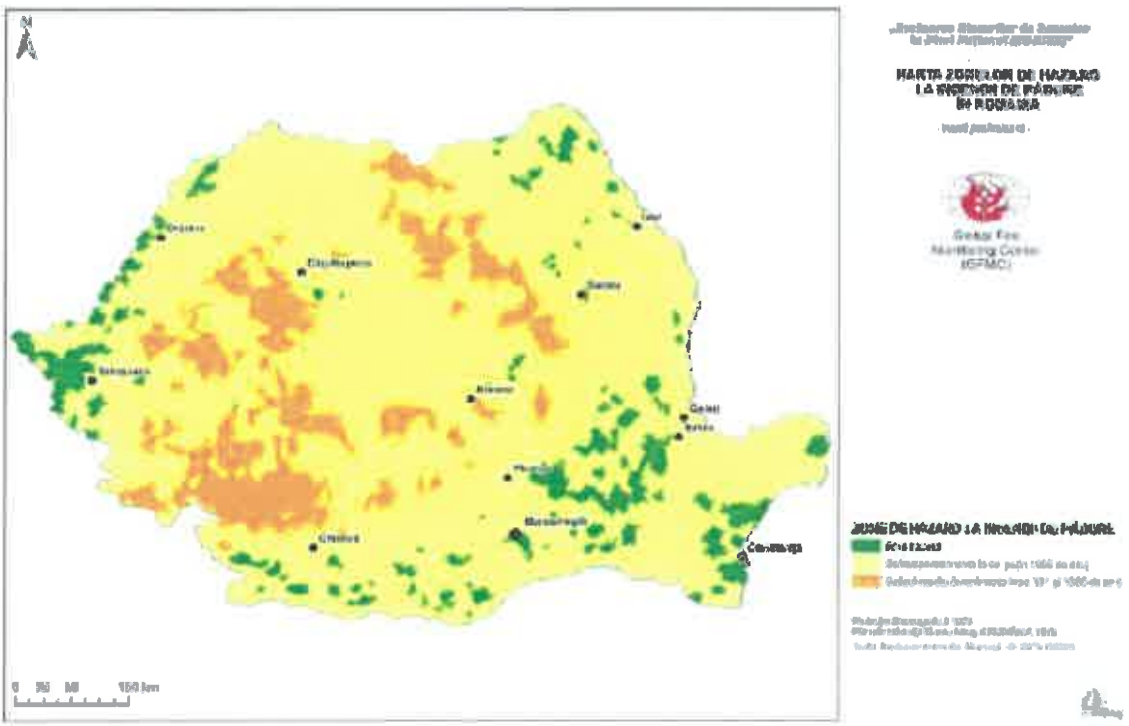


Figura 14. Zone de hazard la incendii de pădure (sursa: Planul național de management al riscurilor la dezastre, Comitetul Național pentru Situații de Urgență, București, 2020)

Se observă că județul Bihor se găsește într-o zonă de risc scăzut la incendii de pădure.

Furtunile, uraganele și rafalele de vânt sunt evenimente meteorologice extreme care sunt influențate de schimbările climatice în moduri complexe. Furtunile, care pot include ploi

torenţiale, tunete şi fulgere, sunt influenţate de încălzirea atmosferei şi a oceanelor. Încălzirea globală duce la creşterea evaporării apei, ceea ce înseamnă că există mai multă umiditate în atmosferă. Acest lucru poate duce la precipitaţii mai intense în timpul furtunilor. În plus, modelele climatice schimbate pot influenţa frecvenţa şi intensitatea furtunilor în diferite regiuni ale lumii.

Uraganele (sau ciclonii şi taifunurile, în funcţie de regiune) sunt furtuni tropicale puternice care se formează deasupra oceanelor calde. Temperatura mai ridicată a suprafeţei mării, ca rezultat al încălzirii globale, poate duce la creşterea intensităţii uraganelor. În timp ce legătura dintre schimbările climatice şi frecvenţa uraganelor este încă un subiect de cercetare, este clar că impactul şi intensitatea acestora se intensifică datorită încălzirii globale. Uraganele nu sunt fenomene specifice teritoriului României.

Rafalele de vânt sunt evenimente severe generate de schimbările în modelele de circulaţie atmosferică. Acestea pot include vânturi puternice asociate cu furtuni frontale, furtuni severe şi chiar fenomene meteorologice mai neobişnuite, cum ar fi tornadele.

Figurile următoare prezintă evoluţia vitezelor vântului la rafală în judeţul Bihor, pe istoric şi în prognoză până în anul 2050.

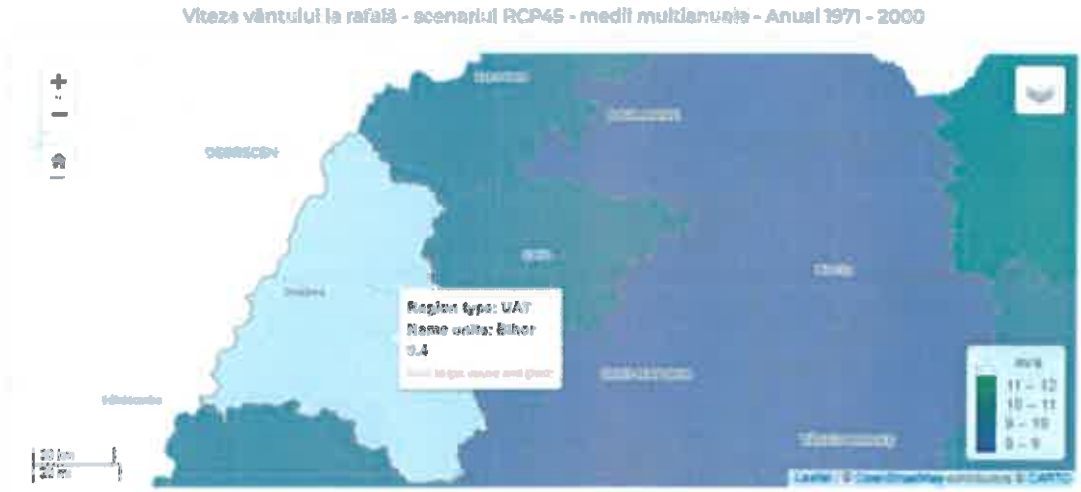


Figura 15. Valoarea mediilor multianuale ale vitezei vântului la rafală în judeţul Bihor, în perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

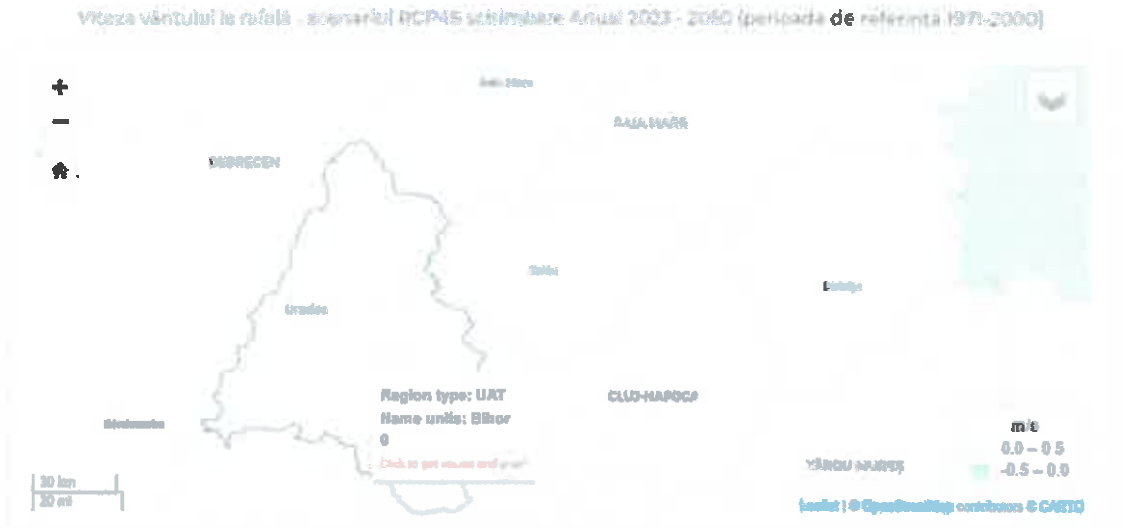


Figura 16. Variația mediilor multianuale ale vitezei vântului la rafală în județul Bihor, în perioada 2023-2050, față de perioada 1971-2000. (sursa: RO-ADAPT)

Se observă că mediile multianuale se află în partea inferioara a intervalului valabil pentru țara noastră, iar pentru viitor nu se prognozează o creștere a acestor medii.

Alunecările de teren sunt fenomene naturale, care se produc pe versanții dealurilor, prin deplasarea rocilor de-a lungul pantei sau lateral, ca urmare a ploilor torențiale, cutremurelor sau altor fenomene sau acțiuni umane. Acestea pot produce și distrugerea unor baraje sau pot bara cursul apelor curgătoare, ceea ce determină crearea unor lacuri de acumulare permanente sau temporare. De asemenea, pot afecta grav infrastructura și gospodăriile populației.

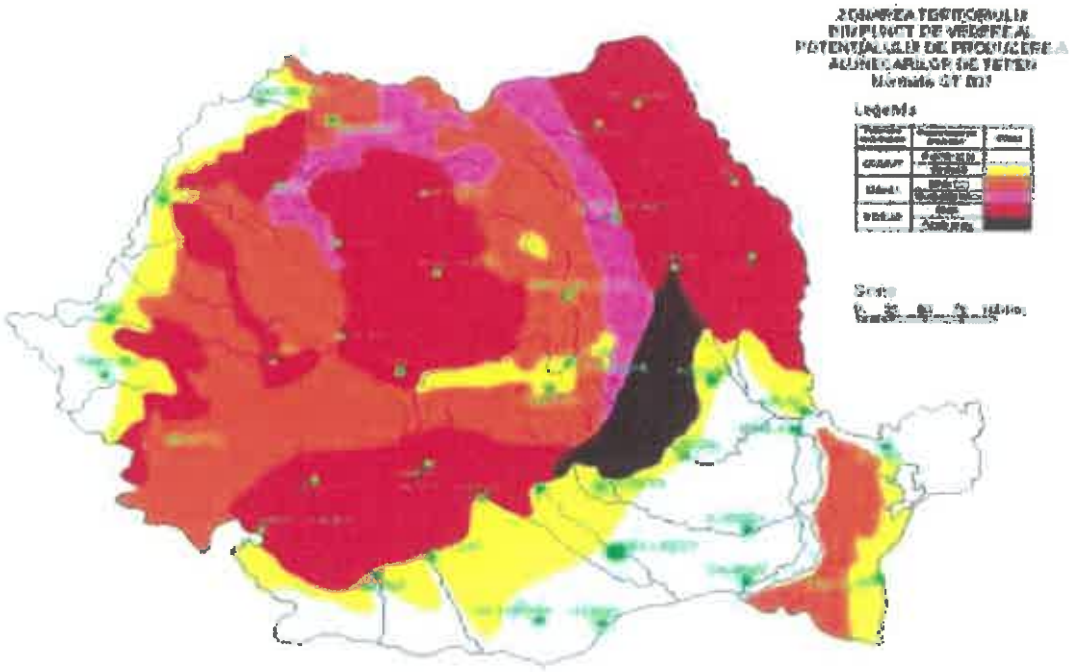


Figura 17. Harta cu potențialul de producere a alunecărilor de teren, conform normativului GT 007

Se observă că județul Bihor se găsește într-o zonă cu risc mediu de producere a alunecărilor de teren, însă acest risc se va evalua diferit în funcție de locația analizată.

f) Existenta unor:

-rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate– nu este cazul, pentru realizarea sistemului fotovoltaic propus nu sunt necesare relocări/protejări de rețele edilitare. Construcția CEF si amplasarea acesteia nu interferează cu liniile electrice aeriene, linii electrice subterane, cabluri de comunicare, respectiv afluentul de apa uzata / canal centrala epurare.

- 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 sau de protecție – nu este cazul.

-terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională – nu este cazul.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:

Opțiunea 1 – panouri amplasate pe clădiri

Studiul geotehnic nu este necesar în cazul amplasarii pe construcții existente. Expertiză tehnică de rezistență și stabilitate este luată în considerare de către ofertanți pentru soluțiile de montare pe construcții existente.

Opțiunea 2 – panouri amplasate la sol

Studiul geotehnic este luat în considerare de către ofertanți pentru soluțiile la sol.

Opțiunea 3 – panouri amplasate la sol și panouri amplasate pe construcții

Studiul geotehnic și expertiză tehnică de rezistență și stabilitate sunt luate în considerare de către ofertanți pentru soluțiile furnizate.

(i) date privind zona seismica:

conform normativului P100-92 si STAS 11100/1-77 beneficiarul se situează in zona seismica fara riscuri majore.

(ii) date preliminare asupra terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice:

nu este cazul, au fost abordate si analizate in autorizația de construire.

(iii) date geologice generale:

nu este cazul, au fost abordate si analizate in autorizația de construire.

(iv) date geotehnice obținute din: planuri cu amplasamentul forajelor, fișe complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic cu recomandările pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz:

nu este cazul, au fost abordate si analizate in autorizația de construire.

(v) încadrarea in zone de risc(cutremur, alunecări de teren, inundaţii) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare:

nu este specificat risc de cutremur, alunecare de teren sau inundaţii

(vi) caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor cu indicarea surselor de informare enunţate bibliografic:

Media anuală a precipitaţiilor căzute (calculate pe întreg teritoriul) este de 637 mm anual.

Conform STAS 1709/1-90 si Normativului PD 177-2001 beneficiarul, se înscrie in zona de tip climateric II, cu indicele de umiditate Im =0 ... 20.

Valoarea maximă a indicelui de îngheţ, conform STAS 1709/1-90 se poate lua $I_{30}^{mx} = 500$, iar valoarea medie se poate considera $I_{med}^{3/30} = 450$.

3.1.2. Amplasament: "***REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA***"– Scenariu 2

Avand in vedere locatia realizarii celor doua scenarii (locatie identica) vom reproduce indicatorii din scenariul 1.

a) Descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafaţa terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietăţii sau titlul de proprietate, servituţi, drept de preempţiune, zonă de utilitate publică, informaţii/obligaţii/constrângeri extrase din documentaţiile de urbanism, după caz):

Tabel 3.2. Caracteristici amplasament scenariul 2

Teren	CF număr	Localitate CF	Număr Cadastral	Tip teren (intravilan/ extravilan)	Regim juridic teren	Suprafaţa teren (mp)
1	**205929**	**Oradea**	**205929**	**Intravilan**	**Teren proprietate privată - contract de administrare**	**1431980**

Amplasamentul investiţiei:

- servituti: nu este cazul;

- drept de preemptiune: nu este cazul;

- zona de utilitate publica: nu este cazul;

- informatii/obligatii/constrangeri extrase din documentatiile de urbanism: nu este cazul;

-situat in zona cu patrimoniu sau potenţial arheologic: nu este cazul;

-situri arheologice clasate ca monumente istorice: nu este cazul;

-zona protejata: nu este cazul;

-zona Natura 2000: nu este cazul;

Informaţiile privind particularitatile amplasamentului sunt identice cu cele de la scenariul 1, au fost descrise si se regăsesc inserate la sectiunea 3.1.1. b)-g).

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic

- caracteristici tehnice şi parametri specifici obiectivului de investiţii;

- varianta constructivă de realizare a investiţiei, cu justificarea alegerii acesteia;

- echiparea şi dotarea specifică funcţiunii propuse.

Obiectivul de investiţii:

Centrala electrica fotovoltaica CEF utilizata în scopul producerii locale de energie regenerabilă prin conversia energiei solare în energie electrică. Energia solară este o sursă de energie gratuită pe care o putem exploata fără să poluăm planeta. Panourile fotovoltaice pot fi instalate la sol - pe suprafaţa unui teren.

3.2.1. Scenariul 1 - "***DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.***"

Caracteristici tehnice ale obiectivului de investiţii

- Producţia medie de energie electrică din surse regenerabile: **6173.0000 MWh/an**

Caracteristici panouri

- Numar panouri : **8256 panouri**
- Putere instalată panou: **605 Wp**
- Cod panou: **Aiko 605W Ntype - 15**
- Degradarea generarii in primul an: **1%**
- Degradarea anuala a generarii dupa primul an: **0.35%**
- Putere instalată totală panouri: **4994.88 kWp**
- Putere instalată totală invertoare: **4800.00 kW**

Caracteristici invertoare

Tip invertor	Cantitate	Putere (kW)
SUN2000-330KTL-H1	16	300
Putere totală		4800.00 kW

Capacitatea nou instalată pentru energia din surse regenerabile de energie solară

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, puterea instalată CEF reprezintă capacitatea nou instalată obţinută prin însumarea puterii din invertoare (puterea în curent alternativ). În situaţia în care puterea în invertoare este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului şi ajutorului de stat solicitat.

Comparând capacitatea obținută însumând puterea din invertoare cu capacitatea obținută însumând puterea panourilor observăm că puterea din invertoare are o valoare mai mica decât cea din panouri, aşadar **vom lua în considerare în continuare puterea instalată CEF ca fiind puterea obținută prin însumarea puterilor AC ale invertoarelor.**

- Putere instalata CEF: **4800.00 kW**

Caracteristici constructive CEF

Sistemul fotovoltaic va fi instalat pe acoperişuri şi structuri metalice fixe la sol, folosind 8.256 panouri AIKO-A605-MAH72Mw de 605 W fiecare. Vor fi utilizate 16 invertoare Huawei SUN2000-330KTL-H2 de 300 kW fiecare, asigurând o capacitate totală de 4.8 MW. Sistemul include cabluri, protecţii, conexiuni şi posturi de transformare complet echipate. Monitorizarea şi gestionarea sistemului se vor realiza printr-un Smart Logger Huawei, optimizând producţia de energie şi asigurând performanţe maxime.

3.2.2. Scenariul 2 - "***REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA***"

Caracteristici tehnice ale obiectivului de investiţii

- Producţia medie de energie electrică din surse regenerabile: **5978.3590 MWh/an**

Caracteristici panouri

- Numar panouri : **11327 panouri**
- Putere instalata panou: **440 Wp**
- Cod panou: **Aiko 440 W Ntype-15**
- Degradarea generarii in primul an: **1%**
- Degradarea anuala a generarii dupa primul an: **0.35%**
- Putere instalată totală panouri:**4983.88 kWp**

Caracteristici invertoare

Tip invertor	Cantitate	Putere invertor(kW)
HUAWEI SUN2000 100KTL	50	100
Putere totală		5000.00 kW

Capacitatea nou instalată pentru energia din surse regenerabile de energie solară

În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, puterea instalată CEF reprezintă capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii din invertoare (puterea în curent alternativ). În situația în care puterea în invertoare este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului și ajutorului de stat solicitat.

Comparând capacitatea obținută însumând puterea din invertoare cu capacitatea obținută însumând puterea panourilor observăm că puterea din invertoare are o valoare mai mare decât cea din panouri, așadar **vom lua în considerare în continuare puterea instalată CEF ca fiind puterea obținută prin însumarea puterilor panourilor**.

- Putere instalata CEF: **4983.88 kWp**

Caracteristici constructive CEF

Sistemul fotovoltaic de putere 4.98 MWp, dar utilizând panouri AIKO de 440 W și invertoare Huawei SUN2000-100KTL de 100 kW fiecare. Structurile de montaj sunt fixe și la sol , iar sistemul de monitorizare este asigurat prin Huawei Smart Logger.

Diferențiator tehnic oferte

Oferta DHElectric System S.R.L.:

Putere Sistem: 4.99 MWp
Panouri Fotovoltaice: AIKO-A605-MAH72Mw de 605 W
Invertoare: 16 x Huawei SUN2000-330KTL-H2 de 300 kW fiecare
Structură Montaj: Structuri metalice fixe la sol și pe acoperișuri, înclinație de 25 grade
Monitorizare: Smart Logger Huawei
Producție Anuală: 6.13 GWh
Cost Total: 2516154.56 EUR fără TVA .

Oferta Specchio Solare SRL:

Putere Sistem: 4.98 MWp
Panouri Fotovoltaice: Aiko 440W Ntype-15
Invertoare: 50 x Huawei SUN2000-100KTL de 100 kW fiecare
Structură Montaj: Structuri metalice fixe la sol și pe acoperișuri, înclinație de 25 grade
Monitorizare: Huawei Smart Logger
Producție Anuală: Simulări PVGIS atașate indică o producție de aproximativ 5.97 GWh anual
Cost Total: 2.977.557, 60 EUR fără TVA .
Concluzie
Oferta DHElectric System S.R.L. oferă un sistem cu o capacitate instalată de 4.99 MWp folosind panouri AIKO de 605 W și invertoare Huawei SUN2000-330KTL-H2 de 300 kW fiecare. Această ofertă include structuri de montaj fixe la sol și un sistem de

monitorizare avansat, având un cost total de 2.516.154,7 EUR fără TVA.

Oferta Specchio Solare SRL prezintă un sistem similar ca putere, de 4.98 MWp, dar utilizând panouri AIKO de 440 W şi invertoare Huawei SUN2000-100KTL de 100 kW fiecare. Structurile de montaj sunt fixe şi la sol , iar sistemul de monitorizare este asigurat prin Huawei Smart Logger. Costul total al acestei oferte este de 2.977.557, 60 EUR fără TVA, costul fiind mai ridicat decât oferta DHElectric System S.R.L.

3.3. Costuri estimative ale investiţiei

Costurile pentru realizarea obiectivului de investiţii au fost estimate pe baza preţurilor existente pe piaţă la momentul elaborării studiului de fezabilitate, corelate cu caracteristicile tehnice şi parametrii specifici obiectivului de investiţii, aplicate la cantităţile de lucrări estimate.

Pentru punerea in functiune a unei CEF performate, conform specificaţiilor tehnice menţionate la capitolele 3.2.1 şi 3.2.2, am avut in vedere preturi din piaţă, unitare, împărţite pe echipamente, materiale si lucrări de execuţie (manopera, utilaje, transport).

Pentru a se obţine un echilibru a valorilor intre diferite elemente care intra in calculul realizării montării punerii in funcţiune a unei CEF, s-a luat ca referinţa moneda lei [RON] si valoarea fără TVA.

Costurile obiectivului de investitii au la baza analiza de piata si oferte de pret pentru tipurile de cheltuieli care fac obiectul investitiei pentru CEF.

Analiza financiară completă a investiţiei se regăseşte în cadrul prezentului studiu la secţiunile 4.6.-4.8..

3.3.1. Analiză comparativă costuri estimative investiţie CEF

Analiza economică comparativă s-a realizat la această secţiune exclusiv pentru costurile aferente CEF (nu sunt incluse alte cheltuieli ale obiectivului de investiţii).

Tabel 3.3 Situaţia comparativă a ofertelor de pret pentru centrala electrica fotovoltaica CEF

Denumire cheltuieli	Oferta 1		Oferta 2	
Sistem fotovoltaic (total cheltuieli: echipamente, manopera)	Denumire ofertant	Pret (fără TVA) lei	Denumire ofertant	Pret (fără TVA) lei
	DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.	12501010.7	Specchio Solare SRL	14793399

Concluzie

SCENARIU 1

Se observa ca avem un cost specific de **2604.37 RON fara TVA / kWp.**

Solutia vizata in scenariul 1 are un cost mai mic pe kWp

SCENARIU 2

Se observa ca avem un cost specific de **2968.25 RON fara TVA / kWp.**

Solutia vizata in scenariul 2 are un cost mai mare pe kWp

Se observa indicatori specifici mai buni pentru oferta 1. Observaţiile de mai sus scot in evidenta scenariul 1 ca un scenariu mai bine susţinut tehnico-economic si utilizand echipamente eficiente si bine proiectate.

Concluzionam ca solutia propusa in scenariul 1 este cea mai bine fundamentată economic si care se preteaza beneficiarului.

3.3.2. Costurile estimative de operare pe durata normată de viaţă/de amortizare a investiţiei publice.

Costurile estimative de operare sunt detaliate în cadrul prezentului studiu la secţiunile 4.6.-4.8..

Norma de amortizare estimată

$$Na = \frac{Valoarea\ contabila\ de\ intrare\ [Vi]}{Durata\ de\ viata\ [Da]}$$

Unde:

N_a= Norma de amortizare pe luni

V_i=Valoarea contabila de intrare

D_a=Durata de viata (20 de ani)

Tabel 3.4. Scenariu 1 - Valoarea estimata a amortizarii pe luna si an a CEF (exclusiv pentru costurile aferente CEF, fără alte cheltuieli conexe investiţiei)

Amplasament	Pi [kWp]	V_i	Durata de viata [luni]	Durata de viata [ani]	Rata de amortizare [lei/luna]	Rata de amortizare [lei/an]
Beneficiar	4800.00	12501010.7	240	20	52087.54458	625050.535

Tabel 3.5. Scenariu 2 - Valoarea estimata a amortizarii pe luna si an a CEF (exclusiv pentru costurile aferente CEF, fără alte cheltuieli conexe investiției)

Amplasament	PI [kWp]	V_I	Durata de viata [luni]	Durata de viata [ani]	Rata de amortizare [lei/luna]	Rata de amortizare [lei/an]
Beneficiar	4983.88	14793399	240	20	61639.16	739669.95

3.3.3. Devizul general al obiectivului de investiții

Devizul general reprezintă partea componentă a studiului de fezabilitate prin care se stabileşte valoarea totală estimativă, exprimată în lei, a cheltuielilor necesare realizării obiectivului de investiţii.

Mai jos prezentam devizul general pentru scenariul 1

DEVIZ GENERAL Scenariul 1 - DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.				
conform HG 907 din 29 nov 2016 cu modificarile si completarile ulterioare				
al obiectivului de investitie				
RA Aeroport Oradea				
Curs INFOREURO 4.9683				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)*	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
Capitolul 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii				
2.	Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
Capitolul 3 - Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnica	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	116.854,68	22.012,39	137.867,07
3.5.1	Tema de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	12.500,00	2.375,00	14.875,00
3.5.4	Documentatii tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor / acordurilor / autorizatiilor	3.988,68	757,85	4.746,53
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	99.366,00	18.879,54	118.245,54
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanta	254.000,00	48.260,00	302.260,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	249.000,00	47.310,00	296.310,00
3.7.2	Auditul financiar	5.000,00	950,00	5.950,00
3.8	Asistenta tehnica	19.873,20	3.775,91	23.649,11
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	0,00	0,00	0,00
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	0,00	0,00	0,00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	0,00	0,00	0,00
3.8.2	Dirigentie de santier	19.873,20	3.775,91	23.649,11
3.8.3	Coordonator în materie de securitate şi sănătate - conform H.G. nr. 300/2006	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		389.727,88	74.048,30	463.776,18
Capitolul 4 - Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1.	Constructii si instalatii	2.732.965,00	519.187,35	3.251.752,35
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1.846.776,73	350.887,58	2.197.664,31
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesita montaj	7.822.302,97	1.486.237,56	9.308.540,54
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5.	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6.	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		12.401.644,70	2.356.312,49	14.757.957,19
Capitolul 5 - Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de şantier	0,00	0,00	0,00
5.1.1.	Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării şantierului	0,00	0,00	0,00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	50.372,76	0,00	50.372,76
5.2.1	Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	22.896,71	0,00	22.896,71
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	4.579,34	0,00	4.579,34
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	22.896,71	0,00	22.896,71
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4.	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	8.500,00	1.615,00	10.115,00
Total capitol 5		58.872,76	1.615,00	60.487,76
Capitolul 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2.	Probe tehnologice şi teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
Capitolul 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)	0,00	0,00	0,00

7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0.00	0.00	0.00
Total capitol 7		0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL		12.850.245,34	2.431.975,79	15.282.221,13
din care C+M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		4.579.341,73	870.074,93	5.449.416,66
	* In preturi: 1 euro = 4.9683 lei			

Mai jos prezentam devizul general pentru scenariul 2

DEVIZ GENERAL Scenariul 2 - SPECCHIO SOLARE S.R.L. conform HG 907 din 29 nov 2016 cu modificarile si completerile ulterioare al obiectivului de investitie RA Aeroport Oradea				
	Curs INFOREURO 4.9683			
Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)*	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		LEI	LEI	LEI
1	2	3	5	6
Capitolul 1 - Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00
Total capitol 1		0.00	0.00	0.00
Capitolul 2 - Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii				
2.	Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului	0.00	0.00	0.00
Total capitol 2		0.00	0.00	0.00
Capitolul 3 - Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	115.854.68	22.012.39	137.867.07
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	12.500.00	2.375.00	14.875.00
3.5.4	Documentatii tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor / acordurilor / autorizatiilor	3.988.68	757.85	4.746.53
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	99.366.00	18.879.54	118.245,54
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanta	254.000,00	48.260.00	302.260,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	249.000,00	47.310.00	296.310.00
3.7.2	Auditul financiar	5.000,00	950.00	5.950.00
3.8	Asistenta tehnica	19.873.20	3.775.91	23.649.11
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	0,00	0.00	0.00
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	0,00	0.00	0.00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Diriginţie de santier	19.873.20	3.775.91	23.649.11
3.8.3	Coordonator în materie de securitate şi sănătate - conform H.G. nr. 300/2006	0.00	0.00	0.00
Total capitol 3		389.727,88	74.048,30	463.776,18
Capitolul 4 - Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1.	Constructii si instalatii	2.980.980.00	566.386.20	3.547.366,20
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1.981.087.76	376.406.68	2.357.494,44
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesita montaj	9.731.965.66	1.849.073.48	11.581.039.13
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0.00	0.00
4.5.	Dotări	0,00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0,00	0.00	0.00
Total capitol 4		14.694.033,42	2.791.866,35	17.485.899,77
Capitolul 5 - Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de şantier	0,00	0.00	0.00
5.1.1.	Lucrări de construcţii si instalatii aferente organizarii de santier	0,00	0.00	0.00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării şantierului	0,00	0.00	0.00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	54.582.75	0.00	54.582.75
5.2.1	Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0.00	0.00	0.00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	24.810.34	0.00	24.810.34
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	4.962.07	0.00	4.962.07
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	24.810.34	0.00	24.810.34
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	0.00	0.00	0.00
5.3.	Cheltuieli diverse şi neprevăzute	0,00	0.00	0.00
5.4.	Cheltuieli pentru informare şi publicitate	8.500,00	1.615.00	10.115.00
Total capitol 5		63.082,75	1.615.00	64.697,75
Capitolul 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2.	Probe tehnologice şi teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
Capitolul 7 - Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ				

7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2+1.3+1.4+2+3.1+3.2+3.3+3.5+3.7+3.8+4+5.1.1)	0.00	0.00	0.00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0.00	0.00	0.00
Total capitol 7		0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL		15.146.844,05	2.867.529,65	18.014.373,70
din care C+M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		4.962.067,76	942.792,88	5.904.860,64
	* in preturi: 1 euro = 4.9683 lei			

3.4. Studii de specialitate in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor

- Studiu topografic;
- Studiu geotehnic şi/sau studii de analiză şi de stabilitate a terenului;
- Studiu hidrologic, hidrogeologic;
- Studiu privind posibilitatea utilizarii unor sisteme alternative de eficienta ridicata pentru cresterea performantei energetice;
- Studiu de trafic si studiu de circulatie;
- Raport de diagnostic arheologic preliminar in vederea expropierii, pentru obiectivele de investitii ale caror amplasamente urmeaza a fi expropiate pentru cauza de utilitate publica;
- Studiu peisagistic in cazul obiectivelor de investitii care se refera la amenajari spatii verzi si peisajere;
- Studiu privind valoarea resursei culturale;
- Studii de specialitate necesare în funcţie de specificul investiţiei.

Se vor anexa de către Beneficiar la Studiu de Fezabilitate după caz.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiţiei

Tabel 3.6. Grafic Gant al realizarii investitie Scenariu 1 similar Scenariu 2

Nr. Crt.	Fazele de Executie	LUNA 1	LUNA 2	LUNA 3	LUNA 4	LUNA 5	LUNA 6	LUNA 7	LUNA 8	LUNA 9	LUNA 10	LUNA 11	LUNA 12
1	Realizarea Proiectului Tehnic cu aprobarile necesare cu obtinerea tuturor aprobarilor necesare.												
2	Obtinerea avizelor necesare inceperii realizarii investitiei pe baza S.F.												
3	Constructii montaj infrastructura electrica												
4	Achizitia CEF												
5	Executarea lucrarii de amplasare, montare si punere in functiune a CEF												
6	Teste si verificari ale CEF si a sistemelor adiacente. Reglaje fine.												

S-a luat ca referinta perioada normata de 30 de zile / luna deoarece pe baza experientei anterioare s-a demonstrat ca fazele de executie au o ciclicitate de desfasurare asemanatoare, specifica reperelor combinate constructii + instalare echipamente electrice (achizitie, amplasare, montare si punere in functiune CEF sau echipamente cu volume de complexitate asemanatoare).

Concluzie: Timp estimat de implementare a investitiei pentru o CEF de la momentul achizitiei acesteia pana la realizarea Procesului Verbal de punere in functiune este de 215 zile lucratoare.

4. ANALIZA FIECARUI / FIECAREI SCENARIU / OPTIUNI TEHNICO – ECONOMICE PROPUSE

4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta

Perioada de referinta este data de consumul de energie electrica 12 luni consecutive.

Tabel 4.1. Analiza comparativa a fiecarui scenariu*

Scenariu	Valoarea investiei pe amplasament [RON]	Valoarea investitiei luand ca referinta media aritmetica pe kWp [RON/kWp]	Putere instalata [kWp]	Numar panouri [buc]
S1	12501011	2604.37723	4800	8256
S2	14793399	2968.25	4983.88	11327
Scenariu	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile: [MWh/an]	Generare specifica [kWh/kWp]	Pi panou [Wp]	
S1	6173	1286.04167	605	
S2	5978.359	1199.54	440	

*Analiza economica comparativa s-a realizat la aceasta sectiune **exclusiv pentru costurile aferente CEF**(fără alte cheltuieli conexe investiției). Analiza completa pentru toate componentele financiare se va realiza in cadrul secțiunilor 4.6-4.8.

Nota:

Fiind vorba de doua scenarii care se afla pe acelasi amplasament si care au foarte multe specificatii comune si identice se exemplifica doar punctele majore care diferențiază cele doua scenarii.

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția

Riscurile identificate, care pot influenta demersul activitatilor propuse, sunt detaliate in continuare:

1. Riscuri naturale:

- cutremure de pământ – risc redus, zona nu este predispusa cutremurelor;

- alunecări de teren - risc redus, zona nu prezintă pericol;

- inundații - risc redus, in vecinatatea locatiei de amplasare a investitiei, nu exista cursuri de apa; amplasamentul studiat nu se află în zone inundabile; măsurile de reducere a riscurilor:

amplasarea sistemului fotovoltaic pe sol, lucrările de sistematizare a drumurilor din localitate, canalizarea dimensionată corect;

- fenomene meteorologice extreme - factorii de risc posibili sunt schimbarile climatice care pot genera precipitatii cu grindina de dimensiuni mari, vant cu viteza la rafala mare, care impreuna pot afecta panourile si structura de sustinere; risc redus, sistemul fotovoltaic va include panouri cu rezistenta ridicata la incarcare, respectiv structura de sutinere calculata pentru valorile critice ale vitezei vantului; solutiile propuse, prin specificatiile tehnice de functionare : temperaturi de lucru, protectie IP54, nu au un risc ridicat datorita unai marje semnificative fata de mediile multi anuale de temperatura, precipitatii, vant.

2. Riscuri antropice:

- vandalismul: panourile fotovoltaice pot fi ţinta vandalismului, fie din motive de răutate, fie din cauza lipsei de informaţii despre beneficiile energiei solare. Vandalismul poate duce la deteriorarea sau distrugerea panourilor, afectând semnificativ producţia de energie a instalaţiei – risc redus, zona nefiind cunoscută pentru acte de vandalism;

- furtul: Panourile fotovoltaice pot fi furate, în special în zonele cu securitate scăzută. Furtul poate duce la pierderi financiare semnificative pentru proprietarul instalaţiei - – risc redus, zona nefiind cunoscută pentru acte de furt;

- incendiile: Incendiile pot fi provocate de o serie de factori, cum ar fi cablaje defecte, trăsnete sau neglijenţă. Incendiile pot deteriora grav sau distruge complet o instalaţie de panouri fotovoltaice – risc redus;

- accidentele: Accidentele pot fi provocate de o serie de factori, cum ar fi căderea copacilor, furtuni puternice sau erori umane. Accidentele pot deteriora panourile fotovoltaice, afectând producţia de energie a instalaţiei – risc redus, zona nu are ponteţial de producere a accidentelor;

3. Riscuri tehnice:

- Potenţiale modificari ale soluţiei tehnice - risc redus, se va asigura implicarea proiectantului pe perioada execuţiei proiectului iar, in cazul aparitiei unor cheltuieli suplimentare cu eventuala nouă soluţie tehnică, acestea vor fi acoperite din sursele proprii ale societatii.

- Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului - risc redus, se va asigura prevederea în caietul de sarcini a unor cerinţe care să asigure performanţa tehnică şi financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.); se vor impune clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanţii de bună execuţie etc.

4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum

Alimentarea cu energie electrică

Evaluam capacitatea şi stabilitatea reţelei electrice existente pentru a susţine noile capacităţi fotovoltaice prin dimensionarea lor (CEF) in limitere definite de operatorul de retea prin ATR.

Nu este necesar sa se propuna soluţii pentru consolidarea sau upgrade-ul reţelei existente, astfel încât să acomodeze eficient energia produsă de sistemul fotovoltaic.

Locatia este conectata la utilitatile publice - reteaua publica de alimentare cu energie electrica pe baza ATR-ului cu nr.: **6020230932967** care defineste o putere maxima simultana ce poate fi absorbita de : **2400 kW.**

Reţele de comunicaţii

In urma analizei existenţei reţelelor de comunicaţii şi infrastructura IT a locatiilor afectate de proiect constatam ca nu se impun ajustări sau relocări. Nu se vor propune soluţii pentru a minimiza impactul asupra funcţionării curente a reţelelor şi pentru a asigura o infrastructură corespunzătoare tehnologiilor fotovoltaice.

Analiza de consum şi optimizare:

In urma realizarii unei analize detaliate a consumului actual de utilităţi(energie electrica) pentru a optimiza eficienţa şi a identifica eventualele pierderi sau ineficienţe în reţelele existente, solutiile propuse pentru a asigura utilizarea eficientă şi durabilă a utilităţilor(energie electrica), având în vedere şi beneficiile aduse de capacităţile fotovoltaice s-a realizat o dimensionare a capacitaţilor de producţie CEF in concordanta cu posibilităţile de amplasament si cu capacităţile reţelei electrice de a prelua generarea de energie electrica din surse regenerabile.

Optimizare: Tehnologii Avansate de Monitorizare:

Sistemul ofertat contii soluţii tehnologice de monitorizare a consumului de utilităţi(energie electrica), precum şi a performanţei sistemului fotovoltaic, pentru a asigura o gestionare eficientă şi o detecţie rapidă a oricăror probleme.

4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii

a) impactul social si cultural, egalitatea de sanse;

Din punct de vedere al impactului social, prin montarea CEF, se va incuraja utilizarea RES, fapt ce va conduce la o reducere seminificativa a poluarii, oferindu-se increderea necesara realizarii de facilitati de productie din RES si a locuitorilor zonelor invecinate in tehnologia fotovoltaica, asigurandu-se in acelasi timp suportul si infrastructura pentru implementarea CEF. Acest fapt va determina scaderea poluarii cu noxe determinand de asemenea, un impact prietenos cu mediu natural.

Din punct de vedere cultural se incurajeaza promovarea notiunii de "energie verde" ceea ce implica o egalitate de sanse de a trai intr-un mediu curat pentru toti locuitorii regiunii si nu numai.

b) estimari privind forta de munca ocupata prin realizarea investitiei: in faza de realizare, faza de operare;

In faza de realizare a investitiei se antreneaza pe orizontala fluxului de productie urmatoare resurse umane:

- din administratia **REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA** (1-2 persoane) pentru indeplinirea cerintelor birocratice;

- din firmele mici si mijlocii (1-2 persoane) pentru achizitia echipamentelor specifice;

- din firmele de specialitate, realizarea a studiilor si proiectelor de specialitate (1-2 persoane);

- din firmele de excutie (3-5 persoane).

- din firmele de intretinere care pot fi terte persoane juricice sau persoane angajate de beneficiar sau specialistii firmei de furnizare a serviciului de distributie electrica - (1 - 2) persoane.

In faza de operare a centralelor de CEF :

- din firmele care vor obtine contracte de mentenanta si verificare CEF (1-2 persoane)

-din angajatii **REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA** care se ocupa de verificarea si mentinera curateniei in zona centralelor de CEF (1-2 persoane)

Concluzie:

Forta de munca ocupata ocazional = (5-10) persoane.

Forta de munca ocupata periodic = (1-2) persoane.

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversitatii si siturilor protejate, dupa caz.

Centralele electrice fotovoltaice sunt o sursă de energie regenerabilă, care utilizează tehnologia panourilor solare fotovoltaice pentru a transforma energia solară în energie electrică. Aceste centrale au un impact semnificativ asupra factorilor de mediu, cu unele avantaje și dezavantaje specifice. Impactului asupra factorilor de mediu:

1. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră: Centralele electrice fotovoltaice nu emit gaze cu efect de seră în timpul funcționării, deoarece transformă energia solară în electricitate fără a arde combustibili fosili. Prin reducerea emisiilor de CO2 și a altor gaze cu efect de seră, centralele fotovoltaice contribuie la combaterea schimbărilor climatice și la reducerea impactului asupra mediului.

2. Consum redus de apă: Centralele electrice fotovoltaice necesită cantităţi minime sau chiar nule de apă pentru a produce energie electrică. În comparaţie cu alte surse de energie, cum ar fi centralele termoelectrice sau cele hidroelectrice, centralele fotovoltaice reduc semnificativ consumul de apă şi conservă resursele de apă potabilă.

3. Impact asupra terenurilor: Instalarea centralelor fotovoltaice necesită terenuri extinse pentru a amplasa panourile solare. Aceasta poate avea un impact negativ asupra habitatelor naturale şi biodiversităţii, în special atunci când se utilizează terenuri agricole sau terenuri cu vegetaţie naturală. Cu toate acestea, o planificare şi proiectare adecvată poate reduce impactul asupra terenurilor, prin utilizarea terenurilor degradate sau a suprafeţelor neutilizabile în alte scopuri. In cazul acestui proiect, instalarea CEF pe terenul intravilan fără vegetaţie naturala sau producţie agricola anulează acest impact.

4. Probleme legate de deşeuri: Producţia şi eliminarea panourilor solare pot genera deşeuri, inclusiv substanţe chimice toxice. Cu toate acestea, tehnologiile de reciclare şi gestionarea adecvată a deşeurilor pot reduce impactul asupra mediului. Industria se angajează în continuare să dezvolte metode eficiente de reciclare şi de gestionare a deşeurilor generate de panourile solare.

5. Impact vizual şi auditiv: Centralele electrice fotovoltaice pot avea un impact vizual asupra peisajului, în special în zonele rurale sau naturale(nu este cazul). De asemenea, ele generează un nivel scăzut de zgomot în comparaţie cu alte centrale electrice convenţionale. Cu toate acestea, unii oameni pot considera panourile solare ca fiind inestetice, iar aspectul auditiv poate fi relevant în apropierea anumitor instalaţii.

6. Durabilitate şi eficienţă: Centralele fotovoltaice au o durată de viaţă semnificativă şi necesită puţină întreţinere în exploatare.

d) impactul obiectivului de investitii raportat la contextul natural si antropic in care acesta se integreaza

Din punct de vedere al impactului natural si antropic CEF nu prezinta un impact direct deoarece dimensiunile fizice ale acestora sunt integrate in dimensiunile arhitecturale, naturale care formeaza peisajul din jurul amplasamnetelor acestora.

Design-ul atractiv, in fapt poate fi un pol tehnologic care sa aduca un plus de interes zonei respectiv activitatilor industrial social economice locale.

4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii

Justificarea cererii pentru dimensionarea unei centrale de producţie fotovoltaică poate fi susţinută de mai multe motive importante:

A) Sustenabilitatea energetică: Energia solară este o sursă regenerabilă şi inepuizabilă. Utilizarea energiei solare contribuie la reducerea dependenţei de sursele tradiţionale de energie, cum ar fi combustibilii fosili, care sunt limitaţi şi poluanţi.

B) Protecţia mediului şi reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră: Energia solară este o formă curată de energie care nu produce emisii de gaze cu efect de seră sau poluanţi atmosferici. Prin instalarea centralei fotovoltaice, se poate reduce amprenta de carbon şi se poate contribui la combaterea schimbărilor climatice.

C) Economii financiare pe termen lung: Investiţia iniţială într-o centrală fotovoltaică poate fi semnificativă, dar pe termen lung, aceasta poate genera economii semnificative. Energia solară gratuită poate reduce factura de energie electrică şi chiar permite vânzarea excesului de energie produsă în reţea.

D) Independenţa energetică: O centrală fotovoltaică poate oferi proprietarului un grad mai mare de independenţă energetică. Prin generarea propriului curent electric, proprietarii pot deveni mai puţin dependenţi de reţeaua electrică şi de fluctuaţiile preţurilor energiei.

E) Avantajele fiscale şi stimulentele guvernamentale.

F) Creşterea valorii proprietăţii: Adăugarea unei centrale fotovoltaice poate spori valoarea proprietăţii. Proprietăţile cu sisteme fotovoltaice instalate genereaza economii la facturile de energie electrică şi de sustenabilitate energetică.

G) Dezvoltarea tehnologică: Tehnologia fotovoltaică continuă să avanseze, iar costurile de instalare şi întreţinere scad în mod constant. Dimensionarea unei centrale fotovoltaice astăzi poate beneficia de tehnologia de vârf şi de eficienţa ridicată a panourilor solare.

F) Acestea sunt doar câteva motive care pot justifica cererea pentru dimensionarea unei centrale de producţie fotovoltaică. Este important să se analizeze şi să se evalueze în detaliu potenţialul solar al locaţiei, cerinţele de energie ale utilizatorului şi aspectele financiare pentru a lua o decizie informată.

Un alt factor decizional in sustinerea acestei investiţii este suprapunerea profilului de generare al CEF peste consumul industrial al beneficiarului **REGIA AUTONOMA AEROPORT ORADEA**, consumatorul are o funcţionare tipică.

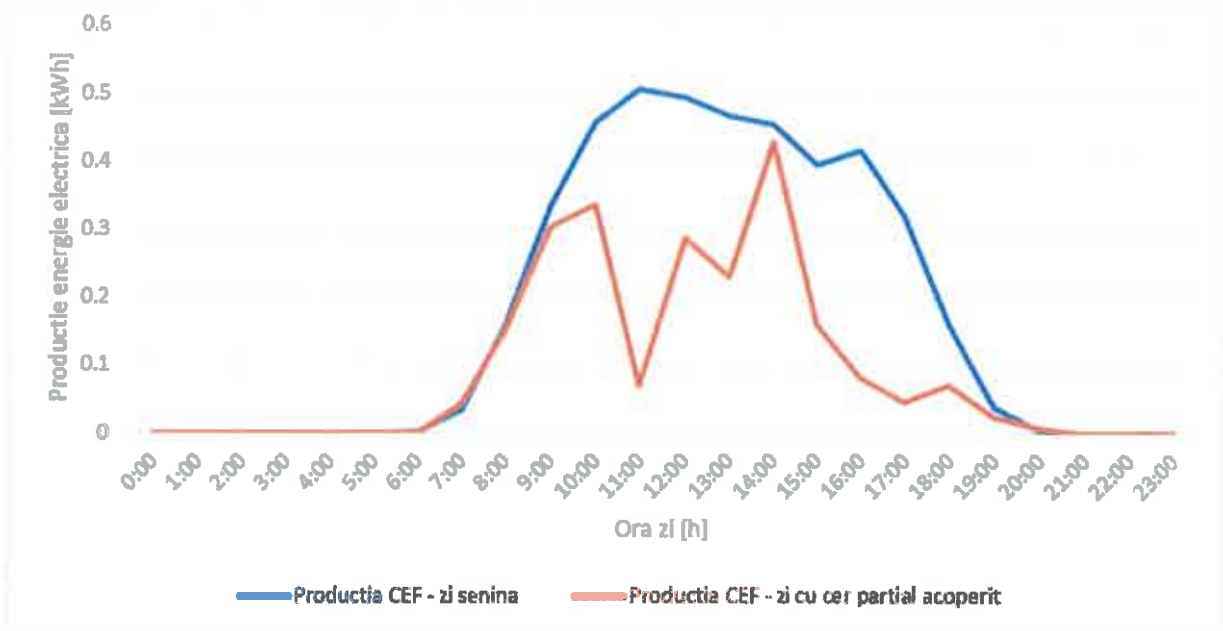


Fig. 19 Generarea CEF pe diferite tipuri de acoperire cer [6]

4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate, sustenabilitatea financiara.

Se va elabora de catre Beneficiar si se va include în Studiul de fezabilitate.

4.7. Analiza economică[1)], inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate şi raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Se va elabora de catre Beneficiar si se va include în Studiul de fezabilitate.

4.8. Analiza de senzitivitate[1)]

Se va elabora de catre Beneficiar si se va include în Studiul de fezabilitate.

[1)] Prin excepţie de la prevederile pct. 4.7 şi 4.8, în cazul obiectivelor de investiţii a căror valoare totală estimată nu depăşeşte pragul pentru care documentaţia tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanţele publice, cu modificările şi completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

Managementul riscului presupune urmatoarele etape:

- Identificarea riscului
- Analiza riscului
- Reactia la risc.

Identificarea riscului – se realizeaza prin intocmirea unor liste de control.

Analiza riscului – utilizează metode cum sunt: determinarea valorii asteptate, simularea Monte Carlo si arborii decizionali.

Reactia la risc – cuprinde masuri si actiuni pentru diminuarea , eliminarea sau repartizarea riscului.

Riscul reprezinta nesiguranta asociata oricarui rezultat. Nesiguranta se poate referi la probabilitatea de aparitie a unui eveniment sau la influenta , la efectul unui eveniment in cazul in care acesta se produce. Riscul apare atunci cand:

- un eveniment se produce sigur, dar rezultatul acestuia este nesigur;
- efectul unui eveniment este cunoscut, dar aparitia evenimentului este nesigura;
- atat evenimentul cat si efectul acestuia sunt incerte.

Identificarea riscului

Pentru identificarea riscului se va realiza matricea de evaluare a riscurilor.

Analiza riscului

Aceasta etapa este utila pentru determinarea prioritatilor in alocarea resurselor pentru controlul si finantarea riscurilor. Estimarea riscurilor presupune conceperea unor metode de masurare a importantei riscurilor precum si aplicarea lor pentru riscurile identificate.

Pentru aceasta etapa, esentiala este matricea de evaluare a riscurilor, in functie de probabilitatea de aparitie si impactul produs.

Reactia la risc

Tehnici de control a riscului recunoscute in literatura de specialitate se impart in urmatoarele categorii:

- Evitarea riscului-implica schimbari ale planului de management cu scopul de a elimina aparitia riscului;
- Transferul riscului – impartirea impactului negativ al riscului cu o terta parte(contracte de asigurare, garantii);
- Reducerea riscului – tehnici care reduc probabilitatea si/sau impactul negativ al riscului;
- Planuri de contingenta – planuri de rezerva care vor fi puse in aplicare in momentul aparitiei riscului.

Table 4.2. Matricea de management al riscului

Tip de risc	Elementele riscului	Tip actiune corectiva	Metoda eliminare
Riscul nefinalizarii instalării la timp	Riscul de aparitie a unui eveniment care conduce la imposibilitatea finalizarii acesteia la timp si la costul estimat	Eliminare risc	Semnarea unui contract cu termen de finalizare fix si delegarea unui angajat din cadrul beneficiarului precum si din cadrul firmei de consultanta pentru urmarirea atingerii jaloanelor fixate
Riscul cresterii costurilor de intretinere	Riscul de aparitie a unui eveniment care genereaza costuri suplimentare de intretinere datorita executiei lucrarilor	Eliminare risc	Semnarea unui contract cu clauze de garantii extinse astfel incat aceste cos
Asigurarea finantarii proiectului	Riscul ca beneficiarul sa nu poata asigura finantarea	Eliminare risc	Beneficiarul va studia amanuntit documentatia astfel incat sa nu apara o astfel de situatie si va contracta serviciile si demararea investitie in momentul primirii confirmarii finantarii externe
Riscuri asociate solutiilor tehnice	Riscul ca solutiile tehnice sa nu fie corespunzatoare din punct de vedere tehnologic	Eliminare risc	Beneficiarul impreuna cu proiectantul si cu executantul, vor studia amanuntit documentatia astfel incat sa fie aleasa solutia tehnica cea mai buna pentru locatia aleasa.
Grad de atractivitate scazuta a proiectului	Riscul ca locuitorii sa nu aprecieze sistemul nou creat, chiar sa vandalizeze si astfel sa nu realizeze beneficiile prevazute	Eliminare risc	Realizarea unei promovari intense a investitiei in zona si instalare sistem de supraveghere video precum si iluminat nocturn.
Risc de evolutie negativa a	Riscul ca preturile materialelor sa creasca peste nivelul contractat	Diminuare risc	Semnarea unui contract de executie ferm cu durata specificata si urmarirea realizarii programului conform grafic.

preturilor materialelor			

Conform matricei de management a riscului din tabelul 4.2 se observa ca riscurile de realizare a investitiei sunt destul de reduse, iar gradul lor de impact nu afecteaza eficacitatea si utilitatea investitiei.

5. SCENARIUL / OPTIUNEA TEHNICO - ECONOMICA OPTIMA / RECOMANDATA

5.1. Comparatia scenariilor / optiunilor propuse din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilităţii şi riscurilor.*

Pe baza analizei de la Capitolul IV in care s-a prezentat o singura configurare geografică a instalării pentru implementarea investiţiei CEF masini electrice si s-a ajuns la concluzia ca dintre cele doua scenarii, ambele sunt fezabile, pe baza următoarelor criteriilor de evaluare:

- valoarea investitiei este **12501010.7** lei/ centrala pentru Scenariul 1, respectiv **14793399** lei/centrala pentru Scenariul 2.

- capabilitatea de conectare electrica;

Pentru Scenariul 1: - valoarea investiţiei este cea mai mica dintre cele analizate; opţiunea tehnică recomandată.

Pentru Scenariul 2: - valoarea investiţiei este mai mare.

*Analiza economica comparativa s-a realizat la aceasta sectiune **exclusiv pentru costurile aferente CEF**(fără alte cheltuieli conexe investiţiei). Analiza completa pentru toate componentele financiare se va realiza in cadrul sectiunilor 4.6-4.8..

5.2. Selectarea si justificarea scenariului /opţiunii optime recomandate

In baza analizei de la punctul anterior opţiunea recomandata este: Scenariul 1

Selectarea si justificarea alegerii Scenariului 1

Selectarea Scenariului 1 s-a facut comparand atat caracteristici economice/financiare, precum si caracteristici ale locatiei, caracteristici tehnice, caracteristici constructive.

– este varianta recomandata datorita costului de achizitie mai mic al CEF;

– este varianta recomandata si datorita specificatiilor tehnice superioare ale centralelor de CEF din Scenariul 1 (cost, energie livrata, etc);

– restul caracteristicilor prezentate in cele doua scenarii nu recomanda un scenariu in detrimentul altuia, diferenţele de preţ nu se justifică.

5.3 Descrierea scenariului / optiunii optime recomandate

Descrierea scenariului / optiunii optime recomandate privind:

a) obtinerea si amenajarea terenului

CEF se va amplasa in locatia beneficiarului, iar din punct de vedere a amenajarii terenului / imobilului lucrarile care se vor executa sunt următoarele :

- pregatirea fundatiilor / structurilor de sustinere sarpanta / protectia sarpanetei pentru amplasare amplasarea centralelor si a punctelor de alimentare (dacă este necesar);

- saparea santurilor pentru traseele de cabluri (dacă este necesar);

- refacerea terenului dupa pozarea cablurilor electrice si Tc (dacă este necesar);

- amplasarea centralelor de CEF a echipamentelor necesare proceselor adiacente .

b) asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivelor

Din punct de vedere al utilitatilor necesare pentru functionarea obiectivului, este nevoie numai de asigurarea electroalimentarii conform datelor solicitate in ATR **6020230932967**.

c) solutia tehnica, cuprinzand descrierea din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, functional - arhitectural si economic, a principalelor lucrari pentru investitia de baza, corelata cu nivelul calitativ, tehnic si de performanta ce rezulta din indicatorii tehnico-economici propusi

Cerinta este indeplinita la punctul 3.2 din prezentul document.

Soluţia tehnică pentru o centrală electrică fotovoltaică (CEF) reprezintă un ansamblu complex de elemente tehnologice, construcţii, şi funcţionalităţi care permit captarea, conversia şi distribuţia energiei solare într-o manieră eficientă şi sustenabilă. Aceasta implică aspecte tehnologice, constructive, tehnice, funcţionale-arhitecturale şi economice, într-un echilibru coerent.

Descrierea tehnologică:

Panouri fotovoltaice:

Utilizarea panourilor fotovoltaice, în funcţie de eficienţa şi costurile asociate.

Sisteme de urmărire solară pentru optimizarea expunerii la soare pe parcursul zilei(daca este justificat tehnic si economic).

Invertor şi sistem de conversie:

Invertorul fotovoltaic pentru transformarea curentului continuu generat de panouri în curent alternativ utilizabil în reţeaua electrică.

Sisteme de conversie cu pierderi minime pentru eficienţă maximă.

Sistem de stocare a energiei(daca este cazul):

Posibilitatea integrării unor sisteme de stocare a energiei, cum ar fi baterii, pentru a asigura alimentare continuă în perioadele cu lumină solară redusă.

Descrierea constructivă:

Structura de suport:

Montarea panourilor fotovoltaice pe o structură de suport rezistentă, adaptată specific localităţii şi condiţiilor meteo. Utilizarea materialelor durabile şi rezistente la factorii de mediu.

Instalaţii electrice şi mecanice:

Instalaţii electrice sigure şi eficiente pentru conectarea panourilor, invertorului şi reţelei electrice. Sisteme mecanice de fixare şi urmărire solară(daca este cazul).

Descrierea tehnică:

Monitorizare şi control:

Sisteme avansate de monitorizare a performanţei, cu senzori şi tehnologii de comunicaţii. Sisteme de control pentru optimizarea funcţionării şi gestionarea eficientă a resurselor.

Sisteme de securitate şi siguranţă:

Implementarea sistemelor de siguranţă pentru protejarea infrastructurii împotriva riscurilor tehnologice şi a vandalismului. Proceduri de urgenţă in situatii limita şi sisteme de detecţie a incendiilor.

Descrierea funcţional-arhitecturală:

Integrare în peisaj:

Integrarea armonioasă în peisaj, cu considerarea aspectelor estetice şi minimizarea impactului vizual asupra mediului înconjurător.

Accesibilitate şi utilizare eficientă a terenului:

Proiectarea layout-ului astfel încât să optimizeze utilizarea terenului sau a şarpantei şi să asigure accesibilitatea pentru întreţinere şi operaţii.

Descrierea economică:

Costuri iniţiale şi de operare:

Evaluarea costurilor iniţiale de implementare, inclusiv achiziţionarea şi instalarea echipamentelor. Estimarea costurilor de operare şi întreţinere pe termen lung.

Analiza rentabilităţii:

Calcularea rentabilităţii proiectului pe baza generării anticipate de energie şi preţurilor de vânzare sau economisire a energiei.

Principalele lucrări pentru investiția de bază: Corelare cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță

Achiziționarea și instalarea panourilor fotovoltaice:

Calitate: Utilizarea panourilor fotovoltaice de înaltă calitate, cu eficiență energetică ridicată și durabilitate.

Tehnic: Montarea panourilor cu sistem de fixare avansat sau tehnologie de urmărire solară(daca este cazul) pentru maximizarea expunerii la soare.

Performanță: Asigurarea unei generări de energie constante și eficiente pe întregul ciclu de viață al panourilor.

Invertor și sistem de conversie:

Calitate: Selectarea unui invertor fotovoltaic fiabil și eficient, cu tehnologie de conversie avansată.

Tehnic: Integrarea sistemului de conversie pentru optimizarea pierderilor și pentru conversia eficientă a curentului continuu în curent alternativ.

Performanță: Asigurarea stabilității și eficienței sistemului în diverse condiții de funcționare.

Sistem de stocare a energiei (opțional):

Calitate: Alegerea unor baterii de stocare a energiei de înaltă calitate, cu durabilitate și eficiență ridicată.

Tehnic: Integrarea unui sistem de stocare pentru a gestiona fluxul de energie și a asigura alimentare constantă.

Performanță: Optimizarea sistemului de stocare pentru gestionarea eficientă a surplusului și deficitului de energie.

Structura de suport:

Calitate: Utilizarea materialelor rezistente la factorii de mediu și selecția unui sistem de fixare durabil.

Tehnic: Proiectarea unei structuri de suport adaptate condițiilor locale și care să permită o orientare optimă a panourilor.

Performanță: Asigurarea stabilității structurii și a rezistenței la condiții meteorologice variate.

Instalații electrice și mecanice:

Calitate: Utilizarea cablurilor și a componentelor electrice de calitate superioară.

Tehnic: Implementarea instalațiilor electrice și mecanice cu eficiență și siguranță.

Performanță: Asigurarea funcționării fără probleme a sistemului și minimizarea pierderilor.

Monitorizare și control:

Calitate: Selectarea unui sistem de monitorizare de calitate, cu senzori de precizie.

Tehnic: Integrarea sistemului de monitorizare pentru supravegherea constantă a performanței.

Performanță: Posibilitatea de a identifica rapid orice anomalii și de a ajusta operațiunile în consecință.

Sisteme de securitate și siguranță:

Calitate: Implementarea sistemelor de securitate cu tehnologii avansate de detecție.

Tehnic: Integrarea sistemelor de securitate pentru protecția infrastructurii.

Performanță: Asigurarea integrității sistemului și reducerea riscurilor de deteriorare sau furt.

Integrare în peisaj și optimizarea terenului:

Calitate: Integrarea armonioasă în peisaj cu elemente arhitecturale și de design.

Tehnic: Proiectarea unui layout eficient pentru utilizarea optimă a terenului.

Performanță: Minimizarea impactului asupra mediului și asigurarea utilizării durabile a resurselor terenului.

Analize economice și de rentabilitate:

Calitate: Realizarea unei analize tehnico-economice detaliate, cu date precise și metode de evaluare robuste.

Tehnic: Utilizarea unor criterii economice solide pentru evaluarea rentabilității investiției.

Performanță: Maximizarea beneficiilor economice și asigurarea sustenabilității proiectului pe termen lung.

Prin corelarea acestor aspecte tehnice și calitative, se asigură implementarea unei soluții complete, eficiente și durabile pentru o centrală electrică fotovoltaică, contribuind astfel la o infrastructură energetică avansată și sustenabilă.

d) probe tehnologice si teste

Dupa instalarea si punerea in functiune a centralelor de CEF a mașinilor electrice se vor realiza următoarele teste si verificari:

- Probe de functionare mentionate in documentatia de specialitate a fabricantului coform standardelor specificate in documentatia SF :

EN 61215: Standarde pentru modulele fotovoltaice cu siliciu cristalin.
EN 61646: Standarde pentru modulele fotovoltaice subțiri (amorfe sau cu siliciu cristalin subțire).
EN 61730: Standarde pentru siguranța modulelor fotovoltaice.
EN 50548: Standarde pentru calculul indicelui de performanță energetică a sistemelor fotovoltaice (PV).
EN 50438: Standarde pentru sistemele fotovoltaice conectate la rețea.
EN 50618: Standarde pentru bateriile utilizate în sistemele fotovoltaice.

EN 60904: Seria de standarde pentru caracterizarea performanței modulelor fotovoltaice în condiții de laborator.
EN 60068: Standarde pentru probele de mediu, care pot fi relevante pentru evaluarea durabilității componentelor sistemelor fotovoltaice.

- Verificari PRAM (rezistenta de dispersie a prizei de impamnatare, rezistenta de izolatie, rezistenta buclei de defect, etc. conform specificatiilor din NTE –I7/2011.).

- Verificarea conectivitatii transmisiei de date de tip INTERNET PROTOCOL dintre CEF si dispecerat intern sau sistem de management energetic;

- Verificarea functionalitatii si a comenzii iluminatului nocturn(daca este cazul);

- Verificarea functionalitatii sistemului de supraveghere video(daca este cazul);

5.4. Principalii indicatori tehnico – economici aferenti obiectivului de investitii

a) indicatori maximali, respectiv valoarea totala a obiectului de investitii exprimata in lei, cu TVA si respectiv, fara TVA, din care constructii – montaj (C+M), in conformitate cu Devizul General

Vom face referire de aici inainte doar la Scenariul 1 care prezinta avantaje atat financiar economice cat si tehnice pe baza criteriilor mentionate in capitolul 4.

5.4.1. Valoarea totala a investiției* este:

- valoare fara TVA : **12501010.7** lei din care:

- valoare TVA: **2375192.033** lei.

- valoare totala inclusiv TVA: **14876202.73** lei.

5.4.2. Valoare totala eligibilă inclusiv TVA*:

14876202.73 lei.

5.4.3. Valoare totala neeligibila inclusiv TVA*:

0 lei.

*Analiza economica comparativa s-a realizat la sectiunile 5.4.1.-5.4.3. exclusiv pentru costurile aferente CEF (fără alte cheltuieli conexe investitiei). Aceste sectiuni se vor completa de catre Beneficiar in baza Devizului general si al bugetului proiectului si se vor include in Studiul de fezabilitate.

5.4.4. Calcul generare anuală:

Tabel 5.1. Generare anuala

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5
Generare 1-5 [MWh/an]	6173.0000	6111.2700	6089.8806	6068.5660	6047.3260

	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Generare 6-10 [MWh/an]	6026.1604	6005.0688	5984.0510	5963.1069	5942.2360

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15
Generare 11-15 [MWh/an]	5921.4382	5900.7131	5880.0606	5859.4804	5838.9722

	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Generare 16-20 [MWh/an]	5818.5358	5798.1710	5777.8774	5757.6548	5737.5030

Detalierea valorilor semnificative ale investiţiei sunt prezentate în secţiunile de analiză financiară. Nu s-au evidentiat indicatorii maximali pentru Scenariu 2 deoarece s-a convenit prin analiza detaliata ca acesta nu este fezabil si ca atare nu este relevant a se mentiona in acest capitol.

b) Indicatorii minimali, respectiv indicatorii de performanta - elemente fizice/capacităţi fizice care să indice atingerea ţintei obiectivului de investiţii - şi, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele şi reglementările tehnice în vigoare

Tabel 5.2. Indicatori obligatorii la nivel de proiect

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	4.800	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră(*)	3777.26	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3	Producţia medie de energie din surse regenerabile	6173.00	MWh/an

Indicatorul I.4	Producţia totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referinţă(**)	118701.07	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	14.68	%

(*) Factorul de emisii CO2 mediu ponderat la nivel naţional conform raportului ANRE pentru fiecare MW/ora din surse fosile este de 0.6119 tone CO2/MWh.

(**) Perioada de referinţă 20 ani.

Producţia minimă:

- pentru energie solară: Factorul de capacitate este de minimum 11,4%, reprezentând echivalentul a 1000 h/an de funcţionare la capacitatea nou instalată;

Capacităţi de stocare

Tabel 5.3. Evaluarea preliminară tehnico-economică

ID	Nume	Capacitatea de stocare [MWh]	Timp stocare [min]
Criteriul 2	Predictibilitatea producţiei pentru SEN	**Nu este cazul.**	**Nu este cazul.**

Descrierea tehnică a capacităţilor de stocare

Nu este cazul.

c) Indicatorii financiari, socioeconomic, de impact , de rezultat/ operare, stabiliţi în funcţie de specificul şi ţinta fiecărui obiectiv de investiţii

Pentru indicatorii financiari s-a considerat o durata de utilizare de 20 ani, datorita tehnologiei care este intr-o permanenta schimbare si ca atare ceea ce este acum performant, in viitorul apropiat poate deveni depasit din punct de vedere tehnologic. Ca atare consideram ca in 20 de ani se va impune schimbarea modelului de CEF, elementele C+M ramanand aceleasi. In cei 20 ani, in scenariu pesimist, se amortizeaza valoarea CEF propiu-zise, dupa calculele efectuate mai sus.

Impactul socioeconomic consideram ca va fi unul benefic, incepand de la diminuarea gradului de poluare pana la diminuarea zgomotului in zonele adiacente.

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

Durata estimata de executie a obiectivului de investii, este de 12 luni.

5.5. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punct de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicate constructiei, conform gradului de detaliere a propunerilor tehnice

Gradul de detaliere a propunerilor tehnice au avut ca scop achizitia unor echipamente profesionale, care sa nu necesite intretinere (mentenanta scazuta). Acest aspect conduce si la scutiri/reduceri de costuri de intretinere, din partea proprietarului. Consideram ca prin valoarea de intrebuintare, care se va dovedi in timp a fi una mare, aceste CEF vor fi privite de ca o sursa sustenabila de energie regenerabila.

Asigurarea conformității cu reglementările pentru construcția centralei electrice fotovoltaice (CEF):

Analiza reglementărilor specifice:

Identificarea și documentarea reglementărilor, normelor și standardelor aplicabile construcției și operării centralei fotovoltaice. Aceasta poate include legislația națională, reglementări de mediu, standarde tehnice și cerințe de securitate.

Conformitatea cu normele tehnice europene și naționale:

Verificarea modului în care propunerea tehnică respectă normele tehnice europene și naționale relevante pentru echipamentele fotovoltaice, sistemele electrice și construcțiile sustenabile.

Certificări și acreditări:

Prezentarea certificărilor, acreditărilor și a altor documente care atestă conformitatea echipamentelor, a sistemelor și a întregului proiect cu standardele și reglementările în vigoare.

Planificare urbanistică și autorizatii de construcție:

Asigurarea respectării reglementărilor privind planificarea urbanistică și obținerea tuturor autorizatiilor de construcție necesare. Includerea documentelor relevante și a acordurilor cu autoritățile locale.

Gestionarea deșeurilor și a substanțelor periculoase:

Prezentarea planurilor și procedurilor pentru gestionarea deșeurilor și substanțelor periculoase generate de proiect, respectând normele de protecție a mediului.

Siguranță și sănătate ocupațională (SSM):

Asigurarea conformității cu cerințele de SSM, inclusiv planurile de securitate a muncii, instruirea personalului și implementarea măsurilor de prevenire a accidentelor.

Managementul riscurilor:

Prezentarea unei evaluări a riscurilor asociate construcției și operării centralei fotovoltaice și descrierea măsurilor de management pentru minimizarea acestora conform standardelor relevante.

Auditari tehnice și inspecții periodice:

Descrierea planurilor pentru auditari tehnice periodice şi inspecţii pentru a asigura menţinerea conformităţii în timpul ciclului de viaţă al centralei electrice fotovoltaice.

Monitorizare şi raportare continuă:

Implementarea unui sistem de monitorizare continuă a performanţei şi respectarea reglementărilor, inclusiv raportarea regulată către autorităţile competente.

Audituri de conformitate:

Planificarea auditurilor periodice pentru a verifica şi confirma conformitatea cu reglementările în vigoare, asigurând astfel o operare legală şi durabilă.

Conformitatea cu cerinţele legale de mediu:

Asigurarea respectării tuturor cerinţelor legale de mediu, inclusiv reglementările privind emisiile, gestionarea resurselor şi protecţia biodiversităţii.

In etapele de proiectare, execuţie şi implementare a investitiei se vor respecta toate normele si prescriptiile în vigoare:

- Legea securitatii si sanatatii in munca nr. 319/2006;
- H.G. nr. 300/2006, privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru santierele temporare sau mobile;
- H.G. nr. 1048/2006, privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru utilizarea de catre lucratori a echipamentelor individuale de protectie la locul de munca;
- H.G. nr. 1091/2006, privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru locul de munca;
- H.G. nr. 1146/2006, privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru utilizarea in munca de catre lucratori a echipamentelor de munca;
- H.G. nr. 1425/2006, pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor Legii securitatii si sanatatii in munca nr. 319/2006;
- Ghid pentru instalatii electrice cu tensiuni pana la1000V c.a. si 1500V c.c. - GP 052 - 2000;
- O.U.G. 195/2006 - privind protecţia mediului;
- H.G. 856/2002 - privind evidenţa gestiunii deşeurilor şi pentru aprobarea listei cuprinzând deşeurile, inclusive deşeurile periculoase;
- Ordinul 860/2002 (completat cu ordinele 210/2004 şi 1037/2005) -Aprobarea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului si de emitere a acordului de mediu;
- O.U.G. nr.5/2015 privind deseurile de echipamente electrice si electronice care transpune Directiva 2012/19/UE a Parlamentului European si a Consiliului;
- Ordonanţa de urgenţă nr. 92/2021 privind regimul deşeurilor;
- Legea nr. 121/2014 privind eficienta energetica publicata in MO 574/01.08.2014;
- Legea nr. 160/2016 pentru modificarea si completarea legii nr. 121/2014 privind eficienta energetica publicata in MO 562/26.07.2016;
- STAS-urile : 12604/4-89, 12604/5-90, 2612-1987 , SR 13433/1999 si SR 8591/1997, 831-2002;
- Indreptar de proiectare si executie a instalatiilor de legare la pamant RE-Ip30- 90;

- Regulament general de manevre in instalatiile electrice PE 118/92.

Prezentarea detaliată a modului în care proiectul se conformează cu aceste reglementări esenţiale demonstrează atenţia şi angajamentul faţă de standardele şi normele specifice, asigurând astfel implementarea unui proiect durabil şi din punct de vedere legal conform.

5.6. Nominalizarea surselor de finantare a investiei publice, ca urmare a analizei financiare şi economice: fonduri proprii, credite bancare, alocaţii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.

Ca urmare a analizei financiare si economice, sursele de finanţare a investiţiei pot fi:

- **fondul pentru modernizare,**
- alte finantari nerambursabile,
- fonduri proprii,
- credite bancare,
- alocatii de la bugetul de stat/ bugetul local,
- credite externe de garantate sau contracte de stat,
- fonduri externe nerambursabile,
- alte surse legal constituite.

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

Avizele vor fi obtinute conform Certificatului de Urbanism, Extrasului de Carte Funciara corespunzator locatiei investiţiei, actelor administrative ale autoritatii competente pentru protectia mediului, avizelor pentru asigurarea utilitatilor, in special ATR-ului pentru racordarea la reteaua nationala de distributie a energiei electrice, studiului topografic prezentat in anexe, avize, acorduri si studii specifice dupa caz.

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obţinerii autorizaţiei de construire

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz. Mai jos prezentam un extras actualizat din CU emis.

ROMÂNIA
Județul Bihor
Primăria Municipiului Oradea
Cod operator:16136/2010
Primar
Nr. _____ din _____

CERTIFICAT DE URBANISM
Nr. 3148 din 05.07.2024

În scopul: parc fotovoltaic si capacitati de stocare a energiei electrice, etapa 1 parc fotovoltaic 5 MWP - faza SF *)

Ca urmare a cererii adresate de *) REGIA AUTONOMA AEROPORTUL ORADEA reprezentat prin HORGA RAZVAN IOAN
cu domiciliul *)/sediul în județul BIHOR municipiul/orașul/comuna ORADEA
satul _____, sectorul _____, cod poștal _____
strada Calea Aradului, nr. 80, bl. _____, sc. _____, et. _____, ap. _____
telefon/fax _____, e-mail _____, înregistrată la nr. 261831, din 04.07.2024.
pentru imobilul - teren și/sau construcții -, situat în județul Bihor, municipiul/orașul/comuna Oradea, satul _____, sectorul _____, cod poștal _____, Calea Aradului nr. 80, bl. _____, sc. _____, et. _____, ap. _____, sau identificat prin*): - Numar CF 154247;202614;202616;205927;205929;213834;216837; - Numar cadastral 154247;202614;202616;205927;205929;213834;216837;

În temeiul reglementărilor Documentației de urbanism, faza PUG, aprobată prin HCL Oradea nr. 501/28.07.2016 și modificat prin HCL Oradea nr. 260/31.03.2021.

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 situat în:
- intravilan
Proprietar conform CF 154247;202614;202616;205927;205929;213834;216837 / 2021;2022;2023
Natura proprietății
- teren și construcție
Imobil:
- imobil situat in zona proiect : traseu Tram - Train Oradea - Aeroport – ZMO 28.02.2023
- imobil situat in zona de protectie AEROPORT ORADEA (ILS-LOC, DME, PAPI, ILS-GP, NDB)
- imobil situat in Zona constructii cu inaltime de peste 10m - STS, Zona protectie excavare - STS.
- imobil situat in zona : PUZ - drumuri colectoare aprobat cu HCL nr. 332/2018
-imobil situat partial in zona :teren de instrucție al Centrului de Excelență NATO. Restricție permanentă de construire până la distanța de 30 m (gardul unității militare).Teren de instrucție al Centrului de Excelență NATO. Regimul de înălțime al construcțiilor ce se vor edifica la distanța de 30m față de gardul unității să aibă la cornișă o înălțime de maxim 6m, să nu aibă ferestre către obiectivul militar; cel al construcțiilor ce se vor edifica la distanța de 50m de gardul unității, să nu depășească la cornișă înălțimea de 12m. Dezvoltările imobiliare de tip industrial învecinate cu obiectivul militar, vor respecta toate limitările privind regulile de amplasare a clădirilor din punct de vedere al corelării înălțimilor construcțiilor cu distanțele față de unitatea militară.
- imobil situat partial in zona de protectie ANIF (canal CS90, canal CT81,canal CT82, canal CT103, Valea Aeroport)- este obligatoriu avizul ANIF

6.2. Extras de carte funciară, cu excepţia cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz. . Mai jos prezentam un extras actualizat din CF-ul emis.

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară BIHOR
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Oradea

ANCPI

Nr. cerere	312480
Ziua	16
Luna	01
Anul	2023

Cod verificare

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 205929 Oradea

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan

Adresa: Loc. Oradea, Jud. Bihor

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafaţa* (mp)	Observaţii / Referinţe
A1	205929	1.431.980	Teren imprejmuit: Imobil imprejmuit cu gard din beton si zarma

Construcţii

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observaţii / Referinţe
A1.1	205929-C1	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:2; S. construita la sol:1645 mp; S. construita desfasurata:2857 mp; Aerogara- Terminal 2, avand regimul de inaltime P+1E. Constructie edificata in anul 1974, extinsa in anul 2020. S.construita la sol: 1645 mp, S. construita desfasurata: 2857 mp
A1.2	205929-C2	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:5; S. construita la sol:587 mp; S. construita desfasurata:639 mp; Bloc tehnic in regim P partii, P+4 (Turnul), Contructie edificata in anul 1965, S. Desfasurata 639mp
A1.3	205929-C3	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:584 mp; S. construita desfasurata:584 mp; Alee pietonala acoperita, Contructie edificata in anul 2020
A1.4	205929-C4	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:99 mp; S. construita desfasurata:99 mp; Platforma meteo, Contructie edificata in anul 1969
A1.5	205929-C5	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:146 mp; S. construita desfasurata:146 mp; Usina Electrica Veche, Contructie edificata in anul 1967
A1.6	205929-C6	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:157 mp; S. construita desfasurata:157 mp; Usina Electrica Contructie edificata in anul 2020
A1.7	205929-C7	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:2; S. construita la sol:448 mp; S. construita desfasurata:922 mp; Caldire industriala si remiza,PSI, in regim P+1, Contructie edificata in anul 1974, S. Desfasurata 922 mp
A1.8	205929-C8	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:479 mp; S. construita desfasurata:479 mp; Baraca metalica(Garaj mare), Contructie edificata in anul 1997
A1.9	205929-C9	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:150 mp; S. construita desfasurata:150 mp; Platforma auto(garaj mic), Contructie edificata in anul 1998
A1.10	205929-C10	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:62 mp; S. construita desfasurata:62 mp; Cladire hidrofor, Contructie edificata in anul 1967
A1.11	205929-C11	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:8 mp; S. construita desfasurata:8 mp; Rezervor apa, Contructie edificata in anul 1967
A1.12	205929-C12	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:263 mp; S. construita desfasurata:263 mp; Baraca metalica, Contructie edificata in anul 1968
A1.13	205929-C13	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:56 mp; S. construita desfasurata:56 mp; Crematoriu gunoi, Contructie edificata in anul 2001
A1.14	205929-C14	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:9 mp; S. construita desfasurata:9 mp; Cladire statie pompe apa geotermale, Contructie edificata in anul 1967
A1.15	205929-C15	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:2 mp; S. construita desfasurata:2 mp; Statie de epurare, Contructie edificata in anul 1967
A1.16	205929-C16	Loc. Oradea, Jud. Bihor	Nr. nivelun:1; S. construita la sol:69 mp; S. construita desfasurata:69 mp; Cladire meteo, Contructie edificata in anul 1968

6.3. Actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentaţia tehnico-economică

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

6.6. Avize, acorduri şi studii specifice, după caz, în funcţie de specificul obiectivului de investiţii şi care pot condiţiona soluţiile tehnice

Se va anexa de către Beneficiar la Studiul de fezabilitate, după caz.

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

7.1 Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei

Beneficiarul este entitatea responsabila cu implementarea investitiei.

7.2 Strategia de implementare

Cuprinde: durata de implementare a obiectivului de investitii (in luni calendaristice), durata de executie, graficul de implementare a investitiei, esalonarea investitiei pe ani, resurse necesare

- Implementarea obiectivului de investitii se va realiza conform estimarilor de la capitolul 3.5. Durata de implementare nu trebuie sa depaseasca 12-24 luni, dupa cum urmeaza:

- Achizitie elaborare proiect : 1 luna;

- Realizare P.T.: 2 luni;

- Obtinerea avizelor necesare:3 luni, (se poate incepe procedura inca din faza de realizare a Proiectului tehnic).

- Constructii montaj infrastructura electrica: 3 luni;

- Achizitia CEF: 4 luni (se poate incepe procedura din faza de incepere de realizare a Proiectului tehnic);

- Executarea lucrarilor de amplasare, montare si punere in functiune a CEF: 0.5 luni

- Teste verificari cu semnarea: Procesului verbal de receptie: 0.5 luni.

- Graficul de implementare se refera numai la primul an fiind mentionat in capitolul 3.5.

7.3.Strategia de exploatare/ operare si intretinere: etape, metode si resurse necesare

- Etape:

Entitatea responsabila va cere prin caietul de sarcini anexat proiectului tehnic, documentatia de exploatare, intretinere si reparatie a echipamentului. Totodata va numi din cadrul organului administrativ un responsabil cu intretinerea si exploatarea CEF achizitionate. In acest sens va include in fisa postului atributii specifice care sa conduca la un proces de exploatare si intretinere corespunzator in concordanta cu cerintele producatorului.

- Metode:

Responsabilul numit cu exploatarea si intretinerea CEF isi va insusii caracteristicile tehnice ale acesteia si graficul de mentenanta furnizat de producator. Totodata va realiza un acord cadru cu o firma de specialitate care sa verifice si sa controleze cel putin o data pe an echipamentul prin efectuarea unor inspectii vizuale interioare, masuratori electrice complexe cu rol de preventie.

- Resurse:

Financiare numai prin accesarea resurselor de finantare specificate in subcapitolul 5.6.

7.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale

Se va numi de catre factorii de decizie ai beneficiarului, un manager de proiect care se va implica in realizarea Temei de proiectare (sau va achzitiona acest serviciu). Tema de proiectare va definii clar termenii de proiectare avand la baza informatiile Studiului de fezabilitate.

Managerul de proiect isi va alcătui o echipa din 1-3 persoane care sa aiba specialitati complementare, incepand de la cele tehnice pana la cele administrative.

Se vor definii obiectivele si fazele de executie necesare, incepand de la realizarea "Temei de proiectare", achizitia serviciului de proiectare, pana la receptia lucrarilor de implementare a centralelor electrice de incarcare.

Va trebui sa existe o colaborare stransa intre factorii responsabili si serviciile suport din aparatul administrativ existent, o comunicare in timp real si o rapiditate in luarea deciziilor optime. Pe baza acestor considerente s-a alcatuit garficul de esalonare a derularii investiei de la capitolul 3.5.

8. CONCLUZII SI RECOMANDARI

In baza rezultatelor obtinute din acest document, reiese faptul ca implementarea acestui obiectiv, reprezinta un deosebit avantaj de tehnologic si de imagine al beneficiarului in vederea unei abordarii serioase de incurajare a utilizarii surselor de energie regenerabile.

Se recomanda astfel, pe viitor, amplificarea realizarii unor astfel de obiective, rezultatele benefice fiind mentionate in document.

Viabilitatea tehnică:

CEF este fezabilă din punct de vedere tehnic, având în vedere resursele solare favorabile şi tehnologiile disponibile. Studiul arată că panourile fotovoltaice selectate şi invertorul sunt potrivite pentru condiţiile locale.

Eficienţa energetică şi rentabilitate:

Proiectul evidenţiază o eficienţă energetică semnificativă prin conversia energiei solare în electricitate. Calculul rentabilităţii arată o recuperare rapidă a investiţiei datorită economiilor generate şi, eventual, a schemelor de sprijin financiar pentru energie regenerabilă.

Impactul asupra mediului:

CEF contribuie la reducerea emisiilor de carbon şi are un impact redus asupra mediului în comparaţie cu sursele tradiţionale de energie. Proiectul se aliniază cu obiectivele de mediu şi sustenabilitate.

Sisteme de securitate şi siguranţă:

Recomandăm implementarea unor sisteme de securitate robuste pentru protejarea infrastructurii împotriva riscurilor tehnologice, vandalismului şi altor ameninţări potenţiale.

Integrarea armonioasă:

Proiectul are în vedere integrarea armonioasă în peisaj şi minimizarea impactului vizual. Colaborarea cu specialişti în design pentru a asigura o îmbinare optimă în mediul înconjurător este prezenta inca din momentul realizarii documentului de studiu de fezabilitate.

Analize economice şi de rentabilitate:

Având în vedere costurile iniţiale, operaţionale şi proiecţiile de economii pe termen lung, recomandăm continuarea analizelor economice pentru a ajusta planurile de implementare şi pentru a se asigura că proiectul rămâne financiar sustenabil pe termen lung.

Legislaţie şi standarde:

Este crucial să monitorizăm şi să ne conformăm cu orice schimbări legislative şi standarde tehnice relevante pentru sectorul energiei regenerabile. Asigurarea conformităţii cu aceste reglementări este esenţială pentru evitarea riscurilor şi a sancţiunilor.

Comunicare şi participare comunitară:

Se va realiza dezvoltarea unui plan de comunicare eficient pentru a informa şi implica comunitatea locală. Transparenţa şi implicarea comunităţii pot contribui la acceptarea şi sprijinul proiectului.

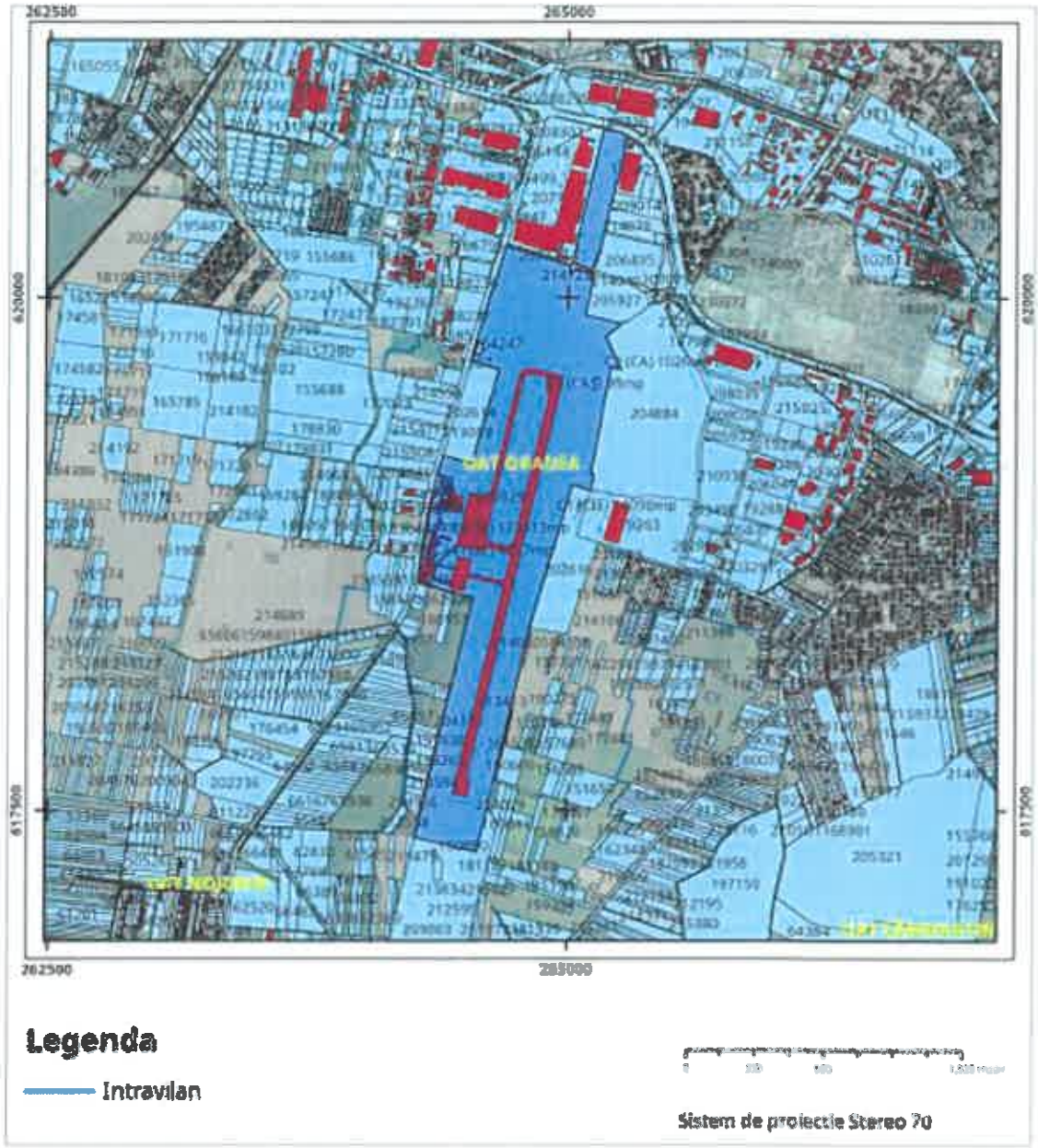
Monitorizare şi evaluare continuă:

Sistemul ales include implementarea unui sistem de monitorizare continuă pentru a evalua performanţa CEF în timp real şi a identifica rapid orice probleme sau oportunităţi de îmbunătăţire.

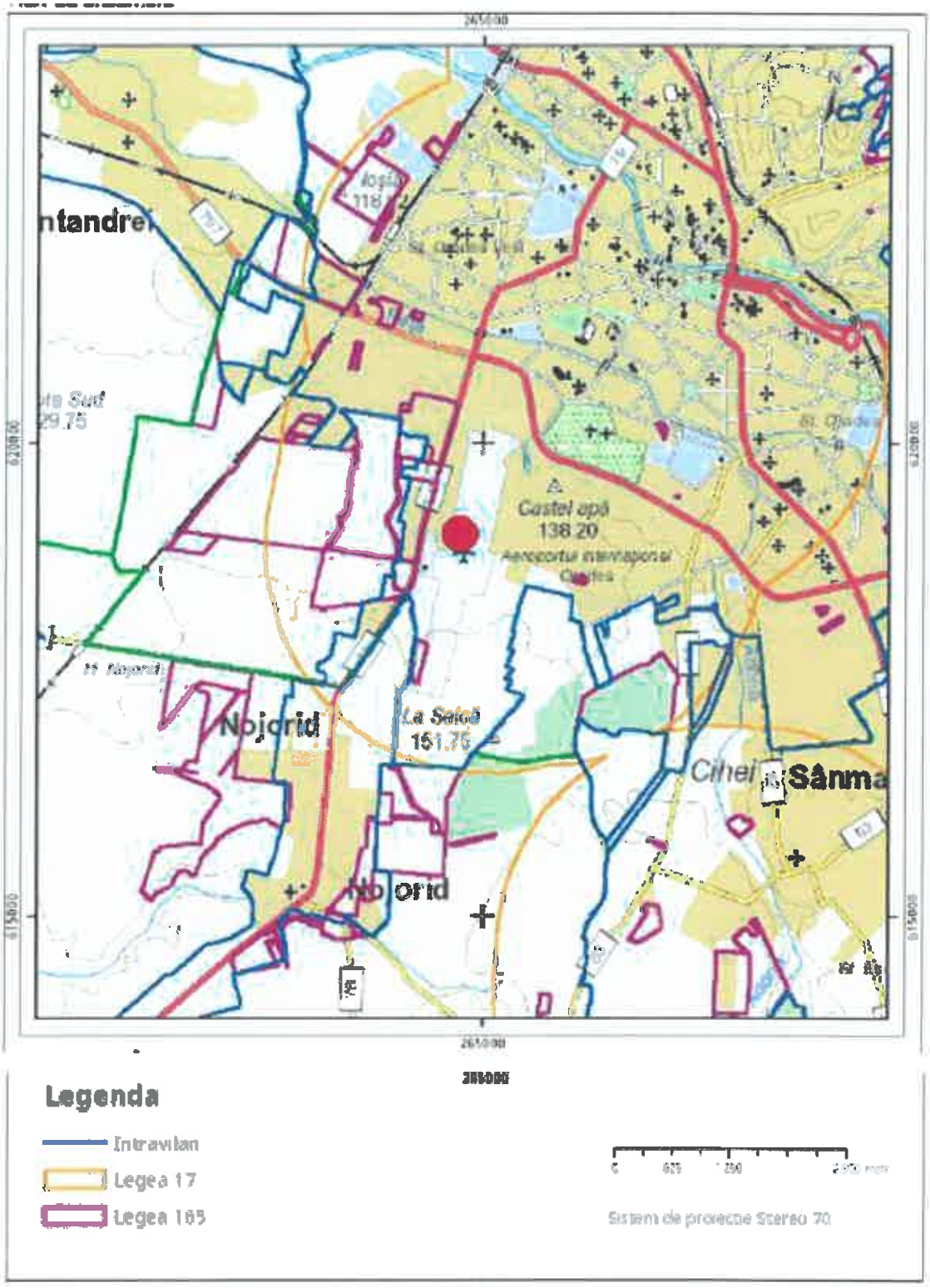
Prin implementarea acestor concluzii şi recomandări, se poate asigura o implementare eficientă şi sustenabilă a CEF, contribuind la atingerea obiectivelor strategice ale organizaţiei în domeniul energiei regenerabile şi oferind beneficii durabile comunităţii locale şi mediului înconjurător.

B. PIESE DESENATE

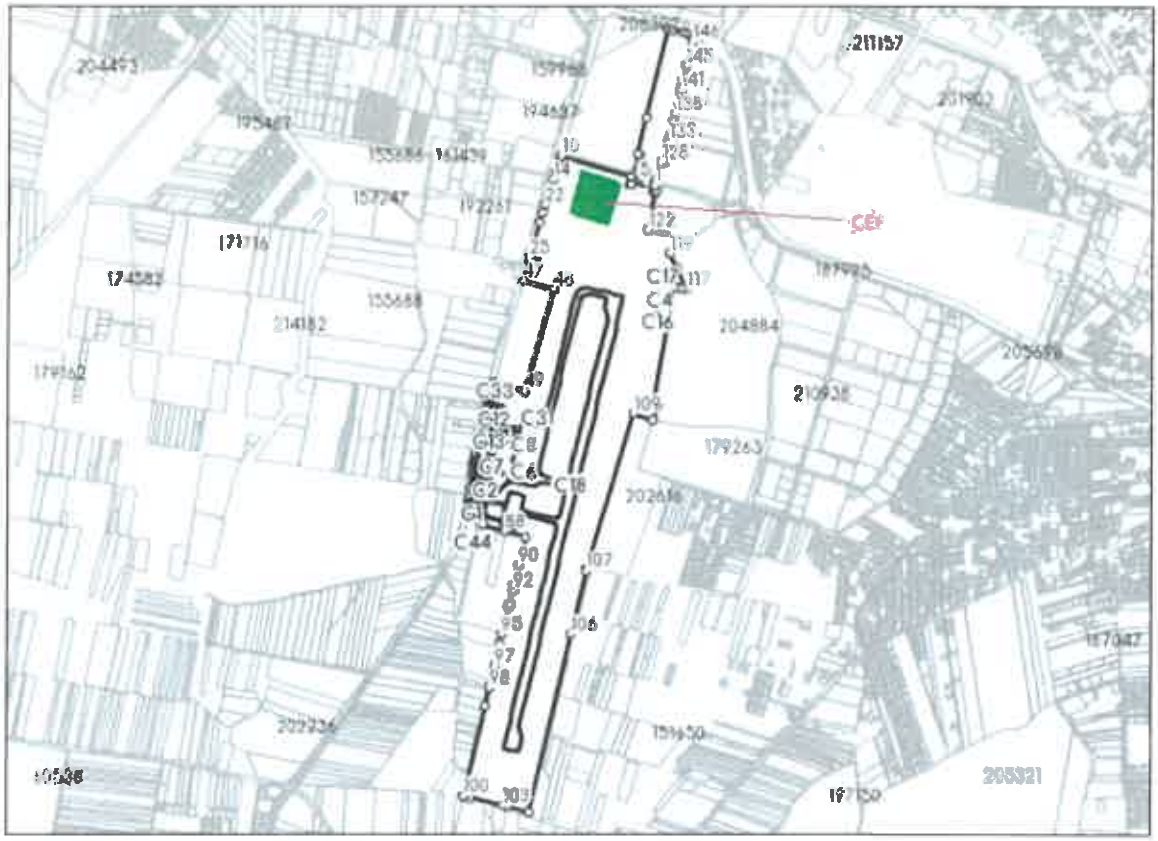
B1. Plan detaliu.



B2. Plan de ansamblu.



B3. Plan de amplasament.



C. BIBLIOGRAFIE

[1] GUVERNUL ROMANIEI, "HOTĂRÂRE nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023 pentru modificarea şi completarea Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice.".
[2] GUVERNUL ROMANIEI, "HOTĂRÂRE nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnicoeconomice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice.".
[3] Matteo Ciucci, "Articolul 194 din Tratatul privind funcţionarea Uniunii Europene." European Council, Apr. 2023. [Online]. Available: https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/70/energia-din-surse-regenerabile
[4] Comisia nationala de strategie si prognoza, "Notă privind prognoza echilibrului energetic 2023 - 2026," Jun. 2023. [Online]. Available: https://cnp.ro/wp-content/uploads/2023/06/Nota-Echilibrul-energetic.pdf
[5] Ministerul Energiei, "Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050," 2018. [Online]. Available: http://www.mmediu.ro/app/webroot/uploads/files/Strategia_Energetica2019_2030.pdf
[6] J.M. Van den AkkerHerman BlokChris Budd, "A Case Study in the Future Challenges in Electricity Grid Infrastructure," Study Group Mathematics with Industry - SWI 2012, 2012.
[7] "Romania harta repartitiei precipitatiilor." [Online]. Available: https://geo-spatial.org/vechi/articole/ilwis-harta-repartitie-precipitatii
[8] "Global Wind Map - Romania," Sep. 30, 2014. [Online]. Available: https://vawt.ro/2014/09/30/wind-map/
[9] "Potentialul eolian al Romaniei." ADD ENERGY. [Online]. Available: https://add-energy.ro/potentialul-eolian-al-romaniei/
[10] "Solargis - solar resource maps and GIS," SOLARGIS, Romania, 2020. [Online]. Available: https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/romania
[11] Clima Romaniei. Editura Academiei Romane, 2008.
[12] Comitetul Naţional pentru Situaţii de Urgenţă, Planul naţional de management al riscurilor la dezastre, Bucureşti, 2020
[13] APAREGIO GORJ, https://www.aparegio.ro/wp-content/files/Capitolul_12_-_Rezumat_EIM.pdf; referinta „VII-a Comunicare Naţională privind schimbările climatice, decembrie 2017''; referinta „Harta cu potenţialul de producere a alunecărilor de teren, conform normativului GT 007''
[14] Platforma naţională de adaptare la schimbările climatice, RO-ADAPT, http://www.roadapt.ro, Resurse, Documentatii
[15] https://ro.wikipedia.org/wiki/Clima_Rom%C3%A2niei
[16] https://cnp.ro/wp-content/uploads/2023/06/Prognoza-echilibrului-energetic.pdf
[17] Ordinul 356/05.04.2024 pentru aprobarea Ghidului specific – Sprijinirea investitiilor in noi capacitati de producere a energiei electrice produsa din surse regenerabile aferenta Fondului pentru modernizare
[18]https://www.europarl.europa.eu/portal/en

D. ANEXE

D.1. Dovada autorizarii de cate ANRE, în domeniul proiectării instalaţiilor electrice, pentru persoanele care fac parte din echipa de elaborare a studiului de fezabilitate

Adeverinta nr.202114107/11 noiembrie 2021

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

ADEVERINȚA NR.	202114107 / 11-nov-21 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT
Gradul și Tipul	IIA,IIB
Numele	Dan
Prenumele	Florin-Ciprian
CNP	

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.

Semnătura autorizată ANRE 10

ANRE Data vizării 10 11-nov-21	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 11-nov-26	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Nr. 0077540

D.2. Estimarea generarii in primul an utilizand programe de specialitate pentru scenariul 1

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

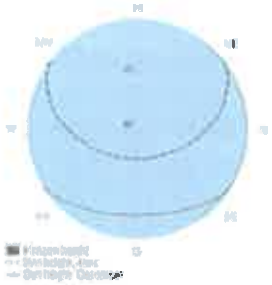
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	47.030,21.909
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed:	4994.6 kWp
System loss:	11 %

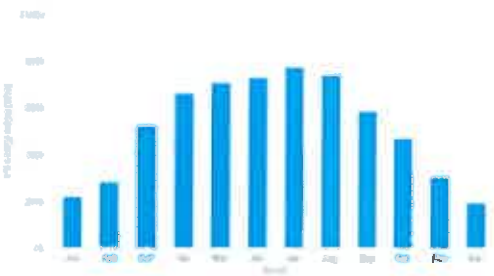
Simulation outputs

Slope angle:	25 °
Azimuth angle:	12 °
Yearly PV energy production:	6173897.9 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1585.69 kWh/m²
Year-to-year variability:	235978.40 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3 %
Spectral effects:	1.23 %
Temperature and low irradiance:	-7.31 %
Total loss:	-18.99 %

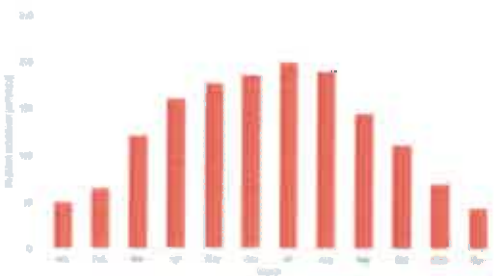
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	218660.69.9	41369.0	
February	280699.85.1	53170.4	
March	520075.122.3	101857.7	
April	659939.761.4	90438.7	
May	708383.777.4	71969.1	
June	728320.990.2	52548.3	
July	774374.200.0	65393.1	
August	740001.891.0	74852.1	
September	584794.943.9	61174.2	
October	467023.912.4	70085.7	
November	290532.69.8	47887.0	
December	190385.44.2	43078.4	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

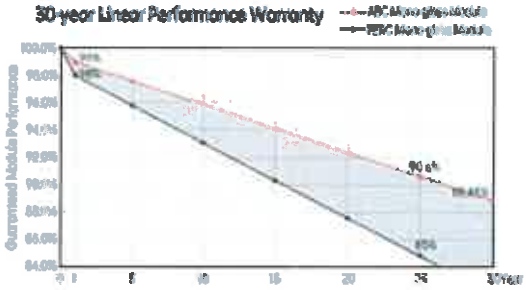
Report generated on 2024/07/19

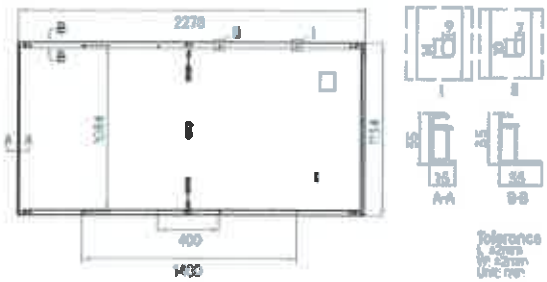
D.3. Fisa tehnica panouri PV din scenariul 1

N-Type ABC Comet Series

AIKO-A-MAH72Mw

620W	24.0%	≤1%	≤0.35%
Output	Efficiency	First-year Degradation	Annual Degradation from Year 2-30





Electrical Characteristics (STC: AM1.5 1000W/m² 25℃; NOCT: AM1.5 800W/m² 20℃ 1m/s) Power Tolerance: 0~+3%

Model	AIKO-A600-MAH72Mw		AIKO-A605-MAH72Mw		AIKO-A610-MAH72Mw		AIKO-A615-MAH72Mw		AIKO-A620-MAH72Mw	
Test Conditions	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
P_{max} (W)	600	452	605	456	610	459	615	463	620	467
V_m (V)	53.99	50.99	54.09	51.08	54.19	51.18	54.29	51.27	54.39	51.36
V_{oc} (V)	44.68	42.19	44.78	42.29	44.88	42.38	44.98	42.48	45.08	42.57
I_m (A)	14.20	11.48	14.28	11.55	14.36	11.61	14.44	11.68	14.52	11.74
I_{sc} (A)	15.43	13.72	15.52	13.79	15.60	10.85	15.69	10.91	15.76	10.98
Module Efficiency	23.2%		23.4%		23.6%		23.8%		24.0%	

Mechanical Specification

Cell Type	N-Type ABC
Front Cover Mono glass	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum
Cable	4mm²(IEC) 12AWG(UL) 350mm or Customized Length
No. of Cells	144(6*24)
Junction Box	IP68, three bypass diodes
Connector	MC4 compatible
Weight	28.2kg±3%
Dimension	2278*1134*35mm
Package Detail	36pcs per pallet/158 pcs per 20' GP/632pcs per 40' HQ

Temeprature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I_{sc}	+ 0.05%/ ℃
Temperature Coefficient of V_{oc}	- 0.22%/ ℃
Temperature Coefficient of P_{max}	- 0.26%/ ℃

Installation Guide

Operation Temperature	-40℃~+85℃
Maximum Series Fuse Rating	25A
Protection Class	Class II
V_{oc} and I_{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V
Maximum Static Loading	Front 5400Pa Back 2400Pa
Hail Test	25 mm diameter hail at 23 m/s
Fire Rating	IEC Class C

AIKO | www.aikosolar.com marketing@aikosolar.com

*AIKO Energy reserves right to update the specification without notice
AEW-S_EN_202310_V5.3

Zhejiang Aiko Solar Technology Co., Ltd
No.655, Haopai Road, Suxi Town, Yiwu, 322009, China
Tel: 4000099366 E-mail: marketing@aikosolar.com Website: www.Aiko.com

Declaration for Antireflection

Manufacturer: Zhejiang Aiko Solar Technology Co., Ltd
Address: No.655, Haopai Road, Suxi Town, Yiwu, 322009, China
Brand: AIKO Solar

We, Zhejiang Aiko Solar Technology Co., Ltd. have a product portfolio of PV modules based on crystalline silicon solar cells.

Product:
AIKO-A-Mxx54Mw; AIKO-A-Mxx54Mb; AIKO-A-Mxx54Db; AIKO-A-Mxx54Dw;
AIKO-A-Mxx60Mw; AIKO-A-Mxx60Mb; AIKO-A-Mxx60Db; AIKO-A-Mxx60Dw;
AIKO-A-Mxx72Mw; AIKO-A-Mxx72Dw;
AIKO-A-Mxx78Dw;

Through this Declaration we hereby state that the solar cells in these modules are equipped with an antireflection coating. Additionally, for all the modules in the product portfolio that have a front glass sheet, there is an antireflection coating present on the outside of the glass.

Signature:

Title: Director of Product Management
Name: Qin Xiao
Date: 15th, July, 2024
Issued Place: China

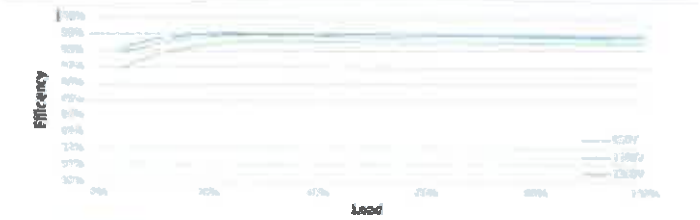
D.4. Fisa tehnica invertoare din scenariul 1

SUN2000-330KTL-H1

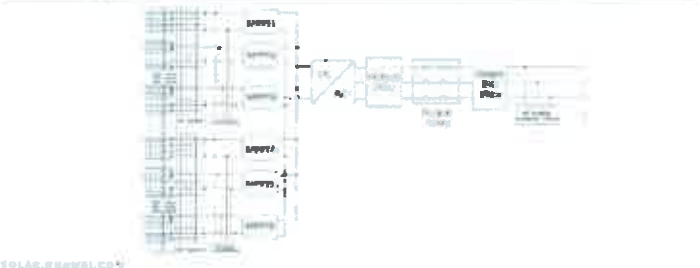
Smart String Inverter

For APAC, LATAM & EUROPE

Efficiency Curve



Circuit Diagram



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	> 99.0%
European Efficiency	> 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPPT	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/4/4/4/3/3
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Rated Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ = 1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.8 A
Max. Output Current	238.5 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicator, WLAN + APP
USB	Yes
RS485	Yes
WLAN	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	≤ 112 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart air cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m
Relative Humidity	0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector	H4/MC4/MC4-EVO / Hanwha Q CELLS
AC Connector	Support OT / DT Terminal (≤ 400 mm²)
Protection Degree	IP 66
Anti-corrosion Protection	C5 Marine
Topology	Transformerless
Standards Compliance	
	IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.

D.5. Oferta DHElectric Systems corespunzatoare scenariului 1

COMPANIE DIN DOMENIUL CONSTRUCȚIILOR
ARIPA INSTALAȚII ELECTRICE ȘI SECURITATE

PREZENTARE PROPUNERE TEHNICO – ECONOMICĂ

Obiect	**Sistem Fotovoltaic**
Către	**AEROPORTUL ORADEA**
Att.	**Departament achiziții;**
De la	**DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.** **Ing. Daniel HIRINA**
Ref/No	**DHE/4454/24.07.2024** Nr. pagini: 3xA4

DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.
ORADEA-ROMANIA
CUI: RO 34229972, J5/424/2015
Cont: -418235, Bihor
Piața Ignațiu Darabant, Nr.8A – 8B
jud. Bihor
Tel.: +4.0770.544.652
E-mail: office@dhe.ro

PREZENTARE COMPANIE

DHELECTRIC SYSTEM SRL este o companie specializată în proiectarea și instalarea de sisteme fotovoltaice și instalații electrice. Cod CAEN 4321, însă activează cu succes și pe piața rețelelor de joasă și medie tensiune din Romania, cu peste 100 posturi de transformare în portofoliu.

Compania este atestată și pentru sisteme de Securitate și detecție incendiu, cu scopul de a acoperi toate nevoile clienților săi, motiv pentru care are și un departament vast de proiectare, structurat pe domenii de activitate.

Deținem următoarele:

- ANRE C1A Nr. 19758 – proiectare joasă și medie tensiune;
- ANRE C2A Nr. 13559 – execuție lucrări de joasă și medie tensiune;
- Autorizație IGSU proiectare. Nr. A 9445/11.11.2019 și execuție Nr. A 9354/25.09.2019;
- Autorizație IGPR proiectare, execuție și mentenanță Nr. 5729/T din 09.02.2021.
- Certificări ISO: 9001 / 14001 / 45001.

Compania a fost fondată în 2015 și are sediul în Mun. Oradea, Piața Episcop Ignațiu Darabant, Nr. 8B;

Activăm pe tot teritoriul țării însă fără a ne limita, avem proiecte finalizate în: Germania, Austria și Republica Dominicană

De asemenea, participăm la Programe de finanțare cum ar fi: Casa VERDE, ElectricUP, POIM, PNRR, POC, etc. care oferă subvenții pentru instalarea surselor regenerabile de energie.

Piața țintă pentru DHE o reprezintă marii producători și consumatori de energie (fabrici, centre comerciale, complexe rezidențiale, producatori de energie ce folosesc resurse regenerabile), precum si distribuitorii de energie ce doresc sa modernizeze sistemele electrice proprii.

Am acumulat o vastă experiență în piața licitațiilor naționale și a celor din domeniul privat.

DHE – The right connections!
www.dhe.ro

Prin prezenta vă comunicăm oferta noastră fermă cu privire la proiectarea, instalarea și implementarea unui Sistem Fotovoltaic Pi=4.99 MWp după cum urmează:

Sistem Fotovoltaic 4.99 MWp					
Crt.	Articol	U.M.	Qty.	PU	Total
1	Panou fotovoltaic Alko 405W Nhype - HS	Wp	4956160	0,145 €	718.643,20 €
2	Structura 25 grade Sud	Wp	4956160	0,086 €	426.229,76 €
3	Invertor Huawei SUN2000-330KTL - 5 ani garantie, cu posibilitate de extindere pana la 30 de ani,	buc	15	8.150,000 €	122.250,00 €
4	Cablori, Protectii, Conectori, pat cablu, etc.	Wp	4956160	0,060 €	297.369,60 €
5	Smart Logger	buc	1	1.820,000 €	1.820,00 €
6	Posturi de transformare complet echipate, inclusiv racord 20kV	Set	1	330.000,0 €	330.000,00 €
7	Manopera + PIF	Wp	4956160	0,055 €	272.568,80 €
8	Protectam	buc	1	20.000,000 €	20.000,00 €
TOTAL EURO fără TVA				2.516.154,56 €	

Menționăm faptul că prezenta ofertă are ca și obiect următoarele:

- Proiectare;
- Furnizare materiale și echipamente;
- Instalare;
- Probe și verificări;
- Punere în funcțiune;
- Elaborarea dosarului de prosumator în vederea instalării unui contor cu dublu sens de către Operatorul de Distribuție – DEER ELECTRICA S.A.

Principalele echipamente sunt:

- Invertoare Huawei;
- Panouri fotovoltaice: Tier 1: Longi / ALKO / TW Solar / Trina / Canadian Solar;
- Structura de susținere certificate, fabricata in UE;
- Protectii Schrack.

DHELECTRIC SYSTEM S.R.L.
ORADEA-ROMÂNIA
CUI: RO 34128972, J5/424/2015
Ordon. - 410215, Bihor
Piața Ignațiu Dorin nr. 1A – 48
jud. Bihor
Tel.: +4.0770.844.652
E-mail: office@dhe.ro

Rămânem la dispoziția Dvs. pentru orice informație suplimentară considerată a fi necesară și vă asigurăm de tot suportul nostru tehnico-economic.

DHE – The right connections!
mg. Daniel HIRINA

D.6. Simulare Helioscope corespunzatoare scenariului 1

Annual Production Report produced by Daniel Hanu

Varianta 1 Aiko 605 Aeroport Oradea 5 MW, Oradea

Report

Project Name	Aeroport Oradea 5 MW
Project Address	Oradea
Prepared By	Daniel Hanu danielhanu@dha.ro

System Metrics

Design	Varianta 1 Aiko 605
Module DC Nameplate	4.99 MW
Inverter AC Nameplate	4.95 MW Load Ratio: 1.01
Annual Production	6.134 GWh
Performance Ratio	84.2%
kWh/kWp	1,228.0
Weather Dataset	TMY, Nikon Ged, Meteonorm 8 (meteonorm_v8)
Simulator Version	[illegible]

Project Location

Monthly Production

Sources of System Loss

Annual Production Report

Annual Production

	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,257.3	
	POA Irradiance	1,460.1	16.1%
	Shaded Irradiance	1,415.5	-3.1%
	Irradiance after Reflection	1,327.2	-6.2%
	Irradiance after Soiling	1,315.4	-1.0%
	Total Collector Irradiance	1,315.4	0.0%
Energy (kWh)	Nameplate	6,324,695.5	
	Output at Irradiance Levels	6,261,694.5	-1.0%
	Output at Cell Temperature Derate	6,129,715.4	-2.1%
	Output After Mismatch	6,081,987.4	-0.8%
	Optimal DC Output	6,059,593.2	-0.4%
	Constrained DC Output	6,059,487.7	0.0%
	Inverter Output	5,984,613.6	-1.2%
	Energy to Grid	5,959,798.7	-0.4%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		14.9 °C
	Avg. Operating Cell Temp		22.3 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours		4,41
	Solved Hours		4,41

Condition Set

Description	Condition Set 1
Weather Dataset	TMY, tilton Gol, Meteonorm (meteonorm_v8)
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng
Transposition Model	Perez Model
Temperature Model	Sandia Model

Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b	Temperature Delta
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075	3°C
	Flush Mount	-2.81	-0.0455	0°C
	East-West	-3.56	-0.075	3°C
	Carport	-3.56	-0.075	3°C

Soiling (%)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Irradiation Variance	5%
Cell Temperature Spread	4° C
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%
AC System Derate	0.50%

Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization
	ANO-M605-MAH72Mw (605w)	HelioScope	Spec Sheet Characterization, PAN

Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization
	SUN2000-330KTL-H2 (Huawei)	HelioScope	Spec Sheet

Components

Component	Name	Count
Inverter	SUN2000-330KTL-H2(Huawei)	15(4.95 MW)
Strings	10AWG(Copper)	335 (26,434.0 m)
Module	Abo, ANO-M605-MAH72Mw (605W)	8,255 (4.99 MW)

Wiring Zones

Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	12-25	Along Racking

Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Module: 25°	Module: 182°	5.6 m	2x24	132	8,255	4.99 MW

Detailed Layout

DNE

Shading Report produced by Daniel Hoina

Varianta 1 Aiko 605 Aeroport Oradea 5 MW, Oradea

Shading Heatmap

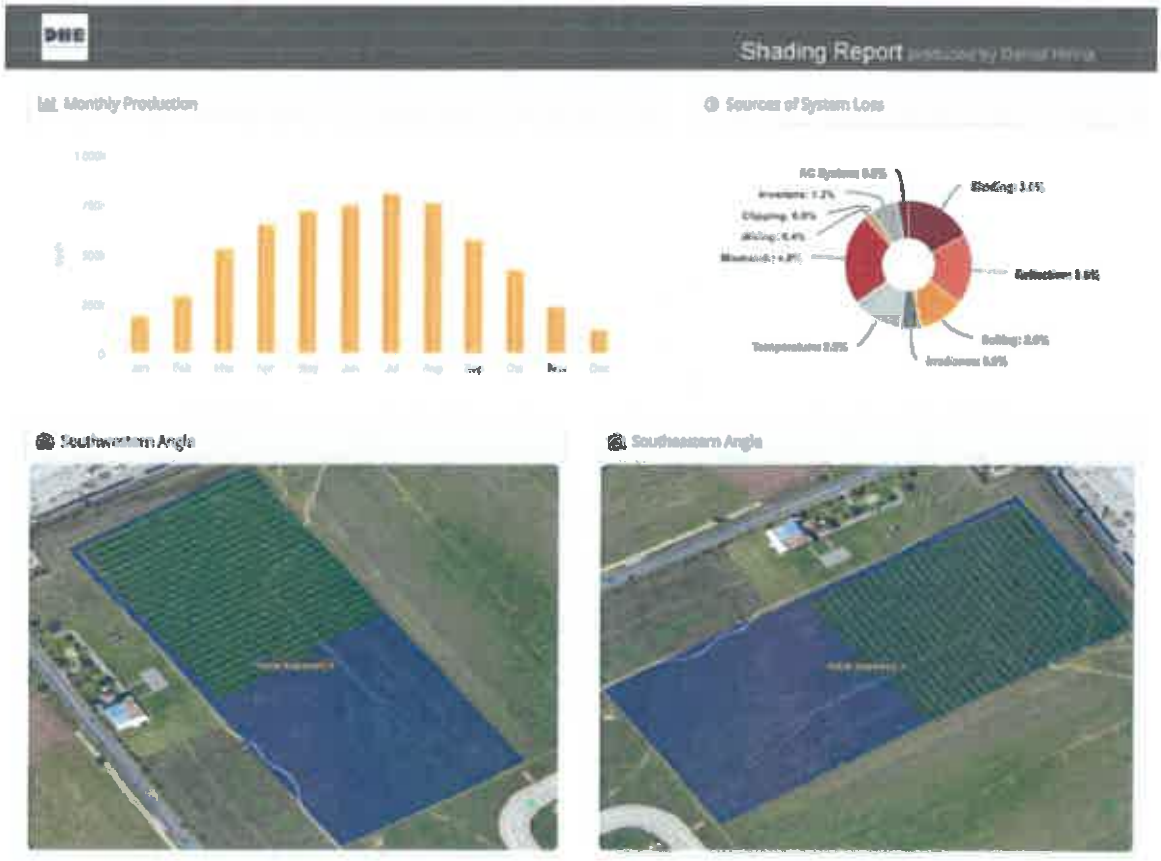
Shading by Field Segment

Description	Tilt	Azimuth	Modules	Nameplate	Shaded Irradiance	AC Energy	TOF[2]	Solar Access	Avg TSRF[2]
Field Segment 1	Module: 25.0°	Module: 192.0°	8,256	4.59 MWp	1,415.9 kWh/m²	6.13 GWh[1]	98.2%	97.6%	85.3%
Totals, weighted by MWp			8,256	4.59 MWp	1,415.9 kWh/m²	6.13 GWh	98.2%	97.6%	85.3%

[1] Approximate, varies based on inverter performance
[2] Based on location-specific irradiance of 1,440 kWh/m² at 25.0° tilt and 192.1° azimuth

Solar Access by Month

Description	jan	feb	mar	apr	may	jun	jul	aug	sep	oct	nov	dec
Field Segment 1	89%	91%	96%	98%	98%	99%	98%	98%	98%	97%	73%	88%
AC Power (kWh)	194,894.0	297,008.4	516,948.1	657,685.6	727,671.5	758,384.9	816,682.2	765,350.0	679,765.0	490,115.2	243,118.7	128,891.3


Shading Report
Monthly Production
Sources of System Loss
Southwestern Angle
Southeastern Angle

DNE

Design Overview produced by Daniel Hirina

Varianta 1 Aiko 605 Aeroport Oradea 5 MW, Oradea

Design

Design	Varianta 1 Aiko 605
DC Nameplate	4.99 MW
AC Nameplate	4.55 MW (1.09 DC/AC)
Last Modified	Daniel Hirina (Today at 9:56 AM)

Project Location

Components

Component	Name	Count
Inverters	SUN2000-330KTL-H2 (Huawei)	15 (4.95 MW)
Strings	10 AWG (Copper)	336 (35,478.1 m)
Modules	Aiko, AIKO-A605-MAH72Mw (605W)	8,256 (4.99 MW)

Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intra-row Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Portrait (Vertical)	Modules: 25°	Modules: 102°	5.5m	2x26	176	8,256	4.99 MW

Wiring Zones

Description	Combiner Poles	Stringing	Stringing Strategy
Wiring Zone		14-24	Along Racking

Detailed Layout

D.7. Oferta Specchio Solare corespunzatoare scenariului 2

SPECCHIO SOLARE
+40 753.577.339
specchio.solare.ro@gmail.com

Oferta-Kit complet
Sistem fotovoltaic

Oferta catre: **AEROPORTUL ORADEA R.A.**

Sistem fotovoltaic 4.98 MW

Crt.	Articol	U.M	Cantitate	Pret/KW	Total
1	Panou fotovoltaic Aiko 440W Ntype-15	KW	4984	160 €	797.491,20 €
2	Structura 25 grade Sud	KW	4984	110 €	548.275,20 €
3	Invertor Huawei SUN2000 100KTL - 5 ani garantie cu posibilitate de extindere pana la 30 ani.	BUC	50	4.250,000 €	212.500,20 €
4	Cabluri, Protectii, Conexiuni, pat cablu, etc.	KW	4984	80 €	398.745,60 €
5	Smart Logger	BUC	1	1.800,000 €	1.800,000 €
6	Posturi de transformare complet echipate, inclusiv racord 20 Kv	SET	1	600.000,000 €	600.000,000 €
7	Manopera+PIF	KW	4984	80 €	398.745,60 €
8	Proiectare	BUC	1	20,000 €	20.000,00 €
	TOTAL EURO fara TVA				[illegible]

Data:
26.07.2024

Intocmit de catre:
Sabau Ionut

Conditii de plata:

75% avans, la semnarea contractului
25% la finalizarea sistemului
Executia se va incepe in maxim 30 de zile de la achitarea avansului (exceptie conditii de vreme extrema, furtuni, cutremure, avalanse etc)

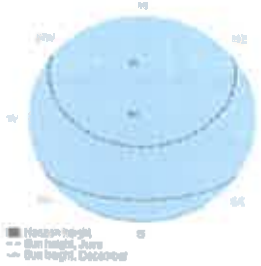
SPECCHIO SOLARE
+40 753.577.339
specchio.solare.ro@gmail.com

D.8. Estimarea generării in primul an utilizând programe de specialitate pentru scenariul 2

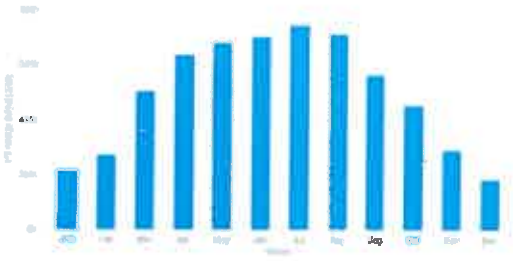
PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:		Simulation outputs	
Latitude/Longitude:	47.088,21.907	Slope angle:	25 °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	0 °
Database used:	PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production:	5978339.08 kWh
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	1531.22 kWh/m²
PV installed:	4084.32 kWp	Year-to-year variability:	227591.70 kWh
System loss:	14 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence:	-2.08 %
		Spectral effects:	1.23 %
		Temperature and low irradiance:	-7.28 %
		Total loss:	-21.67 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:

Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	213250.30.4	40725.1	
February	272468.85.5	50644.9	
March	508345.829.0	99253.6	
April	637331.281.9	88100.4	
May	685100.877.9	70012.1	
June	704932.290.4	51032.1	
July	747974.500.2	64287.6	
August	715928.951.5	73469.8	
September	566084.946.5	60069.4	
October	453125.113.0	67641.1	
November	291217.20.3	49492.1	
December	185428.44.6	42233.6	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

PVGIS ©European Union, 2001-2024.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/07/29