

CONȚINUT CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE PENTRU BENEFICIARI

PUBLICI

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

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

***„Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei
electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum din cadrul
Programului – cheie – Surse regenerabile de energie și stocarea
energiei – Fondul pentru Modernizare”***

Digitally signed by Cristian-Elly Palistaru
Date: 2023.12.08 13:57:05 EET



Bucutea
George-
Mihai

Digitally signed by
Bucutea George-
Mihai
Date: 2026.02.12
11:05:18 +02'00'

Firmă
Atestată
A.N.R.E.

- instalații electrice, civile și industriale
- bransamente electrice
- iluminat stradal
- proiectare și consultanță

- linii electrice JT - MT
- posturi transformare
- livrări echipamente și soluții energetice 0.4-110kV
- DEFECTOSCOPIE / AUTOLABORATOR PRAM

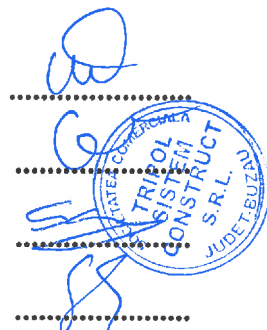
FOAIE DE SEMNATURI

PROIECTANT GENERAL: **TRIPOL SISTEM CONSTRUCT S.R.L.**

ADMINISTRATOR: **Silviu Cornel MIHALCEA**

COLECTIV DE ELABORARE:

- Manager de proiect: **MIHALCEA SILVIU CORNEL**
- Proiectant de specialitate: **CRISAN ALIN**
- Responsabil financiar: **SAMOILA LAZAR CRISTIAN**
- Responsabil tehnic: **SADOVEI IULIAN**



Firmă
Atestată
A.N.R.E.

- instalații electrice, civile și industriale
- bransamente electrice
- iluminat stradal
- proiectare și consultanță

- linii electrice JT - MT
- posturi transformare
- livrări echipamente și soluții energetice 0.4-110kV
- DEFECTOSCOPIE / AUTOLABORATOR PRAM

Cuprins

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII	7
1.1 DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	7
1.2 ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR	7
1.3 ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR).....	7
1.4 BENEFICIARUL INVESTIȚIEI.....	7
1.5 ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE	8
1.5.1 Subcontractori.....	8
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	8
2.1 CONCLUZIILE STUDIULUI DE PREFEZABILITATE PRIVIND SITUAȚIA ACTUALĂ, NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA PROMOVĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI SCENARIILE / OPȚIUNILE TEHNICO – ECONOMICE IDENTIFICATE SI PROPUSE SPRE ANALIZA.....	8
2.2 PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE	8
2.2.1 Restricții privind impactul asupra mediului	13
2.3 ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR	14
2.3.1 Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului	14
2.3.1.1 Structura producției de energie electrică din România	14
2.3.1.2 Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie	16
2.3.2 Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului	19
2.3.3 Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite	19
2.3.4 Existența unor rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate	20
2.3.5 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar:.....	20
2.4 ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII	25
2.4.1 Cererea și oferta de energie la nivel național	25
2.4.2 Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni:	27
2.4.3 Scurtă Descriere administrativă a Beneficiarului	29
2.4.4 Potențialul solar al României	34
2.5 OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE...	35
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	36
3.1 PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI	36

3.1.1 Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului	36
3.1.2 Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile	36
3.1.3 Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite	36
3.1.4 Surse de poluare existente în zonă.....	37
3.1.5 Date climatice și particularități de relief.....	37
3.1.6 Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare	40
3.1.7 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar	40
3.2 DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUȚIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ.....	41
3.2.1 Sinteza soluțiilor tehnice analizate	41
3.2.2 Evaluarea potențialului solar.....	41
3.2.3 Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV de 500 Wp	45
3.2.4 Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 590 Wp.....	48
3.3 COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI.....	59
3.3.1 Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV de 550 Wp	59
3.3.2 Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 590 Wp.....	62
3.5 COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE SI MENTENANTA	64
3.4 STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ SI STABILITATE A TERENULUI, ETC	67
3.4.1 Studiu Topografic	67
3.4.2 Studiu Geotehnic.....	67
3.4.3 Studiu de Stabilitate a Terenului.....	67
3.4.4 Studiu de Rezistență Structurală.....	67
3.5 GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI	68
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO- ECONOMICE PROPUSE....	69
4.1 PREZENTAREA CADRULUI DE ANALIZĂ, INCLUSIV SPECIFICAREA PERIOADEI DE REFERINȚĂ ȘI PREZENTAREA SCENARIULUI DE REFERINȚĂ.....	69
4.2 ANALIZA VULNERABILITĂȚILOR CAUZATE DE FACTORI DE RISC, ANTROPICI, NATURALI INCLUSIV DE SCHIMBĂRI CLIMATICE CE POT AFECTA INVESTIȚIA.	70
4.3 SITUAȚIA UTILITĂȚILOR ȘI ANALIZA DE CONSUM: NECESARUL DE UTILITĂȚI ȘI DE RELOCARE/PROTEJARE, DUPĂ CAZ; SOLUȚII PENTRU ASIGURAREA UTILITĂȚILOR NECESARE.....	80
4.4 SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	81
4.4.1 Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;.....	81
4.4.2 Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;	81
4.4.3 Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor	

protejate, după caz;	82
4.4.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.	83
4.5 ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, CARE JUSTIFICĂ DIMENSIONAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.	83
4.6 ANALIZA FINANCIARĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ FINANCIARĂ: FLUXUL CUMULAT, VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE; SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ	84
4.6.1 Scenariul 1- Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 500 Wp versus Scenariul în care nu se va realiza nici o investiție	87
4.6.2 Scenariul 2 - Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 590 Wp -versus scenariul în care nu s-ar realiza nici o investiție de către beneficiar.....	93
4.6.3 Concluzie.....	97
4.7 ANALIZA ECONOMICĂ, INCLUSIV CALCULAREA INDICATORILOR DE PERFORMANȚĂ ECONOMICĂ: VALOAREA ACTUALIZATĂ NETĂ, RATA INTERNĂ DE RENTABILITATE ȘI RAPORTUL COST-BENEFICIU SAU, DUPĂ CAZ, ANALIZA COST-EFICACITATE.....	102
4.7.1 Scenariul 1	103
4.7.2 Scenariul 2	108
4.7.3 Concluzie.....	113
4.8 Analiza de sensibilitate	114
4.9 ANALIZA DE RISCURI, MĂSURI DE PREVENIRE/DIMINUARE A RISCURILOR	116
5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO ECONOMICA, OPTIMA SI RECOMANDATA.....	120
5.1 COMPARATIA SCENARIILOR /OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR	120
5.2 SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)	122
5.3 DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIME RECOMANDATE PRIVIND	123
5.3.1 Obținerea și amenajarea terenului.....	123
5.3.2 Asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului	123
5.3.3 Soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși	123
5.3.4 Probe tehnologice și teste.....	124
5.4 PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:.....	125
5.4.1 Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA.....	125
5.4.2 Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare	126

5.4.3 Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.	126
5.5 PREZENTAREA MODULUI ÎN CARE SE ASIGURĂ CONFORMAREA CU REGLEMENTĂRILE SPECIFICE FUNCȚIUNII PRECONIZATE DIN PUNCTUL DE VEDERE AL ASIGURĂRII TUTUROR CERINȚELOR FUNDAMENTALE APLICABILE	126
5.6 NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI	130
6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME	131
6.1 CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBȚINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE	131
6.2 EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ, CU EXCEȚIA CAZURILOR SPECIALE, EXPRES PREVĂZUTE DE LEGE	131
6.3 ACTUL ADMINISTRATIV AL AUTORITĂȚII COMPETENTE PENTRU PROTEȚIA MEDIULUI, MĂSURI DE DIMINUARE A IMPACTULUI, MĂSURI DE COMPENSARE, MODALITATEA DE INTEGRARE A PREVEDERILOR ACORDULUI DE MEDIU ÎN DOCUMENTAȚIA TEHNICO-ECONOMICĂ	131
6.4 AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR	132
6.5 STUDIU TOPOGRAFIC, VIZAT DE CĂTRE OFICIUL DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ	132
6.6 AVIZE, ACORDURI ȘI STUDII SPECIFICE, DUPĂ CAZ, ÎN FUNCȚIE DE SPECIFICUL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ȘI CARE POT CONDIȚIONA SOLUȚIILE TEHNICE	132
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	133
7.1 INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI	133
7.2 STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI	133
7.3 STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE	137
7.4 RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE	138
8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI	141
BIBLIOGRAFIE	144
Anexa 1 Extras de Carte Funciara pentru informare	148
Anexa 2 Decizia etapei de evaluare initiala	155
Anexa 3 fise tehnice	157

A. PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1 DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

Elaborarea Studiului de Fezabilitate **pentru „Instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile(panouri fotovoltaice) la I.J.J. BRAȘOV din cadrul proiectului „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum din cadrul Programului – cheie – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei – Fondul pentru Modernizare”**

1.2 ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR

- **Unitatea Militara 0391 Brasov;**
-

1.3 ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERȚIAR)

Nu este cazul.

1.4 BENEFICIARUL INVESTIȚIEI

- **Unitatea Militara 0391 Brasov**
-

1.5 ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

- **Societatea** TRIPOL SISTEM CONSTRUCT SRL
- **Sediu social:** Mun. Buzau, str. Nicu Constantinescu, nr. 68, jud Buzau
- **E-mail:** contact@tripolsistem.ro
- **Site:** <https://tripolsistem.ro/>
- **Tel:** + 40 740 226 741
- **CUI:** RO 40637380 / **ONRC** J10/345/2019

1.5.1 Subcontractori

Nu este cazul.

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

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

Nu a fost realizat un studiu de Prefezabilitate în prealabil.

2.2 PREZENTAREA CONTEXTULUI: POLITICI, STRATEGII, LEGISLAȚIE ȘI ACORDURI RELEVANTE, STRUCTURI INSTITUȚIONALE ȘI FINANCIARE

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

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea

calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor **și dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.**

Producerea energiei din surse regenerabile contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit obiectivul ca, până în 2030, 32 % din consumul de energie al UE să provină din surse regenerabile de energie. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții ale UE în materie de climă, colegiitorii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici viitor pentru perioada de după 2030.

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

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030.

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

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

- **Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;**
- **LEGE nr. 220 din 27 octombrie 2008** pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie cu modificările și completările ulterioare
- **Ord. 85/2021** privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare

Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului a instituit un sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune, pentru a promova reducerile emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40 % față de nivelurile din 1990. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel național, care a fost prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015. Realizarea unor reduceri suplimentare ale emisiilor reprezintă o provocare. Prin urmare acest demers va necesita investiții publice masive și eforturi sporite pentru a direcționa capitalul privat către acțiuni în domeniul climei și al mediului, evitându-se totodată continuarea unor practici care nu au un caracter durabil. UE trebuie să se afle în prima linie a coordonării eforturilor internaționale în direcția creării unui sistem financiar coerent care să sprijine identificarea de soluții durabile. Aceste

investiții inițiale reprezintă, de asemenea, o ocazie de a înscrie decisiv Europa pe o nouă traiectorie de creștere durabilă și favorabilă incluziunii. Pactul ecologic european va accelera și va sprijini tranziția necesară în toate sectoarele.

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

1. **Facilitatea de Redresare și Reziliență**, un cadru care va pune la dispoziție 672,5 miliarde EUR în împrumuturi și subvenții pentru a sprijini reformele și investițiile în țările membre. 37% din cheltuieli vor fi direcționate către investiții și reforme climatice.

Prin componenta de investiții 1 din PNRR privind Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile, Romania va aloca în jur de 460 mil. Euro.

2. **Mecanismul de Tranziție Justă**, factorul cheie al Pactul Verde European, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition” cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).
3. **Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile**, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie;
4. **Fondul pentru Modernizare** se adresează proiectelor de eficiență energetică. Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.
5. **Fondul pentru Inovare** (10 miliarde EUR) se concentrează pe investiții în tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor.

Companiile, entitățile publice și organizațiile internaționale au posibilitatea de a obține până la 60% din costurile legate de inovație pentru astfel de proiecte.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de până la **96,53 EUR/certificat** la **18.08.2022**, după cum se poate observa și în **Figura 2.1**, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MWt [1] a crescut sensibil.

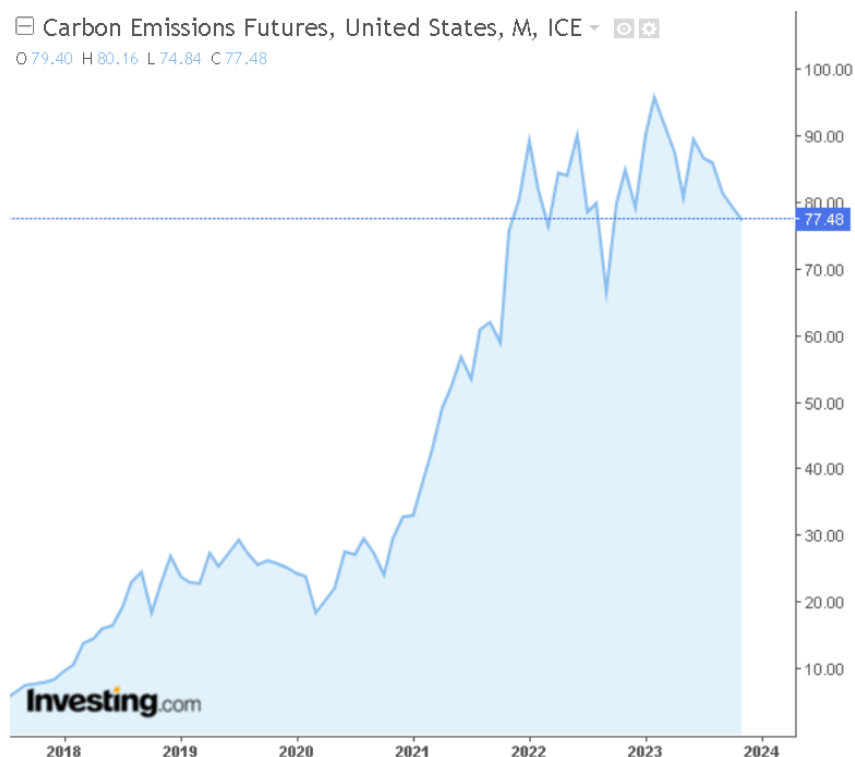


Figura 2.1 – Evoluția prețului certificatelor EUA în perioada 2018 – 2023

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

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO₂ pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO₂ echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

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

2.2.1 Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțărilor pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWhe produs.

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

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

Ținând cont de faptul că toate amplasamentele propuse pentru analiză / la nivelul cărora se va dezvolta obiectivul de investiții sunt încadrate în intravilan iar capacitățile fotovoltaice propuse vor avea o putere instalată mai mică de 400 kWp, nu va fi necesară obținerea Autorizației de Construire (conform Legii nr. 50 și a prevederilor legislației primare privind prosumatorii) și nici evaluarea impactului asupra mediului.

2.3 ANALIZA SITUAȚIEI EXISTENTE ȘI IDENTIFICAREA DEFICIENȚELOR

2.3.1 Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului

2.3.1.1 Structura producției de energie electrică din România

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (**a se vedea Figura 2.2**). Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

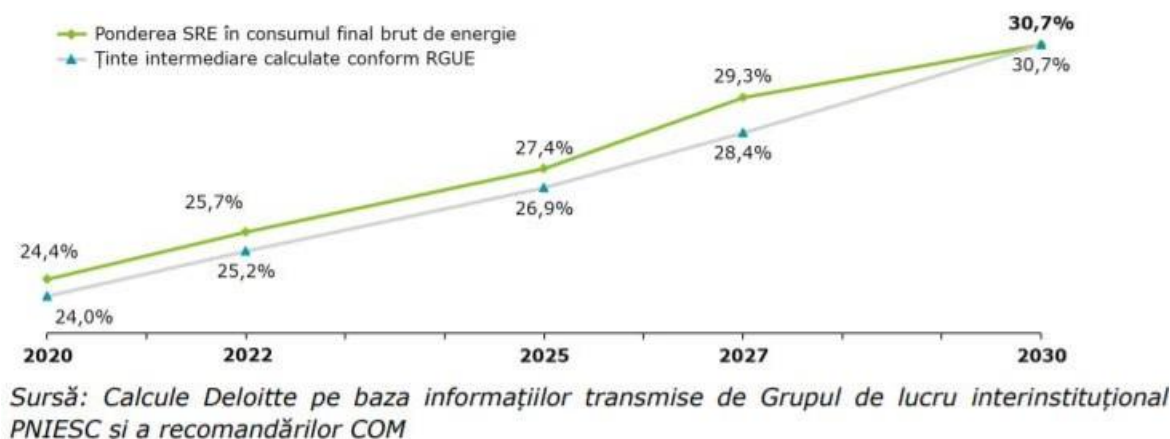


Figura 2.2 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

România a ales să adopte o abordare relativ prudentă cu privire la nivelul de ambiție, ținând cont de particularitățile naționale care țin atât de stabilitatea și siguranța SEN și necesitatea capacităților de stocare, precum și de impactul asupra prețului la consumator a costurilor de investiții, dar și având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuiuri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii. Contribuția României la atingerea țăintelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul din Figura 2.3 pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.

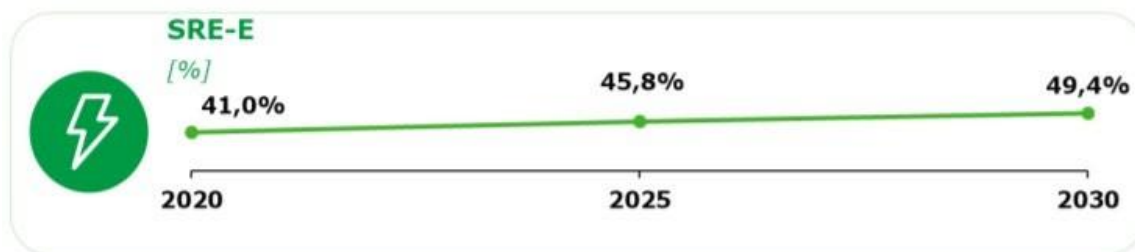


Figura 2.3 – Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 – 2030

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

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

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

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

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

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

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

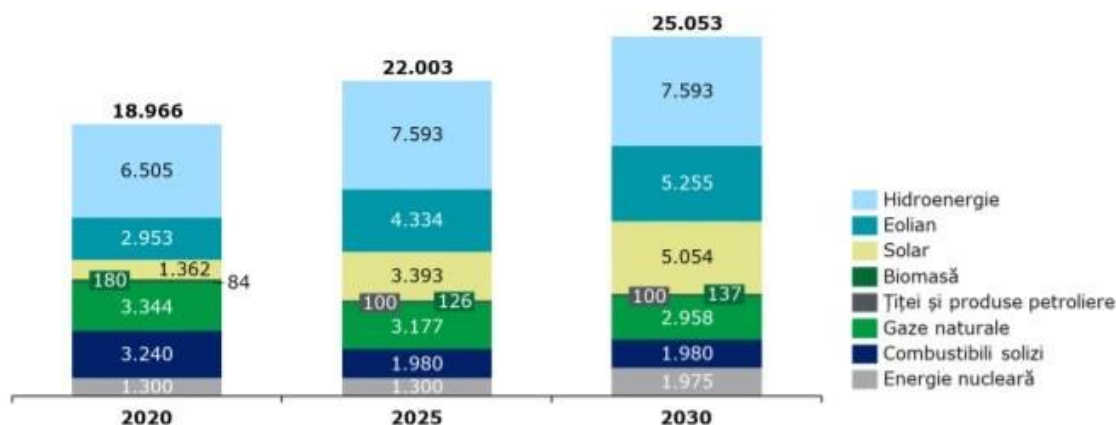


Figura 2.5 – Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă

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

a) **EOLIAN:**

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

b) **FOTOVOLTAIC:**

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

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

- **Eolian ~ 3 GW capacitate instalată repowering;**
- **Solar ~ 1,35 GW capacitate instalată repowering.**

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

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

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat. Impactul pozitiv se poate vedea în special în reducerea dependenței de importuri din țări terțe, de la un nivel de 20,8% în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană.

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

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

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându-se între 66% și 75% în privința

raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune oferite.

Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2018-2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 15,4% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier ca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de interconectare de cel puțin 15,4% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă soluție de producere descentralizată a energiei electrice din punct de vedere financiar în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acesteia la creșterea continuității în alimentare a acestuia.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în M., „A review on peak load shavings strategies,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, F. R. M. F. A. S. A. H. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin, abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice. Costul marginal pe termen lung (CMTL) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat.

Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport-distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă

majoră a companiilor din sectorul energetic.

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

Tranziția către neutralitate din punct de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea CAPEX-ului aferent producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului.

Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia, pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

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

2.3.2 Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului

Conturul energetic supus analizei energetice la nivelul căruia se dorește implementarea proiectului propus este reprezentat de conturul energetic aparținând Inspectoratului de Jandarmi Județean „Nicolae Titulescu” Brașov, situat în mun. Brașov, str. Vasile Goldis, nr. 1-3. Implementarea proiectului se va realiza la nivelul unui teren încadrat în intravilanul municipiului Brașov, identificat în Extras de carte funciara prin numărul cadastral 128227 în suprafață totală de 17.384 m²

Terenul nu este grevat de sarcini, nu se află în zona protejată, nu este trecut pe lista monumentelor istorice și nu sunt interdicții temporare de construire.

2.3.3 Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Pentru maximizarea producției de energie electrică, centralele fotovoltaice vor fi dezvoltate prin instalarea modulelor PV pe direcția **SUD**, la o înclinare de **30 de grade**.

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul conturilor energetice, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre șiruri și invertoare, distanța dintre

invertoare și Posturile de Transformare ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în **Planul de Amplasament Propus**, anexat prezentei lucrări.

De asemenea, se propune analiza potențialului de dezvoltare a unor proiecte de producere distribuită a energiei electrice din surse regenerabile pentru asigurarea unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică aferent consumului propriu.

Scopul proiectului este acela ca **UNITATEA MILITARA 0391 BRASOV** să dobândească calitatea de producător de energie electrică pentru consum propriu din surse regenerabile de energie.

Drept urmare, a fost realizată o analiză a necesarului de energie electrică la nivelul conturului energetic al Beneficiarului, prin analiza facturilor de energie electrică pentru fiecare dintre punctele de consum vizate de dezvoltarea proiectului.

2.3.4 Existența unor rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare / protejare, în măsura în care pot fi identificate

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

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

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

La momentul elaborării prezentului Studiu de Fezabilitate, nu a fost demarată procedura de evaluare a caracteristicilor geofizice ale terenului.

Punct de producție I.J.J. Brasov – str. Vasile, Goldis, nr. 1-3, mun Brasov

Terenul în suprafața de 17.384,00 m², 1,73 h



Figura 2.6 – Sediul I.J.J. Nicolae Titulescu Brasov

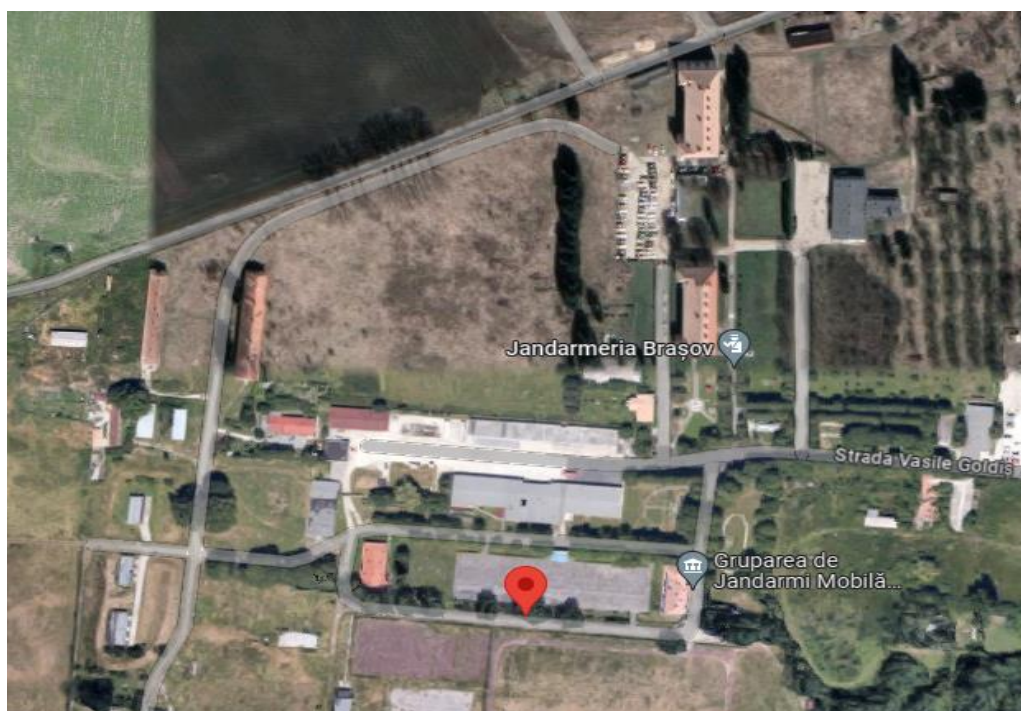


Figura 2.7 – Vedere de ansamblu locație – Sediul I.J.J. Nicolae Titulescu Brasov

În prezent, resursele energetice sunt contorizate doar la nivelul punctelor de decontare (contoare generale), în punctele de măsurare a energiei electrice.

În ceea ce privește consumul de energie electrică al **I.J.J. Nicolae Titulescu Brasov**, în baza datelor istorice furnizate de către Beneficiar, a fost realizată o analiză anuală cu agregare lunară ce relevă

(a se vedea tabelul de mai jos) faptul că în ultimele 12 luni a fost înregistrat un consum mediu lunar de energie electrică de **33810 kWh**, înregistrându-se un consum anual total de **405718 kWh**.

2022	Consum actual	Consum suplimentar	Consum total estimat
luni	kWh	kWh	kWh
IAN	47.241	92.095	139.336
FEB	40.816	92.095	132.911
MAR	43.099	92.095	135.194
APR	32.945	92.095	125.040
MAI	17.024	92.095	109.119
IUN	39.376	92.095	131.471
IUL	19.382	92.095	111.477
AUG	21.392	92.095	113.487
SEP	26.629	92.095	118.724
OCT	34.732	92.095	126.827
NOV	38.196	92.095	130.291
DEC	44.886	92.095	136.981
medie	33.810	92.095	125.905

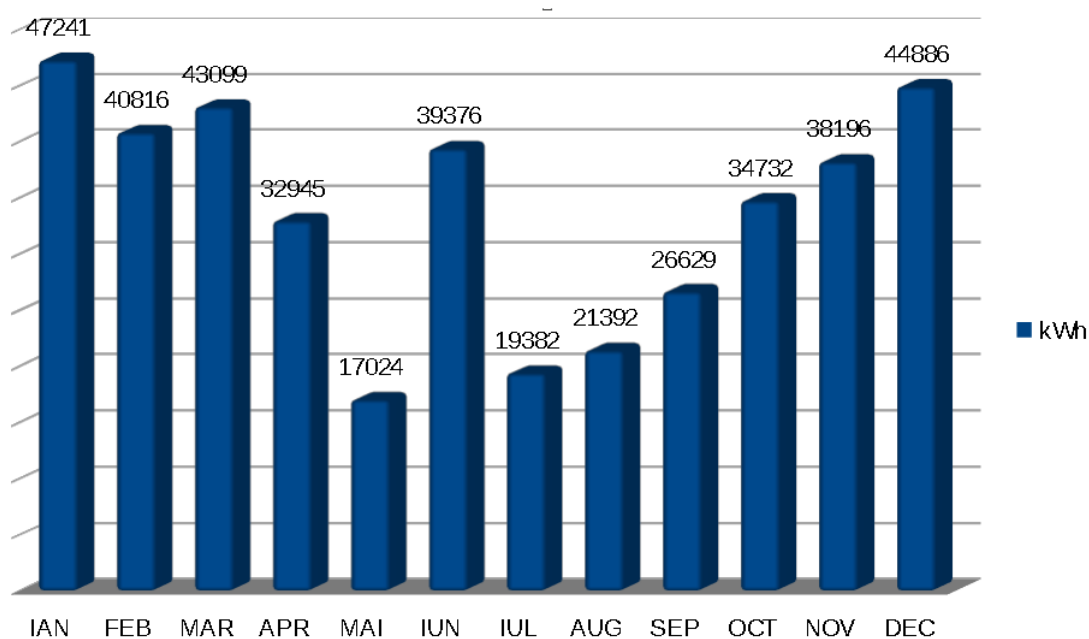


Figura 2.8 – Evoluția consumului lunar de energie electrică la nivelul I.J.J. Nicolae Titulescu Brasov

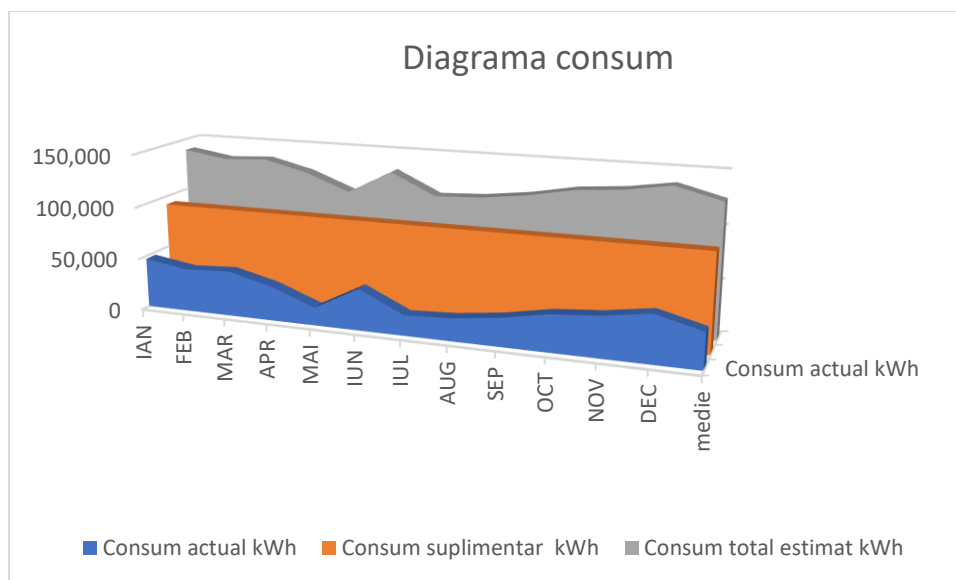


Figura 2.9 – Previziunile consumului lunar de energie electrică la nivelul I.J.J. Nicolae Titulescu Brasov

Factorul de conversie în emisii echivalente de gaze cu efect de seră se exprimă în kg CO₂/kWh. Pentru determinarea emisiilor echivalente de CO₂, factorul de conversie pentru energie electrică din Sistemul Energetic Național (utilizată de clădire) sau exportată în Sistemul Energetic Național este de 0,265 t CO₂/MWh.

Factorul de conversie în tone echivalent petrol (tep) este de 11,63 tep/MWh.

	valoare	U.M.
consum anual	405,718	MWh
factor conversie	0,265	t CO ₂ /MWh
amprenta CO ₂	107,52	t CO ₂
factor conversie	11,63	tep/MWh
amprenta tep	34,89	tep

Amprenta de mediu pentru obiectivul respectiv

În perimetrul aceleași unități, la momentul elaborării prezentului studiu se află în fază de execuție un proiect de dezvoltare a unui obiectiv care, odată pus în funcțiune, va constitui un consumator important de energie electrică. O parte din această energie va putea fi furnizată de centrala fotovoltaică ce face obiectul studiului. Cu privire la datele privind

consumul anual sau a consumului mediu lunar specific noului obiectiv nu există date istorice, însă beneficiarul a pus la dispoziție un breviar de calcul aferent instalațiilor electrice ale noului obiectiv. Din acesta reiese faptul că puterea instalată este de 146,15 kW iar puterea maximă absorbită simultan ar putea fi de 127,91 kW. Acest lucru poate sta la baza aproximării unui consum maximal de energie de circa 92095,2 kWh lunar, respectiv, 1105142,4 kWh anual.

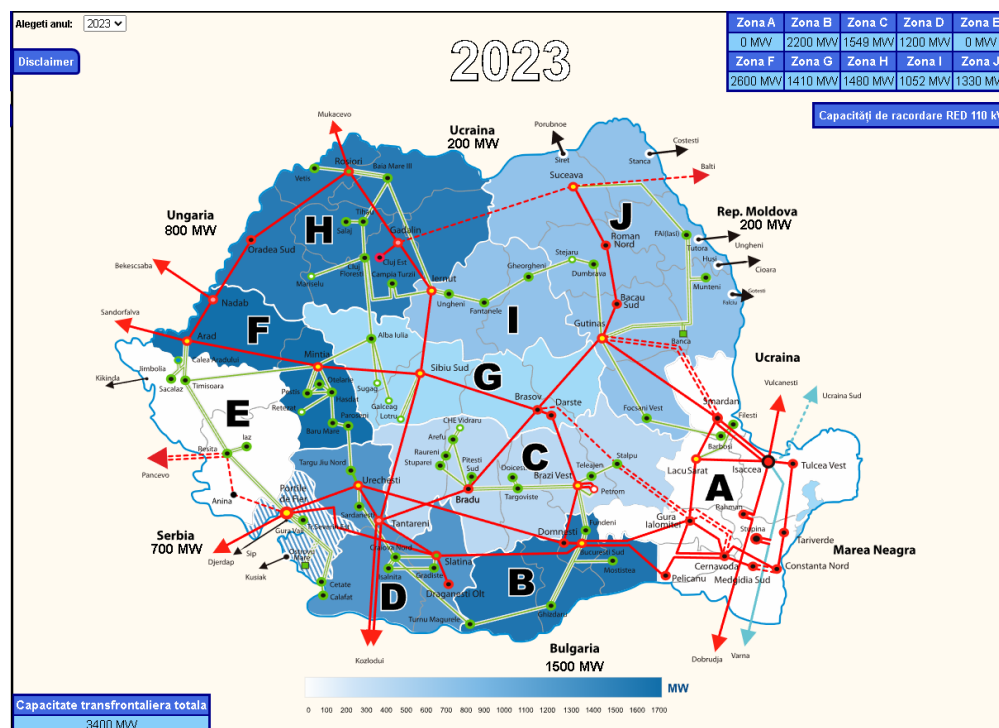
Astfel, în cazul în care consumul istoric al unității se va menține și la acesta se va adăuga consumul maxim ce reiese din aproximarea făcută, necesarul anual de energie electrică al Beneficiarului poate suferi un salt de la aproximativ 405 MWh la peste 1510 MWh anual.

Întrucât consumul noului obiectiv nu poate fi determinat cu exactitate, premisa care stă la baza dimensionării instalației fotovoltaice rămâne consumul istoric înregistrat. Coroborat cu obiectivul declarat ca instalația să funcționeze pentru a asigura autoconsumul într-o proporție cât mai mare, însă anticipând un consum superior celui înregistrat și pentru a putea beneficia totodată de avantajele compensării cantitative a energiei active furnizate în sistemul energetic național în calitate de prosumator, instalația fotovoltaică nu va depăși capacitatea instalată de 400 kW.

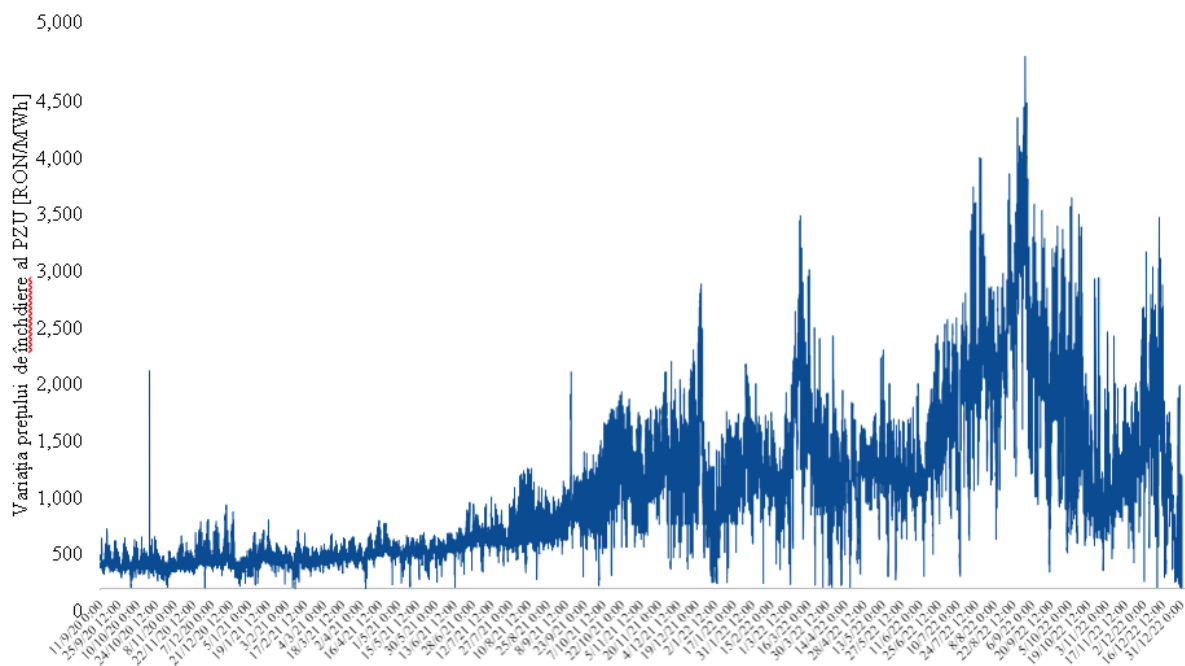
2.4 ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII, INCLUSIV PROGNOZE PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG PRIVIND EVOLUȚIA CERERII, ÎN SCOPUL JUSTIFICĂRII NECESITĂȚII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ANALIZA CERERII DE BUNURI ȘI SERVICII

2.4.1 Cererea și oferta de energie la nivel național

Din punct de vedere al analizei congestiei rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta capacității de racordare disponibile, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă de capacitate de transport. Se poate observa în figura de mai jos că la nivelul anului 2023, în zona de interes, capacitatea de racordare raportată este de 1410 MW



În ceea ce privește analiza cererii de energie la nivel național, Prestatorul a realizat o analiză de piață bazată pe evoluția istorică a piețelor de energie, pe baza arhivelor puse la dispoziție de către Operatorul de Piață (OPCOM). Se observă că în perioada de analiză 11.09.2020 – 31.12.2022, prețul mediu de închidere al PZU a crescut cu peste 300%. Cu toate că o asemenea rată de creștere a prețului energiei electrice este generată de un context socio-politic aparte, nu se poate menține pe termen mediu / lung.



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

În ceea ce privește Prețul Mediu de Închidere al PZU agregat orar, s-a realizat o analiză orară multi-lunară, a acestor valori. Matricea de repartitie orară a prețurilor energiei electrice, pentru o săptămână medie, este prezentată în tabelul de mai jos

Matricea PMI PZU (RON/MWh), săptămână medie
(perioada 11.09.2020 – 31.12.2022)

ORA	Luni	Marti	Miercuri	Joi	Vineri	Sâmbătă	Duminică
0:00	660,32	616,54	785,44	794,41	790,94	757,72	739,06
1:00	580,65	572,55	730,58	735,98	730,44	702,32	712,78
2:00	545,09	515,27	701,87	702,03	691,29	672,38	682,66
3:00	496,11	475,66	662,84	674,17	642,42	640,30	636,58
4:00	477,18	455,58	654,37	651,85	623,52	620,58	624,17
5:00	482,21	505,56	704,51	698,38	663,47	658,29	632,25
6:00	532,25	640,26	809,25	807,27	757,81	753,84	666,11
7:00	608,15	798,96	958,70	947,76	912,40	873,76	740,95
8:00	685,87	950,66	1.077,49	1.079,52	1.022,03	966,41	801,59
9:00	741,25	1.025,56	1.140,04	1.141,26	1.086,22	990,02	838,20
10:00	760,74	1.018,73	1.129,18	1.101,66	1.045,55	972,02	845,94
11:00	743,60	958,06	1.040,94	1.003,80	968,40	897,96	813,10
12:00	716,26	924,28	993,95	958,21	908,14	857,52	779,48

13:00	688,66	886,57	933,24	912,80	865,43	823,90	734,12
14:00	636,29	873,90	877,73	878,83	838,20	787,50	698,87
15:00	629,83	862,25	862,19	877,00	815,63	769,82	684,17
16:00	657,20	885,23	907,98	918,18	864,31	801,70	706,82
17:00	737,22	946,27	963,14	967,36	929,39	849,57	761,32
18:00	827,66	998,58	1.038,46	1.042,92	993,88	918,17	834,84
19:00	906,79	1.079,88	1.119,21	1.129,31	1.063,69	1.001,24	914,08
20:00	928,02	1.095,87	1.154,98	1.149,34	1.070,02	1.022,76	938,04
21:00	885,88	1.051,43	1.085,16	1.083,51	1.013,31	985,89	895,64
22:00	799,33	952,61	969,34	978,22	908,20	887,20	840,07
23:00	714,63	863,61	882,36	882,90	814,96	808,78	742,73

2.4.2 Efectul politicilor Europene și naționale asupra cererii. Previziuni:

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

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de centrale vechi) până în 2030. Acest lucru **crează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile**.

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

La nivelul Uniunii Europene, conform previziunilor, în anul 2021 s-a înregistrat o creștere semnificativă a cererii pentru energie solară. La nivelul celor 27 de state membre au fost instalate facilități de producție energie din surse solare reprezentând aproximativ 25,9 GW reprezentând o creștere de 34% față de capacitățile reprezentând 19,3 GW instalate în anul 2020 la nivelul Uniunii Europene. Capacitățile instalate în anul 2021 reprezintă un record de capacități de producție instalate într-un singur an, depășind recordul prealabil de 21,4 GW din anul 2011.

Cel mai mare producător de energie din surse solare de la nivelul Uniunii Europene este Germania, care doar în anul 2021 a instalat capacități de producție reprezentând 5,3 GW, urmată de Spania cu 3,8 GW, Olanda cu 3,3 GW, Polonia cu 3,2 GW și Franța cu 2,5 GW. Capacitățile de producție de energie din surse solare la nivelul Uniunii Europene reprezintă 196.23 GW în anul 2020, cu o creștere de 19% față de anul 2019 când capacitățile totale de

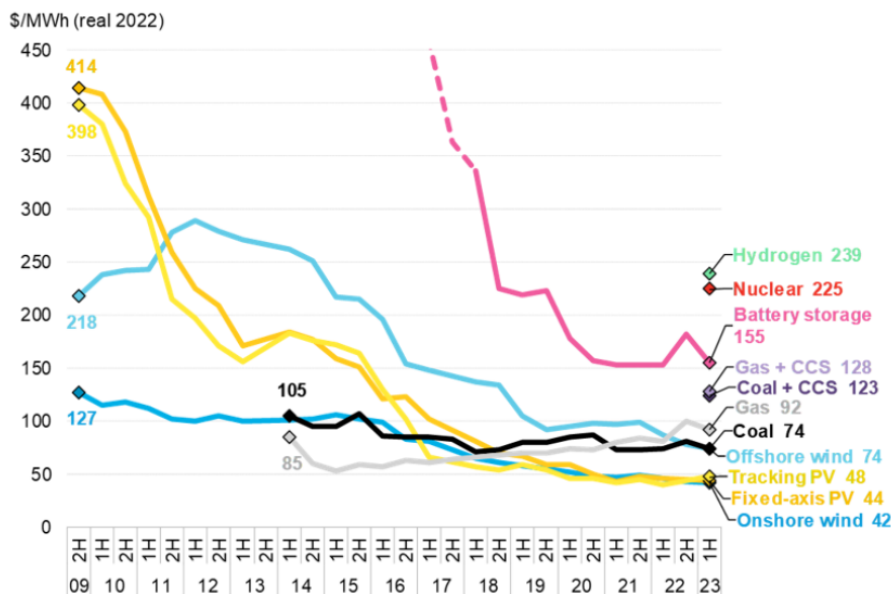
producție reprezentau 164,9 GW. Producția de energie din surse solare este dominată de două state la nivelul European, Germania și Italia, care împreună dețin facilități de producție de peste 50% din totalul capacităților existente la nivelul Uniunii Europene.

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

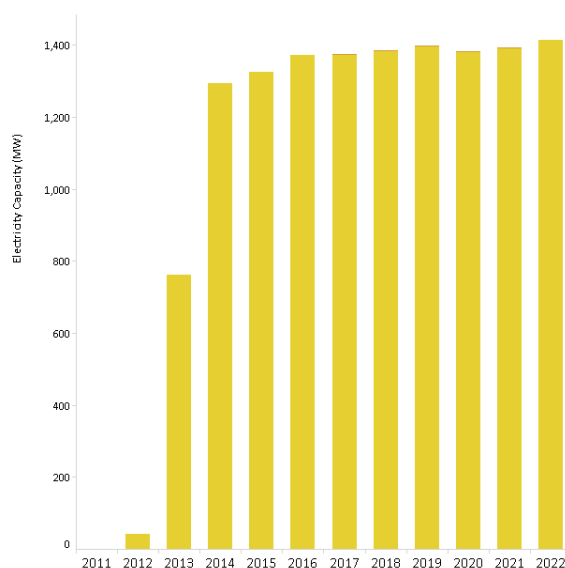
Conform prognozelor pentru perioada 2022 – 2025 este așteptat ca instalarea capacităților de producție energie din surse regenerabile să înregistreze o creștere medie anuală cu 16% ceea ce va aduce noi recorduri anuale privind capacitățile de producție instalate, trendul de creștere urmând a se stabiliza în jurul valorii de 11% în anul 2025.

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

În ciuda creșterii costurilor pentru unele echipamente de producție a energiei solare, curba de reducere a costurilor de producție a acestora manifestă o tendință descendentă, fiind compensată de scăderi ale costurilor altor componente, costul mediu de producție a energiei la scară largă din surse regenerabile atingând valori minime, fiind la ora actuală opțiunea cea mai puțin costisitoare de producția energiei electrice.



Versatilitatea energiei solare este neegalată permițând o varietate de aplicații care răspund eficient cererii de pe piață ținând cont de reducerea costurilor de producție a energiei solare, beneficiind de avantaje incontestabile legate de ușurința amplasării unităților de producție, conectivitatea directă cu consumatorii de energie precum și de versatilitatea sistemelor de producție a energiei solare de a se adapta industriilor deservite.



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

2.4.3 Scurtă Descriere administrativă a Beneficiarului

În luna aprilie 1990 Comandamentul Trupelor de Apărare Teritorială subordonat Ministerului Apărării Naționale, primește denumirea de Trupe de Pază și Ordine și trece în subordinea Ministerului de Interne. Conform ordinului nr. 0824 al Comandantului Comandamentului Trupelor de Apărare Teritorială, General maior Ghiță Grigorie „potrivit protocolului încheiat între M.Ap.N. și M.I., începând cu data de 15.03.1990 Comandamentul Trupelor de Apărare Teritorială cu marile unități și unitățile din subordine, întregul efectiv, indicatorii tehnico-economici și financiari, armamentul, tehnica de luptă, celelalte bunuri, precum și cazarmile cu dependențele aferente ce aparțin acestora, se transferă de la Ministerul Apărării Naționale la Ministerul de Interne”.

Prin Ordinul Ministrului de Interne Doru Viorel URSU privind transformarea Comandamentului Trupelor de Pază și Ordine în Comandamentul Trupelor de Jandarmi, unitatea specială 28 Brașov se transformă în brigadă de jandarmi, cu menținerea indicativului numeric și

a subunităților subordonate conform statului de organizare avut înainte de 01.01.1990.

Pe data de 01.09.1990, în conformitate cu ordinul Ministrului de Interne nr. I/05853/1990, se înființează Brigada 28 Jandarmi Brașov, subordonată nemijlocit Comandamentului Trupelor de Jandarmi, cu 6 batalioane și 2 detașamente.

Prin Legea nr. 40 din 18.12.1990, privind organizarea și funcționarea Ministerului de Interne au fost stabilite structura organizatorică și atribuțiile Trupelor de Jandarmi. Potrivit acestui act normativ Trupele de Jandarmi fac parte din structura organizatorică a Ministerului de Interne și își exercită atribuțiile pe întreg teritoriul țării, Brigăzii 28 Jandarmi Brașov acordându-i-se ca zonă de responsabilitate județele: Brașov, Harghita, Sibiu, Prahova, Covasna și Buzău.

Comanda brigăzii la data înființării a fost următoarea:

- Comandant brigadă: col. COCIANU NICOLAE;
- Șef stat major: col. FILIP CONSTANTIN;
- Loțiitor comandant brigadă: col. POPA IOAN;
- Loțiitor pentru servicii: Lt.col. PALIȘTAN DUMITRU;
- Loțiitor tehnic: Lt.col. OROS IOAN.

ANII 1991- 1994

În noiembrie 1991 prin ordinul Ministrului de Interne nr. I/05961 se înființează Batalionul 29 J. Sfântu Gheorghe care va avea indicativul U.M. 0866 și încetează activitatea Detașamentului Sfântu Gheorghe.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 0696 și a Ordinului Ministrului de Interne nr. I/5961, începând cu 15.11.1991 Batalionul 56 J. Sibiu și Batalionul 73 J. Gheorgheni se predau la Brigada 20 Jandarmi Târgu Mureș.

Conform Ordinului Ministrului de Interne nr. 40/973 din ianuarie 1992 se trece Detașamentul Sinaia de la Batalionul 64 J. Ploiești la Brigada 28 J. Brașov.

În ianuarie 1994 se înființează un pluton de pază și ordine în orașul Râmnicu Sărat județul Buzău, în cadrul Detașamentului Buzău, pentru executarea de misiuni specifice jandarmilor.

ANII 1995- 1998

În baza aprobării Secretarului de Stat, Șef al Departamentului Ordinii Publice, și a ordinului Comandantului Trupelor de Jandarmi, d-l General maior Bunoaica Ion, din ziua de 04.05.1995 orele 15.00, Batalionul 62 J. Ploiești, Batalionul 64 J. Ploiești, Detașamentul de Jandarmi Buzău și Detașamentul de Jandarmi Sinaia, ies din subordinea Brigăzii 28 Jandarmi Brașov și intră în subordinea Brigăzii 36 Jandarmi Ploiești.

În baza aceluiași ordin Batalionul 56 Jandarmi Sibiu din Brigada 20 Jandarmi Târgu Mureș trece în subordinea Brigăzii 28 Jandarmi Brașov.

În ziua de 24 mai 1995 în prezența comandantului trupelor de jandarmi d-l general maior Bunoaica Ion, s-a înmănat în cadru festiv, de mare sărbătoare – Drapelul de Luptă – creat după revoluția din 1989, Batalionului 29 J. Sfântu Gheorghe.

În ziua de 30.11.1996 orele 10.00, a avut loc în piața din zona Liceului „Negru Vodă” din

municipiul Făgăraș ceremonialul înmânării drapelului de luptă Batalionului 33 Jandarmi Făgăraș, activitate asigurată de General de divizie Stângaciu Stan, Comandantul Trupelor de Jandarmi.

În conformitate cu prevederile Decretelor nr. 253, 254 și 255 din 19.07.1997, Brevetelor Drapelului de luptă nr. 116, 117 și 118 din 18.07.1997 și a Ordinului de zi al Ministrului de Interne nr. I/07237 din 18.07.1997, în ziua de 26.07.1997 s-au înmănat Drapелеle de luptă Brigăzii 28 Jandarmi Brașov și Batalionului 63 Jandarmi Brașov de către Șeful Grupului de Control al Ministerului de Interne d-l general de brigadă Neagu Nicolae, iar la Batalionul 56 Jandarmi Sibiu, Drapelul de Luptă al batalionului a fost înmănat de către d-l general de brigadă Langa Nicolae, Ministru adjunct.

Prin Ordinul Ministrului de Interne din data de 01.02.1998, s-au aprobat noile state de organizare a Brigăzii 28 Jandarmi Brașov. Astfel, pentru neștersă și scrisă memorie, rămâne peste timpuri, după Revoluția din decembrie 1989, înființarea în cadrul brigăzii – prin redistribuire și reorganizare a - Detașamentului de Ordine Publică Brașov – cu un efectiv de 378 de militari, din care 256 militari angajați cu contract și 122 militari în termen. Misiunea principală a detașamentului fiind asigurarea – împreună cu poliția – a ordinii publice, combaterea manifestărilor de violență, însoțirea trenurilor specializate de mărfuri și de persoane și asigurarea măsurilor de pază și ordine în triaje și stații de cale ferată. În compunerea Detașamentului de ordine Publică au fost înființate un pluton de cercetare tactică specifică și un pluton alpin. De asemenea la fiecare batalion a fost înființată câte o grupă de cercetare tactică specifică. Aceste categorii de subunități au fost create în scopul cunoașterii mai bine a particularităților zonei de responsabilitate, situației operative și pentru ducerea unor acțiuni de luptă în teren muntos, puternic frământat și împădurit, greu accesibil auto sau cu alte mijloace de transport, dar foarte bun pentru ascunderea elementelor infractoare.

În urma acestei reorganizării Comandamentul Brigăzii continuă să rămână în Garnizoana Brașov, și se subordonează nemijlocit Comandamentului Trupelor de Jandarmi, având ca zonă de responsabilitate județele Brașov, Covasna și Sibiu.

Astfel în subordinea Brigăzii 28 Jandarmi Brașov intrau:

- Batalionul 29 Jandarmi Sfântu Gheorghe;
- Batalionul 33 Jandarmi Făgăraș;
- Batalionul 56 Jandarmi Sibiu;
- Batalionul 63 Jandarmi Brașov.

Comanda Brigăzii 28 Jandarmi Brașov la data de 01.02.1998 era următoarea:

- comandant – general de brigadă COCIANU NICOLAE, conform Ordinului Secretarului de Stat nr. II 05045 din 01.02.1998
- șef stat major – Locotenent colonel SĂLĂGEAN VASILE, conform Ordinului C.T.J. nr. 0158 din 01.02.1998;
- locțiitor al comandantului pentru logistică – colonel PALIȘTAN DUMITRU, conform

Ordinului C.T.J. nr. 0158 din 01.02.1998.

Începând cu data de 01.09.1998, în conformitate cu prevederile Legii Jandarmeriei, în urma aprobării noilor state de organizare, a noilor denumiri și structuri organizatorice, Brigada 28 Jandarmi Brașov s-a transformat în Comandamentul de Jandarmi Teritorial Brașov, iar unitățile subordonate s-au transformat după cum urmează: Batalionul 29 Jandarmi Sf. Gheorghe s-a transformat în Comandamentul de Jandarmi Județean Covasna, Batalionul 56 Jandarmi Sibiu s-a transformat în Comandamentul de Jandarmi Județean Sibiu și Batalionul 63 Jandarmi Brașov s-a transformat în Comandamentul de Jandarmi Județean Brașov.

Batalionul 33 Jandarmi Făgăraș a intrat în subordinea și în structura organizatorică a Comandamentului de Jandarmi Județean Brașov.

În baza urma ordinului Ministrului de Interne, în structura organizatorică a Comandamentului de Jandarmi Teritorial Brașov s-a înființat Batalionul 80 Mobil de Jandarmi.

În urma acestei reorganizări încadrarea pe funcțiile de comandă era următoarea:

Comanda Comandamentul de Jandarmi Teritorial Brașov la data de 01.09.1998 era următoarea:

- comandant – general de brigadă COCIANU NICOLAE;
- șef stat major – Locotenent colonel SĂLĂGEAN VASILE;
- adjunct pentru logistică – colonel PALIȘTAN DUMITRU.

Comanda Batalionul 80 Mobil de Jandarmi Brașov la data de 01.09.1998 era următoarea:

- comandant – locotenent colonel VASILESCU VIOREL;
- șef stat major – locotenent colonel POPESCU IULIAN;
- adjunct pentru logistică – colonel RĂDUȚĂ GIB ANTON

Comanda Batalionul 63 Jandarmi Brașov la data de 01.09.1998 era următoarea:

- comandant – colonel COJOCEA GHEORGHE;
- șef stat major – maior BOICU VIOREL;

ANII 1999-2005

Au fost marcați de unele modificări organizatorice, printre care trecerea compartimentului medical din subordinea comandamentului în subordinea Centrului Medical Județean Brașov.

La data de 01.07.2003, conform Ordinului Ministrului de Interne intră în vigoare noul stat de organizare al Comandamentului de Jandarmi Teritorial Brașov, înființându-se Gruparea Mobilă de Jandarmi și având în continuare în subordine Comandamentul de Jandarmi Județean Brașov, Comandamentul de Jandarmi Județean Covasna și Comandamentul de Jandarmi Județean Sibiu.



Prin înființarea Grupării Mobile de Jandarmi s-a început prima etapă de profesionalizare a Jandarmeriei Române, concretizată prin transformarea funcțiilor de militar în termen în jandarm angajat pe bază de contract.

Astfel, în perioada 01.07.2003- 14.03.2005, statul de organizare a suferit unele modificări ca urmare a profesionalizării structurii, prin transformare treptată a funcțiilor de militar în termen în jandarm angajat pe bază de contract.

Cu intrarea în vigoare a Legii nr. 550 din 29 noiembrie 2004, privind organizarea și funcționarea Jandarmeriei Române, Comandamentul de Jandarmi Teritorial Brașov se desființează, indicativul numeric de U.M. 0391 Brașov este preluat de către nou înființatul Inspectorat de Jandarmi Județean Brașov, conform Ordinului Ministrului Administrației și Internelor nr. I/0534 din 08.04.2005.

Astfel, Comandamentul de Jandarmi Județean Sibiu, Comandamentul de Jandarmi Județean Covasna din subordinea Comandamentului de Jandarmi Teritorial Brașov s-au transformat în inspectorate de jandarmi județene, iar Gruparea Mobilă de Jandarmi devine structură de sine stătătoare având în responsabilitate județele Brașov, Covasna și Sibiu. Prin aceasta s-a urmărit descentralizarea ministerului și structurilor subordonate.

Noul Inspectorat de Jandarmi Județean Brașov a preluat toate subunitățile fostului Comandament de Jandarmi Județean Brașov.

Perioada 14.03.2005-01.01.2007, a fost una destul de importantă în ceea ce privește organizarea instituției, funcțiile de jandarm angajat pe bază de contract fiind transformate în funcții de subofițeri, Jandarmeria Română trecând astfel la profesionalizarea totală a structurilor.

Din anul 2007 până în prezent, la nivelul inspectoratului nu au survenit modificări esențiale privind atribuțiile, și misiunile acestuia, ci doar schimbări de ordin structural.

2.4.4 Potențialul solar al României

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.250 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. **Figura 2.36**). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

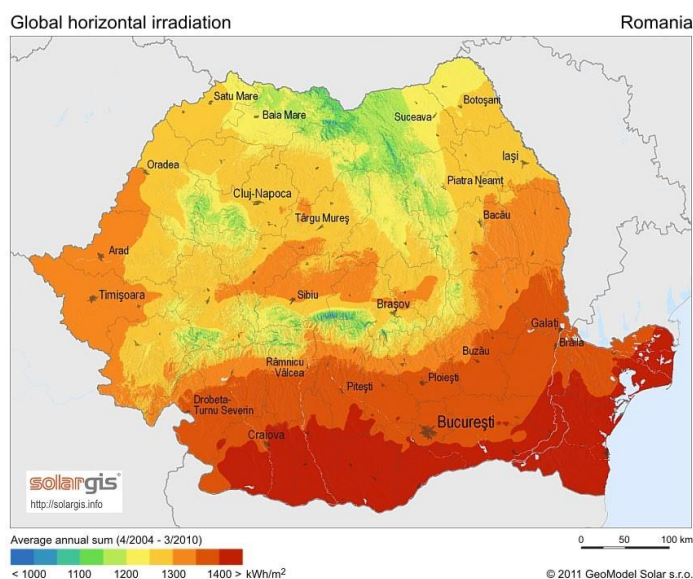


Figura 2.71 – Harta României privind Potențialul Solar

2.4.5 Concluzii

Conform A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO₂ echivalent în 2021,” 2021, pct [10] Bibliografie, cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, s-a observat că anul 2021 a adus o creștere de peste 5% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970. Chiar dacă anul 2020 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%, trend menținut și pe parcursul anului 2021.

În prezent există numeroase posibilități de finanțare nerambursabilă sau în condiții speciale pentru proiecte de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea de fonduri nerambursabile prin **Programul cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.**

2.5 OBIECTIVE PRECONIZATE A FI ATINSE PRIN REALIZAREA INVESTIȚIEI PUBLICE

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma **unui sistem** de centrala fotovoltaică, se urmărește creșterea gradului de energie electrică produsă din surse regenerabile la nivelul I.J.J. Brașov dar și la nivelul României și, așadar, contribuția la atingerea ȋintelor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice ” **Instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile(panouri fotovoltaice) la I.J.J. BRAȘOV din cadrul proiectului „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum din cadrul Programului – cheie – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei – Fondul pentru Modernizare”**, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unui sistem fotovoltaic de către I.J.J. Brașov, în vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică ale acesteia.

Obiective specifice:

- Instalarea unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată totală de 400 kW.
- Creșterea ponderii energiei provenite din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de energie și reducerea dependenței energetice de terți.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect:

- Reducerea netă a consumului de energie.
- Reducerea emisiei de gaze cu efect de sera asociate consumului de energie al Beneficiarului.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei electrice din surse regenerabile: 400 kW.

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

3.1 PARTICULARITĂȚI ALE AMPLASAMENTULUI

3.1.1 Descrierea amplasamentului - Localizarea geografică și administrativă a amplasamentului

Implementarea proiectului centralei **fotovoltaice** se va realiza la nivelul terenului aferent IJJ Brasov. Terenul se află în proprietatea IJJ. Brasov și nu există restricții de construire la nivelul lui.

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

Terenul unde urmează să se instaleze sistemul fotovoltaic se află în proprietatea IJJ Brasov și nu există restricții de construire la nivelul acestuia.

Accesul se va realiza pe căile de acces existente, proiectul urmând a fi implementat la nivelul unui amplasament existent, aflat în proprietatea și în exploatarea IJJ Brasov

3.1.3 Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Pentru maximizarea producției de energie electrică, centrala fotovoltaică va fi dezvoltată prin instalarea modulelor PV pe direcția **SUD**, la **25-30 de grade** pentru sistemele instalate la **sol**.

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul conturilor energetice, în funcție de restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și Tablourile Electrice Generale ș.a.).

3.1.4 Surse de poluare existente în zonă

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

3.1.5 Date climatice și particularități de relief

Orașul Brașov este situat în centrul României, fiind printre cele mai importante orașe turistice ale țării, în perioada comunismului fiind și cel mai important centru industrial, exceptând Bucureștiul.

Poziționat strategic la intersecția mai multor masive montane, Brașovul reprezintă o atracție în special iarna pentru iubitorii sporturilor hibernale, dar și vara pentru cei ce îndrăgesc drumețiile montane și aerul curat. Orașul se află în depresiunea Brașov și este mărginit la sud de Masivul Postăvaru și Masivul Piatra Mare, la vest de Munții Perșani, la nord de Munții Baraolt, iar la est de Munții Întorsurii.

Clima Brașovului este temperat-continentală, cu influențe excesive uneori pe perioadă anotimpului rece și cu precădere în luna ianuarie. Media multianuală a precipitațiilor se situează în jurul valorii de 600 de mm, iar temperatura medie multianuală este de aproximativ 8 grade Celsius.

Iarna la Brașov este de multe ori foarte dură, mai ales sub aspectul temperaturilor. Poziționarea orașului în inima depresiunii Brașov favorizează formarea inversiunilor termice în regim anticiclonic (aerul rece de pe pantele munților coboară în depresiune, compactându-se și răcindu-se suplimentar); nu e de mirare faptul că la numai câțiva kilometri nord de oraș s-a înregistrat minima absolută de temperatură în România: -38,5 grade Celsius pe 25 ianuarie 1942 în localitatea Bod. Și în oraș iarna este foarte frig, la stația meteo înregistrându-se pe 8 ianuarie 2015 o temperatură de -33 de grade Celsius, temperaturile de sub -20 de grade fiind frecvente. Aceleași inversiuni termice fac ca iarna nebulozitatea stratiformă să fie aproape omniprezentă, depresiunea Brașovului având printre cele mai multe zile cu ceață dintre toate regiunile țării.

Regimul precipitațiilor este unul deficitar pe timpul iernii în cazul în care masele de aer umede sosesc dinspre sud, Munții Bucegi și Munții Bârsei blocând o mare parte din precipitații. Cele mai multe precipitații cad pe o circulație atmosferică de nord-vest, mai ales din cicloni retrograzi, altitudinea relativ scăzută a Munților Persani și a Munților Baraolt permițând norilor

încărcați cu umezeală să ajungă deasupra orașului. Precipitațiile sunt preponderent solide pe timpul iernii, însă deși se află în apropierea munților orașul rareori primește cantități foarte mari de zăpadă. Stratul de zăpadă poate ajunge în unele ierni la 30-40 de cm și crește în general de la nord la sud. În situații limită în care temperatura aerului este apropiată de 0 grade, se întâmplă ca în nordul orașului stratul de zăpadă să fie foarte subțire sau absent, în timp ce în sud să depășească 30 de cm, datorită altitudinii mai ridicate și a apropierii de munte. Numărul de zile cu strat de zăpadă pe sol este în medie de 50/sezon.

Vântul în Brașov este în general calm iarna, însă pe circulații dinspre nord-est, în regim ciclonic, se poate forma vântul denumit „Nemir”, un vânt rece care poate produce fenomenul de viscol în special în nordul și estul orașului, în condiții de precipitații. Aerul rece de sorginte siberiană intră în Moldova dinspre est, se infiltrează prin văile din vestul Carpaților Orientali și este canalizat pe culoarul Oltului, care se îngustează între Munții Baraolt și Bârsei, astfel încât viteza sa de deplasare crește, revărsându-se cu putere în depresiunea Brașovului. Un alt vânt prezent în zona orașului iarna este foehnul, acesta se formează când o masă de aer cald venită dinspre sud trece pe deasupra Munților Bucegi și Bârsei, iar în coborârea sa se încălzește suplimentar (adiabatic) și poate avea viteze foarte mari, de peste 100 de km/h. Este un vânt uscat și cald, care poate topi un strat consistent de zăpadă într-o singură zi. Primăvara în orașul de sub Tâmpa este mai rece decât în majoritatea regiunilor țării, inversiunile termice putând persista până la finalul lunii aprilie. Temperaturile maxime mai pot fi negative la începutul lunii martie, când dimineața de asemenea gerul poate persista; chiar și luna aprilie poate aduce temperaturi negative, de astfel vegetația „explodând” mai târziu aici decât în restul țării. O situație deosebită s-a petrecut la mijlocul lunii aprilie 1997, când Brașovul a fost lovit de o puternică furtună de zăpadă care a depus, în mod paradoxal, cel mai mare strat de zăpadă din istoria modernă a orașului: 46 de centimetri. Regimul precipitațiilor crește mult odată cu apropierea de sezonul cald, proximitatea munților favorizând convecția termică și dezvoltarea furtunilor cu descărcări electrice în special spre sfârșitul primăverii; aceste furtuni uneori pot lăsa cantități foarte mari de apă cu precădere în cartierele sudice. La fel ca și iarna, primăvara zona sudică a Brașovului primește cele mai multe precipitații, în timp ce nordul mai puține. Cu toate acestea însă pe mai rarele circulații ale aerului dinspre est se formează furtuni puternice pe Munții Întorsurii iar aversele ajung cu precădere în nordul orașului, sudul fiind în general ocolit.

Vara la Brașov se înregistrează un al doilea maxim anual al activității turistice, dar vremea poate fi capricioasă deseori și poate încurca planurile de vacanță ale turiștilor. Lunile iunie și iulie sunt cele mai ploioase din an și cele mai active din punct de vedere convectiv, furtunile formându-se aproape în fiecare zi pe munții din împrejurimi. Cu toate că regimul precipitațiilor este unul ridicat, aproximativ o treime din cei 600 de mm care cad anual la Brașov înregistrându-se vara, furtunile nu sunt recunoscute ca având un aspect sever, cel mai periculos fenomen fiind grindina. Temperaturile maxime sunt printre cele mai scăzute din Transilvania pe parcursul verii, mai rece fiind doar în depresiunile Giurgeu și Ciuc. Zilele caniculare sunt o raritate, cele mai călduroase zile

înregistrându-se în lunile iulie și august, când temperaturile pot ajunge la 32-34 de grade, însă în general media lor este în jur de 26-27 de grade Celsius. Proximitatea Văii Prahovei reprezintă pentru mulți brașoveni un refugiu ideal în zilele călduroase de vară, însă aflându-se între munți, șansele pentru averse de ploaie în cursul după-amiezilor sunt mai ridicate, de aceea urmărirea cu regularitate a buletinelor meteo este importantă.

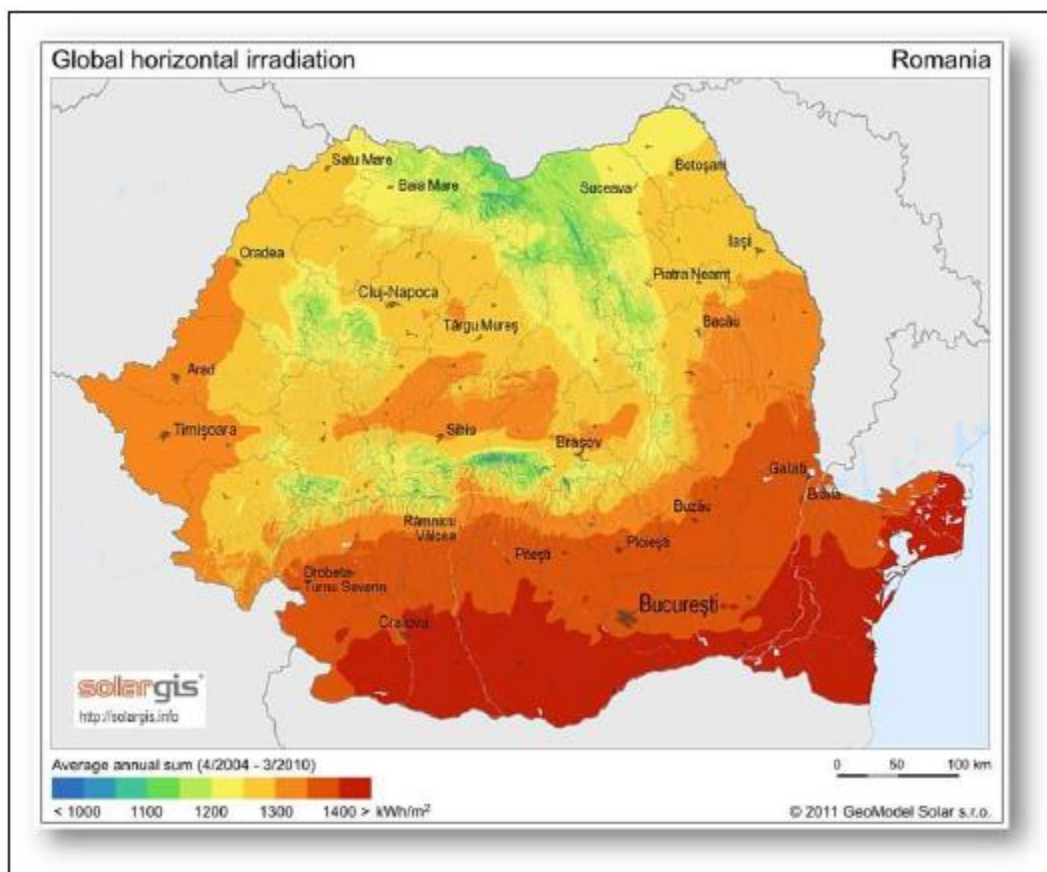


Figura 6 – Radiația solară globală în luna iunie bazată pe media multianuală 1998-2011 la unghiul optim fix (35°) pe teritoriul Romaniei

Diminețile de vară pot fi reci și foarte reci la Brașov, mai ales când cerul este complet senin, deseori înregistrându-se temperaturi minime de sub 10 grade chiar și în luna iulie. Spre sfârșitul verii media temperaturii scade vertiginos, sfârșitul lunii august putând aduce temperaturi minime și de 6-7 grade Celsius. De asemenea, vara se pot înregistra amplitudini termice foarte mari zi-noapte, de peste 20 de grade Celsius. Toamna la Brașov – pe lângă diferențele de temperatură – este foarte asemănătoare ca aspect cu anotimpul hibernal: multe zile cu ceață și inversiuni termice în special în lunile octombrie și noiembrie. Temperaturile maxime oscilează în luna septembrie în jurul unei valori de 23 de grade, acestea scăzând drastic în octombrie la aproximativ 12 grade Celsius. Data de apariție a primei ninsori este printre cele mai timpurii din țară, aproape în fiecare an la sfârșitul lunii octombrie și începutul lunii noiembrie apărând primii fulgi de nea.

Luna septembrie încă mai este suficient de călduroasă pentru drumeții pe munții din jur, însă odată cu avansarea înspre anotimpul rece temperaturile scad foarte mult și vântul se întetește pe crestele munților, astfel încât traseele montane pot deveni periculoase. Precipitațiile în prima parte a sezonului sunt lichide, dar spre sfârșitul lunii noiembrie devin preponderent solide. Cantitățile de apă sunt destul de scăzute în luna septembrie, aceasta fiind printre cele mai secetoase luni ale anului, însă încep să crească treptat până în luna noiembrie, pe măsură ce și activitatea ciclonică din Marea Mediterană devine mai intensă. Nu de puține ori de-a lungul timpului s-a întâmplat ca sezonul sporturilor de iarnă să înceapă încă din prima decadă a lunii noiembrie, de notorietate fiind sezonul 1996-1997, când stratul de zăpada a persistat de la începutul lunii noiembrie până la începutul lunii aprilie.

Relieful – Relieful județului Brașov este accidentat și crește în altitudine de la nord spre sud. La nord se află Depresiunea Făgărașului și Depresiunea Brașov, despărțite de către culmile scunde ale Munților Perșani, iar la nord-vest se întinde o parte din Podișul Târnavelor. Spre sud se înalță versantul nordic al Făgărașului, care depășește în unele locuri 2000 m

3.1.6 Existența unor: -rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare

- **rețele edilitare** in amplasament care ar necesita relocare / protejare, in masura in care pot fi identificate Conform Certificatului de Urbanism nr. 2775/11.10.2022.

Nu este cazul

-posibile interferente cu monumente istorice/de arhitectura sau situri arheologice pe amplasament sau in zona imediat invecinata ; existenta conditionarilor specifice in cazul existentei unor zone protejate sau de protectie

Nu este cazul

-terenuri care apartin unor institutii care fac parte din sistemul de aparare , ordine publica si siguranta nationala

Terenul pe care se va implementa proiectul este proprietatea I.J.J. Brașov -UM 0391 Brașov, unitate cu rol de ordine publica si siguranta nationaa

3.1.7 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiu geotehnic preliminar

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, nu a fost demarată etapa de realizare a Studiului Geotehnic pentru amplasamentul aferent sistemului fotovoltaic cu construcție la sol.

3.2 DESCRIEREA TEHNICĂ A SOLUTIILOR PROPUSE CĂTRE ANALIZĂ

3.2.1 Sinteza soluțiilor tehnice analizate

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

Pentru panourile fotovoltaice:

- Randamentul minim trebuie să fie de minimum 19% pentru **panourile monocristaline din siliciu**;
- Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:
 - O valoare standard a radiației solare de **1.000 W/m²**;
 - Masa aerului (AM) de **1,5**;
 - Temperatura celulei PV de **25 °C**.

Pentru invertoarele utilizate:

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

3.2.2 Evaluarea potențialului solar

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1,36 kW/m². Întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu $\pm 3,4\%$ pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ $1,75 \times 10^5$ TW. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, $1,05 \times 10^5$ TW lovesc continuu suprafața Pământului.

Prin comparație, necesarul anual de energie electrică la nivel mondial, în anul 2018 a fost cca. 22.500 TWh (cu o producție estimată de 26.700 TWh).

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.250 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an (v. Figura 3.1). Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.

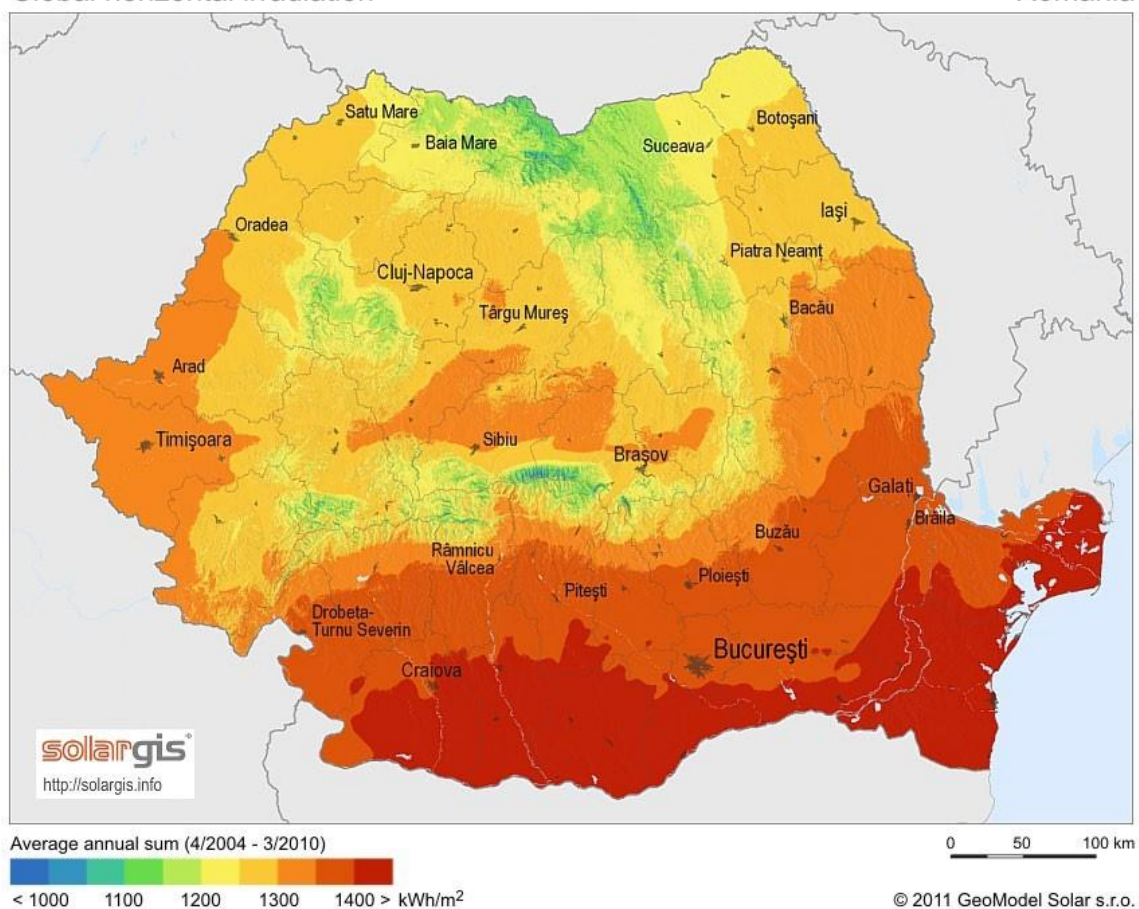


Figura 3.1 – Harta României privind Potențialul Solar

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

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

unde:

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

η_n – randamentul nominal al panourilor PV;

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

n_{zile} – numărul de zile din lună;

Cp – coeficientul de performanță al sistemului PV.

Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent de orientare, înclinare ori iradianță. Coeficientul de performanță

include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

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

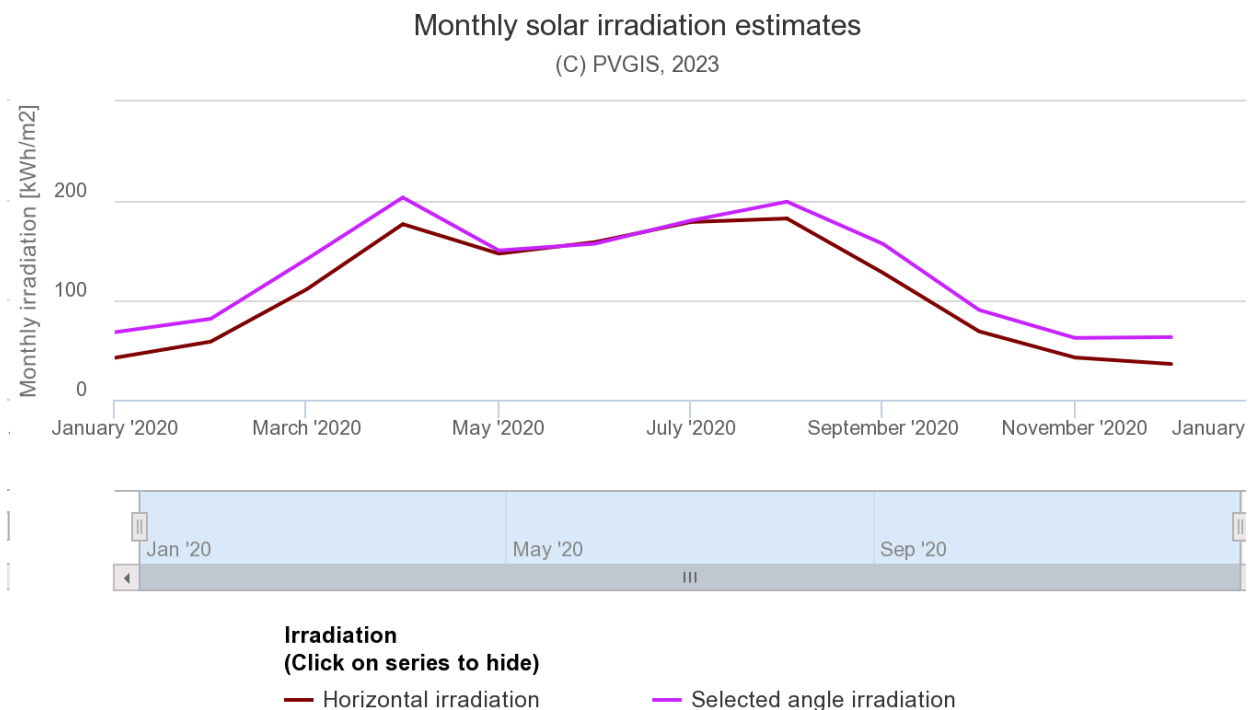
Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotoelectrice propuse este obținută la o iradianță medie de 1000 W/m², la o temperatură medie ambientală de 20 °C. Pentru simplificare s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotoelectrice, are o valoare de -0,4%/grad Celsius.

BRAȘOV	
IAN	-3,3
FEB	-1,9
MAR	2,7
APR	8,5
MAI	14,2
IUN	17,4
IUL	19,1
AUG	18,2
SEP	13,2
OCT	8,4
NOV	2,7
DEC	-2,8
MEDIA	8,0

Media temperaturilor medii multianuale în zona vizată

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul Studiului, s-a utilizat platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană – PVGIS SARAH.

Așa cum se poate observa, nivelul mediu al iradianței solare pentru suprafețe expuse la un unghi de 30 de grade față de orizontală în zona geografică a amplasamentului vizat are valori cuprinse între 63,01 kWh/m² în luna decembrie și 203,46 kWh/m² în luna aprilie.



Iradianța medie lunară pe suprafețe expuse cu înclinatie de 0 si 30 grade

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

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

În vederea întocmirii listei de variante tehnico-economic fezabile s-a ținut cont de analiza celor mai performante sisteme de module fotovoltaice și de echipamente active de conversie a energiei provenite de la acestea, avându-se în vedere un potențial comercial ridicat și un raport calitate / cost optim.

Randamentul celulelor monocristaline din panourile fotovoltaice disponibile pe piață este de aproximativ 20%, producătorii integrând în panourile lor module fabricate folosind aceleași tehnologii de fabricație cu randamente sensibil egale. La momentul actual, diferențele notabile între producători și modelele fabricate rezidă în majoritatea covârșitoare a cazurilor doar în modul de interconectare a celulelor în cadrul unui modul fotovoltaic și raportul dintre suprafața utilă (suprafața transparentă expusă) a modului și suprafața totală a acestuia (inclusiv rama din aluminiu). Astfel, costul mediu de achiziție pe Wp instalat este sensibil egal în cadrul aceleași clase de module fotovoltaice. Funcție de suprafața de montaj (acoperiș / la sol) și de capacitatea instalată (rezidențial / instalații mici și medii / parcuri fotovoltaice mari), soluțiile propuse beneficiarilor în ceea ce privește puterea unui modul fotovoltaic variază de la capacități sub 400 la peste 650 Wp per modul. În cazul unei instalații la sol realizată în zona climatică în care ne

aflăm, luând în considerare costul de achiziție, puterea totală instalată, cerințele legate de factorii climatici specifici ce impun anumite caracteristicile ale structurii de montaj, costurile suplimentare sau economiile de cost realizate prin alegerea unor module de puteri diferite, propunem realizarea instalației cu module de 500 si, respectiv, 590 Wp.,

Invertoarele disponibile pe piață ce pot fi utilizate în aplicații precum cea analizată, variază în ceea ce privește puterea instalată, având valori cuprinse între 30 si 300 kW. Dat fiind faptul ca din punct de vedere al costului per kW instalat, acestea nu se comportă liniar, pentru o instalație fotovoltaică de dimensiunea celei analizate, alegerea mai multor invertoare de putere relativ mică este mai costisitoare decât alegerea unui număr mai mic de invertoare dar de putere mai mare, dacă ne menținem în gama de produse destinate interconectării în sisteme de alimentare de joasă tensiune, ce nu impun cheltuieli suplimentare cu transformatoare de tensiune ori alte echipamente electrice prezente în instalații mult mai mari. Astfel, raportul cel mai favorabil cost / beneficiu este atins prin alegerea unor invertoare având puterea maximă de 100 kW.

Structura de montaj a panourilor fotovoltaice pentru sisteme de dimensiunea celui analizat trebuie să țină seama de configurația terenului, și de suprafața acestuia, configurația optimă permițând montajul panourilor în grupuri suficient de mari încât să poată popula intrările invertoarelor alese fără a necesita trasee de cabluri suplimentare între grupurile adiacente. De asemenea, funcție de dimensiunile panourilor alese, distanța între rândurile și coloanele de grupuri de panouri trebuie să minimizeze umbririle produse de grupurile învecinate și să faciliteze atât lucrările de montaj, cât și activitățile necesare în timpul exploatării ori intervențiilor asupra instalației realizate.

Ținând seama de aspectele prezentate anterior, soluțiile tehnice propuse pentru analiză sunt caracterizate de performanțe net superioare. Acestea vor fi prezentate, sub formă sintetizată. Vor fi așadar comparate două variante distincte de dezvoltare ale obiectivului de investiții:

- Scenariul 1 - Centrala fotovoltaică va fi dezvoltată folosind module PV de 500 Wp și invertoare trifazate de puteri de până la 100 kW;
- Scenariul 2 - Centrala fotovoltaică va fi dezvoltată folosind module PV de 590 Wp și invertoare trifazate de puteri de până la 100 kW.

În cazul celor 2 scenarii, singurul element care poate influența în mod semnificativ raportul cost / beneficiu în reprezintă modulele fotovoltaice alese, întrucât dimensiunea acestora va dicta configurația grupurilor de panouri, numărul grupurilor, suprafața ocupată și distanțele între rânduri / coloane pe terenul destinat montajului.

3.2.3 Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV de 500 Wp

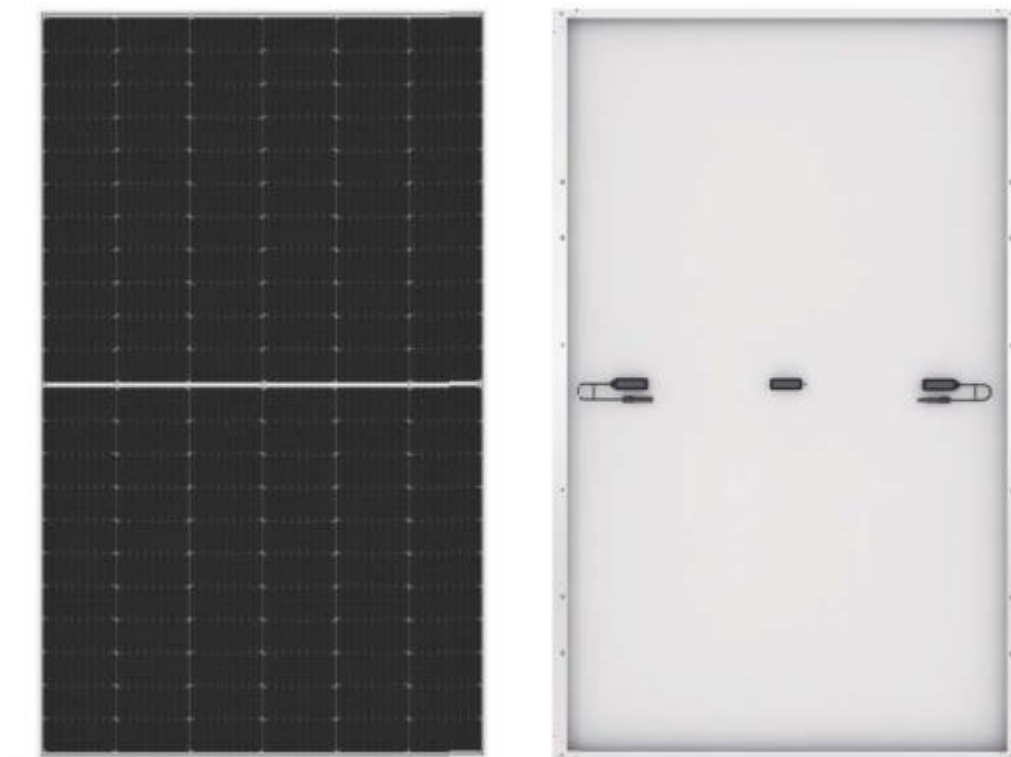
Sistemul fotovoltaic poate fi alcătuit dintr-un număr de **800 module** fotovoltaice, fiecare dintre ele având în componență celule de siliciu monocristalin, conectate între ele și fixate pe un substrat rigid, încadrat în ramă metalică cu dimensiuni medii de 2.200-2.300 x 1.100-1.200 x 30-35 mm și o masă specifică de cca. 25 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **500 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

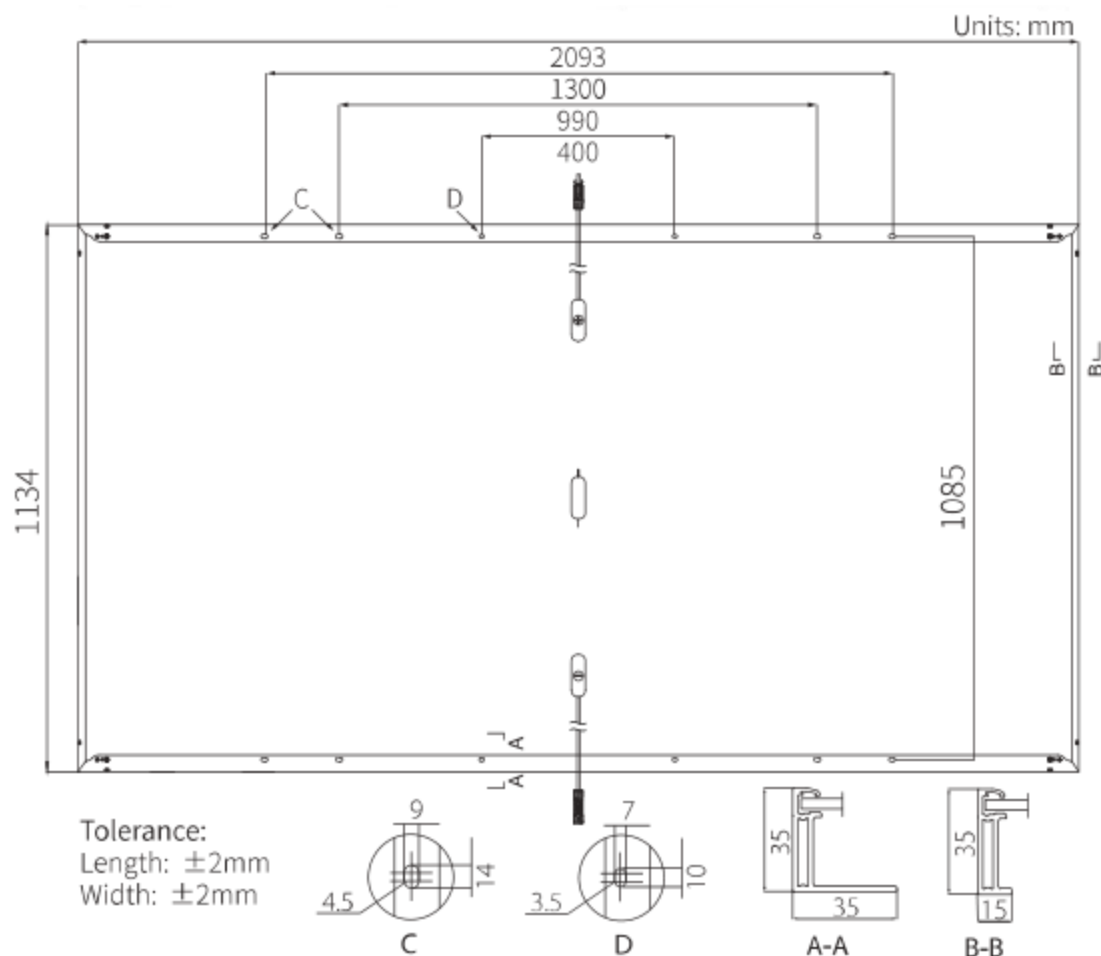
Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter, conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**.

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

- Module fotovoltaice
- Module PV: 800 module de 500 Wp, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată)



Exemplu de modul fotovoltaic de 500 Wp



Dimensiuni tipice ale unui modul fotovoltaic de 500 Wp

	valoare	unitate
Module fotovoltaice		
cantitate	800	buc
putere nominala	500	Wp
randament minim	21	%
iradiana (STC)	1000	W/m ²
temperatura celulei (STC)	25	°C
capacitate instalata	400	kWp
Invertoare		
cantitate	4	buc
putere nominală	100	kW
randament minim (norma EU)	98	%
capacitate instalata	400	kW
Structura montaj		
orientare	Sud	-
înclinație	30	grade
material	otel	-
tip	fixă	-



3.2.4 Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 590 Wp

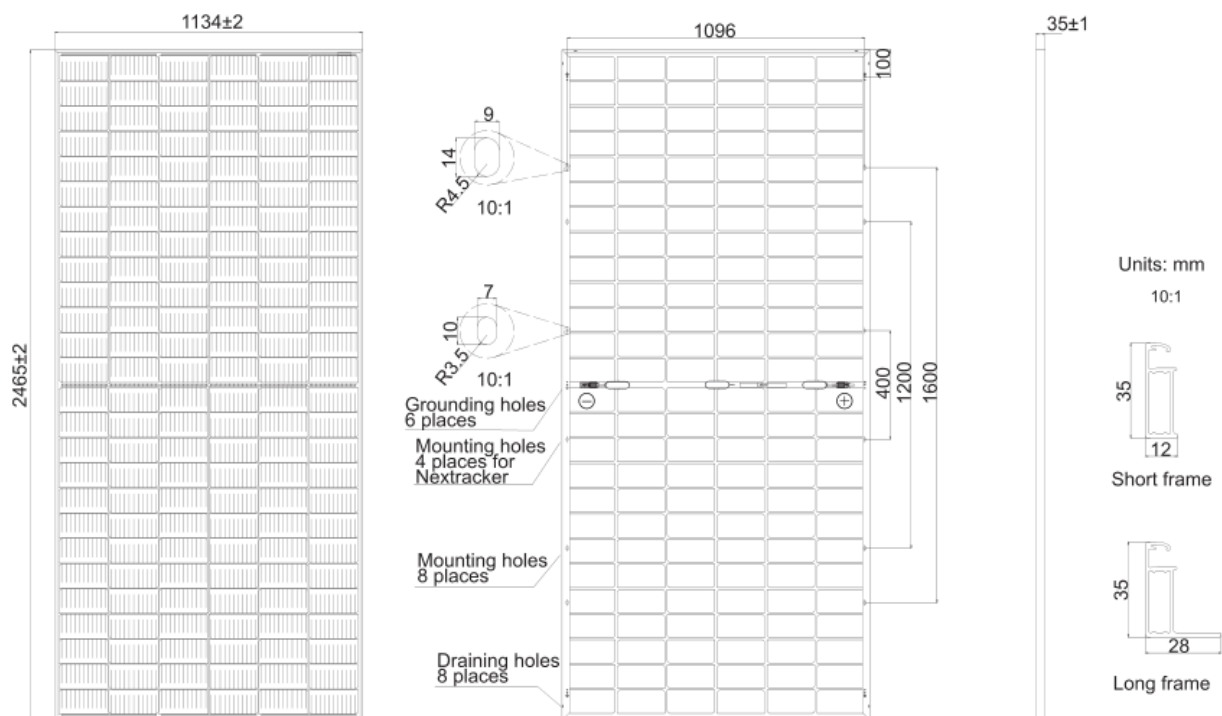
Sistemul fotovoltaic poate fi alcătuit dintr-un număr **de 688 module fotovoltaice**, fiecare dintre ele având în componență celule de siliciu monocristalin, conectate între ele și fixate pe un substrat rigid, încadrat în ramă metalică cu dimensiuni medii de 2.400-2.600 x 1.100-1.200 x 30-35 mm și o masă specifică de cca. 30 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **590 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

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

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

- **Module fotovoltaice**
- **Module PV: 688 module de 590 Wp**, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetică-financiară este anexată)



Exemplu de modul fotovoltaic de 590 Wp

În cazul modelului de module fotovoltaice de 580Wp alese în scenariul 2, celulele din componența lor sunt expuse la radiație luminoasă pe ambele fețe ale panoului, prezentând suprafețe vitrate atât anterior cât și posterior, producătorii susținând faptul că acest tip de modul fotovoltaic prezintă avantajul captării unei părți din energia luminoasă radiată și/sau reflectată fie de sol fie de panourile montate în spatele lui. Trebuie avut în vedere însă faptul că, varianta constructivă bifacială, încercând să ofere o alternativă în cazul montajelor unde există constrângeri legate de spațiul la dispoziție și se impune o densitate mai mare a grupurilor de panouri, deși poate genera mai multă energie pe unitatea de suprafață ocupată, suferă de pe urma rezistenței structurale mai scăzute întrucât celulele sunt fixate între două suprafețe vitrate ce nu pot susține aceleași încărcări statice ori dinamice precum variantele monofaciale la care suprafața posterioară este confecționată dintr-un alt material.

	<i>valoare</i>	<i>unitate</i>
module fotovoltaice		
cantitate	688	buc
putere nominala	590	Wp
randament minim	21	%
iradianța (STC)	1000	W/m2
temperatura celulei (STC)	25	°C
capacitate instalata	406	kWp
invertoare		
cantitate	4	buc
putere nominală	100	kW
randament minim (norma EU)	98	%
capacitate instalata	400	kW
structura montaj		
orientare	Sud	-
înclinație	30	grade
material	otel	-
tip	fixă	-



Invertoare solare

4 invertoare de 100 kW (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetică- financiară este anexată);

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este de 3.5 Wh pentru fiecare inverter. Presupunând un număr de ore de funcționare de 4593 ore din cele 8760 ale unui an, se poate estima ca în cele 4167 ore ramase, consumul este de aproximativ 0,014 MWh per inverter/an, respectiv 0,058 MWh/an.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, invertoarele se vor înlocui în anul 11 și în anul 22, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție în viitorul apropiat / pe perioada de analiză).

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

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

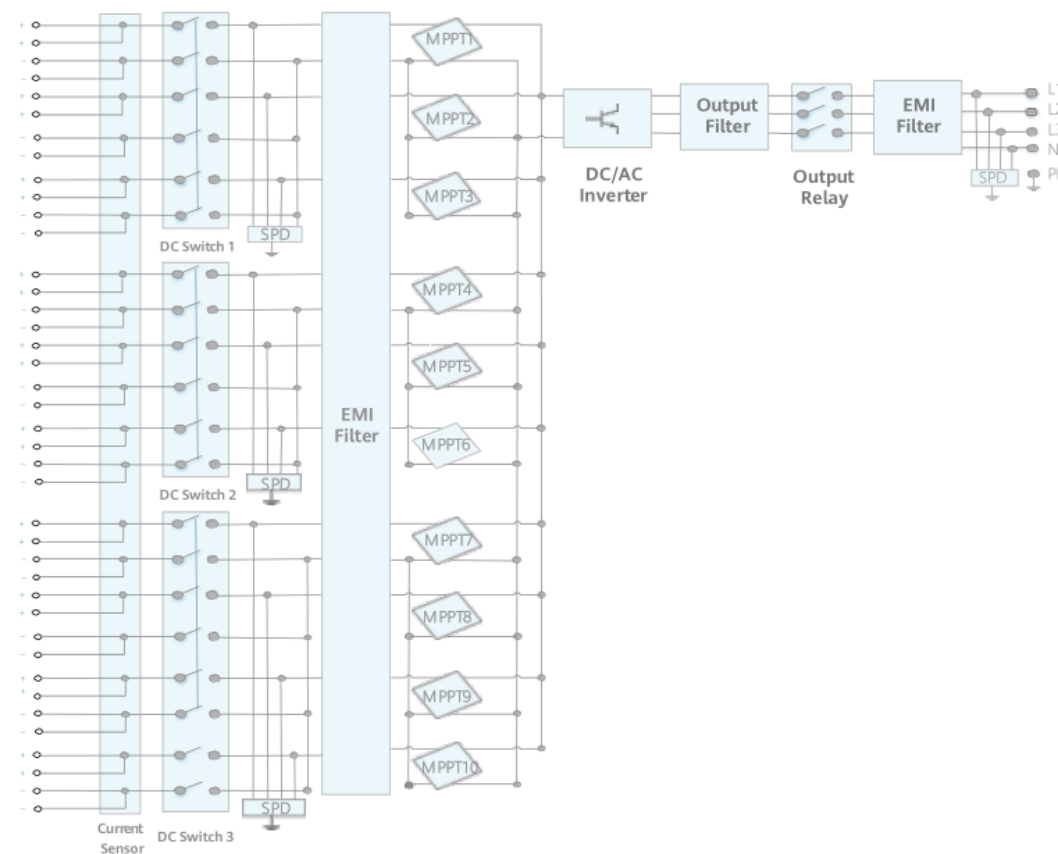


Diagrama circuitelor unui inverter solar

Invertorul va permite conectarea prin Bluetooth / LAN / Wifi. pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către operatorul si/sau beneficiarul centralei fotovoltaice. Comunicația între elementele componente ale sistemului fotovoltaic se poate realiza prin interfețe standardizate, precum RS485. Elementele componente ale sistemului pot fi amplasate în tabloul electric, sau în vecinătatea invertorului.

Datele colectate și transmise de instalația fotovoltaică sunt accesibile instalatorului si/sau operatorului centralei electrice fotovoltaice în vederea monitorizării funcționării, diagnosticării cauzelor unor incidente ce pot afecta randamentul sistemului.

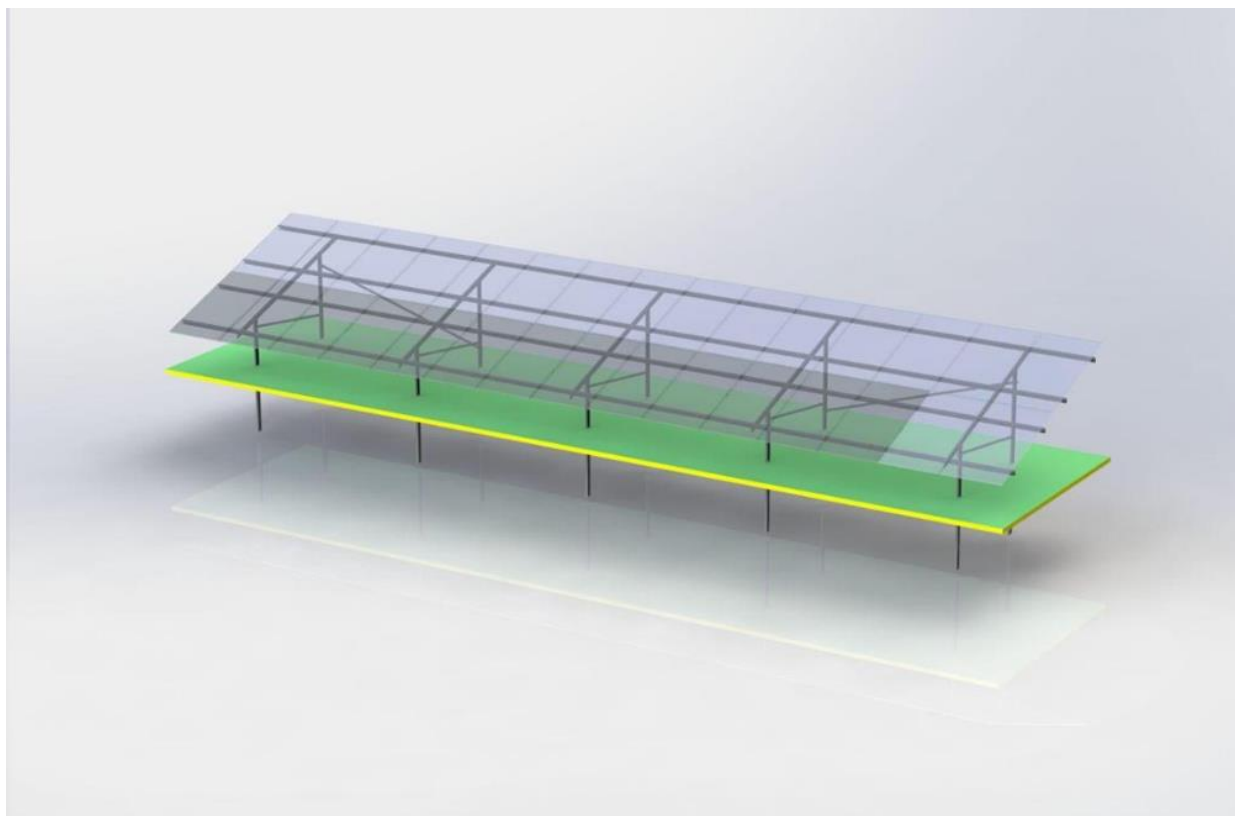
Structura de montaj

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

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0.7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

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

Se propune un singur tip de structură cu 2 panouri așezate „portrait”. Unghiul de înclinare al planului de montare a panourilor va fi de aproximativ 30 de grade față de orizontală, pentru a asigura o expunere optimă a suprafeței de captare în toate anotimpurile. Structura poate fi fabricată din oțel, cu fixare în sol.



Exemplu de sistem montaj module PV – orientare SUD – montaj pe sol

Livrarea materialelor in site se va face însoțită de documente de calitate și de copii ale certificatelor de conformitate emise de organisme acreditate.

Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a centralei fotovoltaice, prin legătura cu stâlpii metalici îmbunătățind coeficientul prizei.

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

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

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

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă a Beneficiarului, respectiv tabloul electric unde se va conecta centrala fotovoltaică, se va face prin intermediul unui tablou electric al centralei electrice fotovoltaice care se va integra în structura electrică existentă a Beneficiarului. Tabloul electric general PV va permite separarea instalației fotovoltaice în cazul unei proceduri de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii din rețeaua electrica de

distribuție. Acesta nu se va putea controla de la distanță, ci local de către o echipa calificată. Tabloul electric general PV se va amplasa în exterior, lângă invertoare, pe un soclu separat.

Legătura dintre invertoare și Tabloul Electric aferent Centralei Fotovoltaice (TCEF) se va asigura prin Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip A2XS(FL)2Y 3x(1x150/25) mm².

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

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

Sistemul de protecție împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o rețea de platbandă OI-Zn 40x4 mm² la care se racordează și structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 1 Ω având în vedere că la această instalație se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

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

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

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

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacităților energetice (PT și/sau LES) se vor respecta art. 19, (1), (2),

(3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În

conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

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

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

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

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

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

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni – nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune. Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână. Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care conform proiectului general este prevăzută montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu electrozi de împământare din oțel zincat de min. 1,5 m. lungime și platbandă din OIZn 40x4 mm., astfel încât rezistența de dispersie a acestora să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

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

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

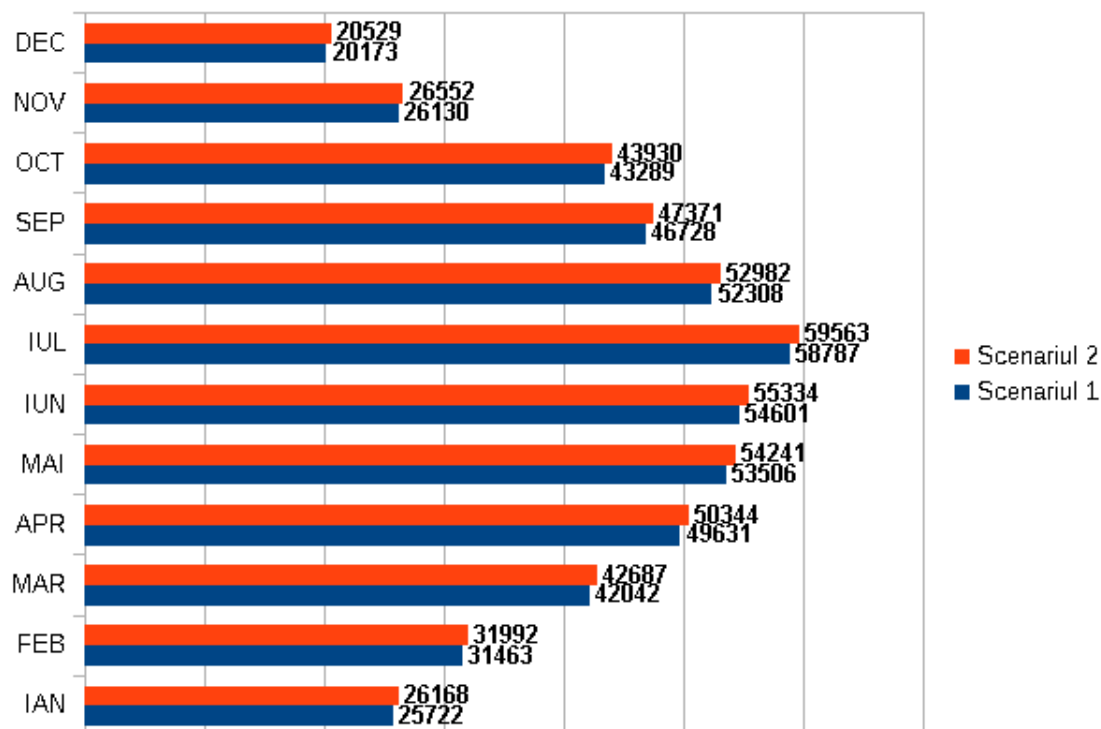
Se vor folosi sisteme de paratrăsnet cu o rază de protecție de cel puțin 70 m. Sistemele de paratrăsnet vor avea tija de captare de cel puțin 2 m și vor fi montate pe sol. Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

Pentru dezvoltarea proiectului, ținând cont de prevederile legislației primare și secundare în

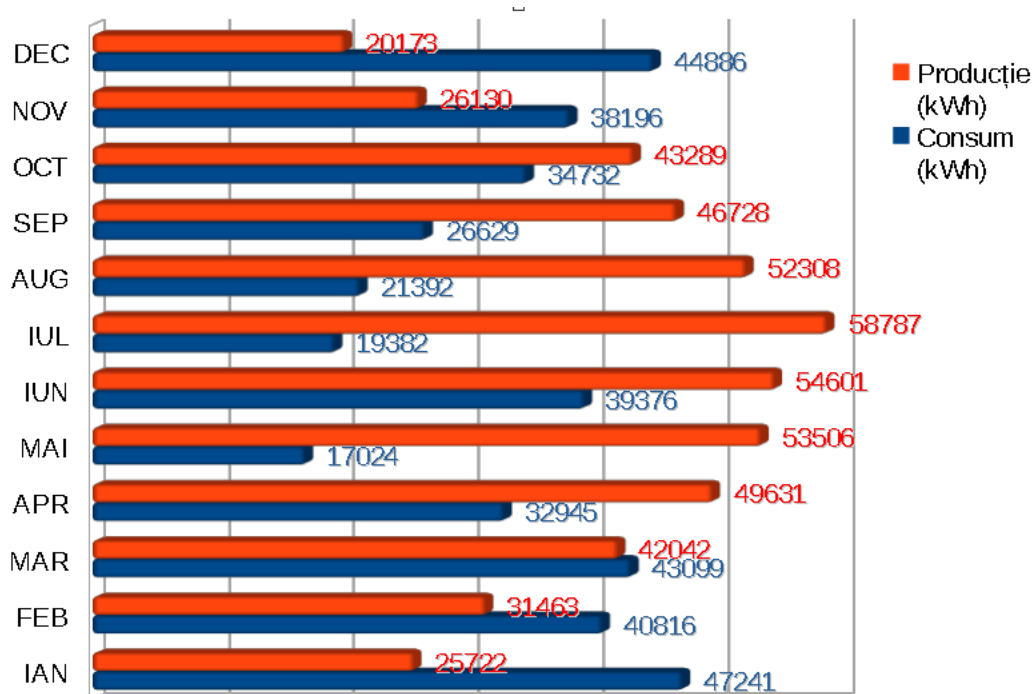
vigoare, NU vor fi necesare studii de soluție, racordul centralelor fotovoltaice urmând a fi realizat în instalația de Joasă Tensiune (0,4 kV) existentă în fiecare dintre amplasamente, puterea instalată fiind mai mică decât puterea aprobată prin Avizele Tehnice de Racordare Existente.

Potențialul de producție al instalațiilor fotovoltaice

	Scenariul 1	Scenariul 2
putere instalată AC (kW)	400	406
putere instalată DC (kW)	400	400
producție anuală (MWh)	504,40	511,70
producție medie lunară (MWh)	42,03	42,64
prognoză lunară (kWh)	Scenariul 1	Scenariul 2
IAN	25722	26168
FEB	31463	31992
MAR	42042	42687
APR	49631	50344
MAI	53506	54241
IUN	54601	55334
IUL	58787	59563
AUG	52308	52982
SEP	46728	47371
OCT	43289	43930
NOV	26130	26552
DEC	20173	20529



În decursul unui an calendaristic, se poate observa că în lunile reci în care necesarul de energie este de regulă mai ridicat, producția este mai scăzută, iar în lunile mai călduroase, în care consumul este de regulă mai scăzut, producția este mai ridicată.



Această face ca în unele luni ale anului producția să depășească consumul lunii respective, iar în altele să reprezinte doar o parte din necesarul de energie.

luna	Consum (kWh)	Producție (kWh)	Pondere (%)
IAN	47.241	25.722	54,45
FEB	40.816	31.463	77,09
MAR	43.099	42.042	97,55
APR	32.945	49.631	150,65
MAI	17.024	53.506	314,29
IUN	39.376	54.601	138,67
IUL	19.382	58.787	303,31
AUG	21.392	52.308	244,52
SEP	26.629	46.728	175,48
OCT	34.732	43.289	124,64
NOV	38.196	26.130	68,41
DEC	44.886	20.173	44,94
TOTAL	405.718	504.381	124,32

Calitatea de prosumator va permite astfel ca în lunile cu necesar mai redus de energie dar cu producție mai ridicată, excedentul de energie să fie evacuată în sistemul energetic național, în vederea compensării cantitative ulterioare, în lunile în care producția nu poate acoperi necesarul. Instalația fotovoltaică poate fi configurată astfel încât, dacă nu se dorește sau nu se poate dobândi calitatea de prosumator, pentru a nu produce mai multă energie decât este necesară, producția să poată fi limitată strict la nivelul consumului.

Pe durata de exploatare, în instalațiile fotovoltaice se observă o reducere a cantității de energie produsă anual. Principala cauză o constituie deprecierea modulelor fotovoltaice în timp, datorată expunerii la radiații UV și condiții de mediu. În industrie, majoritatea producătorilor specifică o anume rată de depreciere și garantează un randament minim raportat la durata de funcționare. În cazul celor două scenarii analizare, s-a calculat reducerea capacității de producție utilizând specificațiile producătorilor modulelor utilizate, astfel:

Producția prognozată a sistemului în cele 2 scenarii pe durata de studiu

Scenariul 1			Scenariul 2	
anul de funcționare	producția (MWh/an)	% capacitate inițială	producția (MWh/an)	% capacitate inițială
1	504,40		511,70	
2	494,31	98,00	501,47	99,42
3	491,59	97,46	499,21	98,97
4	488,89	96,92	496,96	98,53
5	486,20	96,39	494,73	98,08
6	483,53	95,86	492,50	97,64
7	480,87	95,33	490,28	97,20
8	478,22	94,81	488,08	96,76
9	475,59	94,29	485,88	96,33
10	472,98	93,77	483,70	95,90
11	470,38	93,25	481,52	95,46
12	467,79	92,74	479,35	95,03
13	465,22	92,23	477,19	94,61
14	462,66	91,72	475,05	94,18
15	460,11	91,22	472,91	93,76
16	457,58	90,72	470,78	93,33
17	455,06	90,22	468,66	92,91
18	452,56	89,72	466,55	92,50
19	450,07	89,23	464,45	92,08
20	447,60	88,74	462,36	91,67
TOTAL (incl. depr.)	9445,60	93,63	9663,34	94,42
TOTAL (excl. depr.)	10088,00		10234,00	

3.3 COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții. Devizul general și devizul pe obiecte pentru fiecare dintre cele 2 opțiuni tehnico-economice selectate sunt prezentate în continuare.

3.3.1 Scenariul 1 – Centrale Fotovoltaice dezvoltate utilizând module PV de 550 Wp

DEVIZ GENERAL AL INVESTITIEI SCENARIUL 1
„Instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile(panouri fotovoltaice) la I.J.J. BRAȘOV din cadrul proiectului „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum din cadrul Programului – cheie – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei – Fondul pentru Modernizare”

in lei/Euro la cursul de 4,9754 lei/ 1 Euro din oct 2023

Nr crt	Denumire capitole si subcapitole cheltuieli	Valoare fara TVA		TVA		Valoare inclusiv TVA	
		lei	euro	lei	euro	lei	euro
0	1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului							
1.1.	Obtinerea terenului	0	0	0	0	0	0
1.2.	Amenajarea terenului	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0	0	0	0	0	0
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0	0	0	0	0	0
1.4.1.	Bransament apa	0	0	0	0	0	0
1.4.2.	Bransament energie electrica	0	0	0	0	0	0
Total capitol 1		20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii							
Total capitol 2		0	0	0	0	0	0
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica							
3.1.	Studii	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	3.1.1. Studii de teren	0	0	0	0	0	0
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	3.1.3. Alte studii specifice	0	0	0	0	0	0
3.2.	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
3.3.	Expertizare tehnica	0	0	0	0	0	0
3.4.	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0	0	0	0	0	0
3.5.	Proiectare	165.000	33.163	31.350	6.301	196.350	39.464
	3.5.1. Tema de proiectare	0	0	0	0	0	0
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0	0	0	0	0	0
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	70.000	14.069	13.300	2.673	83.300	16.742
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	15.000	3.015	2.850	573	17.850	3.588
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	60.000	12.059	11.400	2.291	71.400	14.351
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
3.7.	Consultanta	25.000	5.025	4.750	955	29.750	5.979
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	25.000	5.025	4.750	955	29.750	5.979

	3.7.2. Auditul financiar	0	0	0	0	0	0
3.8.	Asistenta tehnica	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	3.8.1.1. pe perioada de executie a lucrarilor	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	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	0	0	0	0	0
	3.8.2. Dirigentie de santier	0	0	0	0	0	0
Total capitol 3		240.000	48.237	45.600	9.165	285.600	57.402
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1.	Constructii si instalatii	1.000.000	200.989	190.000	38.188	1.190.000	239.177
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	250.000	50.247	47.500	9.547	297.500	59.794
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	659.176	132.487	125.243	25.173	784.419	157.660
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0	0	0	0	0	0
4.5.	Dotari	0	0	0	0	0	0
4.6.	Active necorporale	0	0	0	0	0	0
Total capitol 4		1.909.176	383.723	362.743	72.907	2.271.919	456.631
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli							
5.1.	Organizare de santier	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	5.1.1. Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii santierului	0	0	0	0	0	0
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0	0	0	0	0	0
	5.2.1. Comisiunile si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0	0	0	0	0	0
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	0	0	0	0	0	0
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	0	0	0	0	0	0
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0	0	0	0	0	0
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0	0	0	0	0	0
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute	0	0	0	0	0	0
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
Total capitol 5		20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste							
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare	0	0	0	0	0	0
6.2.	Probe tehnologice si teste	0	0	0	0	0	0
Total capitol 6		0	0	0	0	0	0
TOTAL GENERAL		2.189.176	440.000	415.943	83.600	2.605.119	523.600
din care: C + M (1.2. + 1.3. + 1.4. + 2 + 4.1. + 4.2. + 5.1.1.)		1.280.000	257.266	243.200	48.880	1.523.200	306.146

3.3.2 Scenariul 2 – Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 590 Wp

DEVIZ GENERAL AL INVESTITIEI SCENARIUL 2							
„Instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile(panouri fotovoltaice) la I.J.J. BRAȘOV din cadrul proiectului „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum din cadrul Programului – cheie – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei – Fondul pentru Modernizare”							
in lei/Euro la cursul de 4,9754 lei/ 1 Euro din oct 2023							
Nr crt	Denumire capitole si subcapitole cheltuieli	Valoare fara TVA		TVA		Valoare inclusiv TVA	
		lei	euro	lei	euro	lei	euro
0	1	2	3	4	5	6	7
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului							
1.1.	Obtinerea terenului	0	0	0	0	0	0
1.2.	Amenajarea terenului	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
1.3.	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0	0	0	0	0	0
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0	0	0	0	0	0
1.4.1.	Bransament apa	0	0	0	0	0	0
1.4.2.	Bransament energie electrica	0	0	0	0	0	0
Total capitol 1		20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii							
Total capitol 2		0	0	0	0	0	0
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica							
3.1.	Studii	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	3.1.1. Studii de teren	0	0	0	0	0	0
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	3.1.3. Alte studii specifice	0	0	0	0	0	0
3.2.	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
3.3.	Expertizare tehnica	0	0	0	0	0	0
3.4.	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0	0	0	0	0	0
3.5.	Proiectare	165.000	33.163	31.350	6.301	196.350	39.464
	3.5.1. Tema de proiectare	0	0	0	0	0	0
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0	0	0	0	0	0

	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	70.000	14.069	13.300	2.673	83.300	16.742
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	15.000	3.015	2.850	573	17.850	3.588
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	60.000	12.059	11.400	2.291	71.400	14.351
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
3.7.	Consultanta	25.000	5.025	4.750	955	29.750	5.979
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	25.000	5.025	4.750	955	29.750	5.979
	3.7.2. Auditul financiar	0	0	0	0	0	0
3.8.	Asistenta tehnica	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	3.8.1.1. pe perioada de executie a lucrarilor	20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
	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	0	0	0	0	0
	3.8.2. Dirigentie de santier	0	0	0	0	0	0
Total capitol 3		240.000	48.237	45.600	9.165	285.600	57.402
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1.	Constructii si instalatii	990.000	198.979	188.100	37.806	1.178.100	236.785
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	250.000	50.247	47.500	9.547	297.500	59.794
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	669.176	134.497	127.143	25.554	796.319	160.051
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0	0	0	0	0	0
4.5.	Dotari	0	0	0	0	0	0
4.6.	Active necorporale	0	0	0	0	0	0
Total capitol 4		1.909.176	383.723	362.743	72.907	2.271.919	456.631
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli							
5.1.	Organizare de santier	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	5.1.1. Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii santierului	0	0	0	0	0	0
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0	0	0	0	0	0
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0	0	0	0	0	0
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	0	0	0	0	0	0
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	0	0	0	0	0	0

	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0	0	0	0	0	0
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0	0	0	0	0	0
5.3.	Cheltuieli diverse si neprevazute	0	0	0	0	0	0
5.4.	Cheltuieli pentru informare si publicitate	10.000	2.010	1.900	382	11.900	2.392
Total capitol 5		20.000	4.020	3.800	764	23.800	4.784
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste							
6.1.	Pregatirea personalului de exploatare	0	0	0	0	0	0
6.2.	Probe tehnologice si teste	0	0	0	0	0	0
Total capitol 6		0	0	0	0	0	0
TOTAL GENERAL		2.189.176	440.000	415.943	83.600	2.605.119	523.600
din care: C + M (1.2. + 1.3. + 1.4. + 2 + 4.1. + 4.2. + 5.1.1.)		1.270.000	255.256	241.300	48.499	1.511.300	303.754

3.5 COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE SI MENTENANTA

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice, durata de viață a centralei fotovoltaice este de 25 ani. Analiza financiară și economică din cadrul acestui Studiu ia în considerare cash-flow-urile aferente perioadei de implementare / realizare a investiției (12 luni) și celor 25 de ani de operare a investiției. Costurile estimative de operare pe durata de 25 de ani de operare / de amortizare a centralei fotovoltaice sunt:

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

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanta	Frecventa	Instrument masurare	Descriere
1	Inspectie generala module PV	planificata	lunar	Vizual camera termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspectia vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai

					multor module (urmare a vandalizării sau unei ploi cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea straturilor panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	anual	voltmetre, ampermetre ,ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor si a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspectie generala	planificata	la fiecare 3	Display inverter/a	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici

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

Având în vedere că în ambele scenarii capacitatea instalată este sensibil egală (400 kWp), rezultă un OPEX estimat de aproximativ 6000 EUR/an (considerând o valoare de 15 EUR/kWp/an).

3.4 STUDII DE SPECIALITATE: STUDIU TOPOGRAFIC, GEOTEHNIC, ANALIZĂ SI STABILITATE A TERENULUI, ETC

3.4.1 Studiu Topografic

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, nu a fost încă realizată ridicarea topografică vizată de către OCPI pentru amplasamentul vizat dar aceasta intra in sarcina Contractorului General (EPC).

3.4.2 Studiu Geotehnic

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, nu a fost încă realizat studiul geotehnic pentru amplasamentul vizat, cu dezvoltare la sol dar aceasta intra in sarcina Contractorului General (EPC).

3.4.3 Studiu de Stabilitate a Terenului

Nu este necesar.

3.4.4 Studiu de Rezistență Structurală

Nu este necesar.

3.5 GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Întrucât între cele două scenarii de analiză nu apar diferențe substanțiale, de natură să modifice perioada de implementare a obiectivului de investiții, Graficul Orientativ de realizare a Investiției este similar în ambele cazuri.

ID	Activitate	LUNA								
		START	FINISH	0	1	2	3	4	5	6
1	Durata estimativă de implementare (maxima)	0	6							
2	achiziție – contractare EPC	0	1							
3	semnare contract EPC	0	1							
4	proiectare, achiziție și livrare materiale	1	2							
5	proiect tehnic	1	2							
6	achiziție materiale	1	2							
7	livrare echipamente principale (structură)	2	3							
8	livrare echipamente principale (invertoare)	2	3							
9	livrare echipamente principale (panouri)	2	3							
10	livrare echipamente secundare (cabluri)	2	3							
11	livrare echipamente secundare (tablouri)	3	4							
12	construcții EPC	2	5							
13	predare-primire amplasament	2	2							
14	organizare de șantier	2	2							
15	amenajarea terenului	2	2							
16	nivelarea terenului	2	2							
17	instalare împrejmuire	2	2							
18	instalare iluminat	2	2							
19	instalare echipamente principale	2	4							
20	instalare structura montaj	2	3							
21	instalare panouri	2	4							
22	instalare invertoare	2	4							
23	instalare tablou CEF	3	4							
24	instalare tablou racord	3	4							
25	cablare circuite primare	2	4							
26	instalare și cablare circuite CC	2	3							
27	conectare sisteme CC	2	3							
28	instalare și cablare circuite CA	2	4							
29	instalare sistem comunicații	3	4							
30	conectare sisteme CA	3	4							
31	conectare sistem comunicații	2	4							
32	instalare împământare și paratrasnet	2	5							
33	instalare priză de pământ	2	3							
34	conectare structura la priza de pământ	2	3							
35	conectare invertoare la priza de pământ	2	4							
36	conectare tablouri la priza de pământ	3	4							
37	instalare paratrasnet	3	4							
38	conectare paratrasnet la priza de pământ	3	5							
39	teste și punere în funcțiune	6	6							

4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/SOLUȚII TEHNICO-ECONOMICE PROPUSE

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

Proiectul analizează 2 variante de implementare a unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei **centrale fotovoltaice** instalate pe **sol**, cu scopul de producție a energiei electrice din surse regenerabile de energie și de acoperire a necesarului de energie electrică al beneficiarului.

Scenariul 1:

Caracteristici

- centrală fotovoltaică formată din 800 panouri PV de 500 Wp 4 invertore de 100 kW

Indicatori de rezultat

- reducerea netă a impactului asupra mediului echivalentă cu 43,37 t.e.p/an
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră echivalentă cu 133,67 t/an

Indicatorii de realizare

- Capacitate instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 400 kW / 400 kWp

Scenariul 2:

Caracteristici

- centrală fotovoltaică formată din 688 panouri PV de 590 Wp 4 invertore de 100 kW

Indicatori de rezultat

- reducerea netă a impactului asupra mediului echivalentă cu 44,00 t.e.p/an
- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră echivalentă cu 135,60 t/an

Indicatorii de realizare

- Capacitate instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 400 kW / 406 kWp

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

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

Durata estimată de realizare a investiției este de 5 luni de la data aprobării cererii de finanțare, conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat.

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

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

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

Un regim climatic este caracterizat de starea proprietăților mai multor componente, și anume: atmosfera, hidrosfera, criosfera, litosfera și biosfera. Acestea se afla într-o interconexiune între ele și între ele și factorii externi. Procesele fundamentale ce pun în mișcare un sistem climatic sunt reprezentate de: încălzirea datorată radiațiilor solare de undă scurtă, răcirea datorată refracției în mediul cosmic a radiației terestre și a radiațiilor de undă lungă. Fenomenele extreme reprezentative ale schimbărilor climatice pot fi exemplificate prin intermediul unor dezastre naturale de tipul: inundații, alunecări de teren, seceta, uragane, cutremure etc, de o magnitudine mult amplificată.

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

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

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

1. Analiza vulnerabilității

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

durata de viață a investiției.

A. Analiza de sensibilitate

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

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

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

- Consecințe primare - modificarea temperaturii medii, apariția temperaturilor extreme, modificări ale ritmicității precipitațiilor și ale valorilor medii ale precipitațiilor, modificarea considerabilă a vitezei medii a vântului, modificarea considerabilă a nivelului de umiditate.
- Consecințe secundare - eroziune, secetă, inundații, alunecări de teren, cutremure, incendiu.

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

Conform datelor prezentate de Pool-ul de Asigurare pentru Dezastre Naturale (Componenta Programului Român de Asigurare pentru Dezastre, gestionat de Ministerul Administrației și Internelor), în cazul țării noastre, expunerea care trebuie luată în considerare este asociată cutremurelor, inundațiilor și alunecări de teren.

În contextul schimbărilor climatice, în România, nu este de așteptat ca în viitorul apropiat să apară noi tipuri de fenomene extreme, dar cele existente le pot schimba caracteristicile, precum: frecvența și amplitudinea. Dar ținând cont de amplasarea geografică a României, de caracteristicile climatice, geomorfologice, geologice și hidrografice, țara noastră este predispusă la manifestarea a trei mari tipuri de fenomene extreme: geomorfologice, hidrologice și climatice. Aceste trei tipuri de fenomene extreme pot fi influențate de schimbările climatice și se pot manifesta atât individual, cât și în plus, să producă efecte generale și locale precum: eroziune, alunecări de teren, inundații, exces de umiditate, secete.

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

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

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

Când vine vorba de precipitații extreme, zona șantierului proiectului este foarte rar afectată de astfel de fenomene. Marea majoritate a precipitațiilor abundente apar sub formă de furtuni de primăvară sau de toamnă care durează doar câteva zile sau furtuni de vară foarte scurte

(maximum câteva ore). Probabilitatea ca furtunile să capete avânt din cauza schimbărilor climatice este moderată și nu este probabil să apară până în anul 2050. Cu toate acestea, în cazul unor schimbări climatice majore și în viitorul apropiat, este puțin probabil ca zona sitului să fie afectată datorită sistemului de canalizare care este special conceput pentru a susține cantități mari de apă pluvială.

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

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

Așa cum este identificat și în schema de mai sus, proiectul supus analizei este sensibil în vitezei medii a vântului.

B. Analiza expunerii

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

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

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

Analiza expunerii este prezentată în tabelul următor:

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

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

Analiza vulnerabilității		Expunere (actuală + viitoare)		
		Ridică	Medie	Scăzută
Sensibilitate (cea mai mare)	Ridică			
	Medie	Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului	

dintre cele 3)			Incendii	
	Scăzută		Modificarea temperaturii medii	Umiditate
			Precipitații extreme	Seceta
			Temperaturi extreme	Inundații
				Alunecări de teren
				Cutremure

2. Evaluarea riscului:

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

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

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

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

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

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

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

Matricea de risc – Situația actuală					
Expunere la risc	Redus		Mediu	Ridicat	Neacceptabil
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal

1- Rar	Modificarea precipitațiilor medii Umiditate Seceta Inundații Alunecări de teren Cutremure	Precipitații extreme	Incendii		
2- Improbabil	Modificarea temperaturii medii Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului			
3- Moderat					
4- Probabil			Viteza medie a vântului		
5- Aproape sigur					

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

3. Identificarea si evaluarea măsurilor de atenuare:

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

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

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

Măsurile propuse necesare pentru atenuarea cauzelor sunt:

- Foc – În faze de construcții se vor folosi materiale cu rezistență mare la foc.

Administratorul va elabora și implementa un plan de stingere a incendiilor.

- Inundații - Proiectul este amplasat într-o zonă ferită de inundații. Sistemul de drenaj va fi modernizat.
- Temperaturi extreme - Echipamentele care vor fi folosite pentru modernizare au specificații din fabrică de rezistență la temperaturi ridicate. Astfel la alegerea echipamentului se vor acorda puncte pentru rezistență la temperatură.
- Cutremure – Planul de management al situației de criză prevede o serie de măsuri necesare în caz de cutremure. Aceste prevederi vor fi respectate la alegerea materialelor și a echipamentelor de operare.
- Precipitații extreme – Sistemul de drenaj va fi întreținut și curățat de mai multe ori în fiecare an pentru a menține funcționarea deplină.

Impactul proiectului asupra mediului

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

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

- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- OUG nr. 68/2007 privind răspunderea pentru mediu cu referire la prevenirea și repararea

daunelor aduse mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului unor proiecte publice și private asupra mediului;
- OG nr. 2/2021 - privind depozitarea deșeurilor;
- Regulament tehnic pentru construcția liniilor electrice aeriene cu tensiuni peste 1000 V - NTE 003/04/01;
- Legea nr. 59/2016 - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase;
- Legea 278/2013 privind emisiile industriale, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 101/2017 și Legea nr. 144/2018;
- Comandă nr. 119/2014 a ministrului sănătății pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase;
- OMMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Normei tehnice privind depozitarea deșeurilor, cu modificările și completările aduse prin Ordinul nr. 1.230 / 2005 și Ordinul nr. 415/2018;
- Legea nr. 249/2015 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 38/2016 și Legea nr. 87/2018;
- OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;
- HGR nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;
- HGR nr. 210/2007 și OUG nr. 12/2007 pentru modificarea și completarea unor acte normative care transpun acquis-ul comunitar în domeniul protecției mediului;
- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR nr. 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind condițiile de evacuare a apelor uzate în mediul acvatic, cu modificările și completările aduse de HGR nr. 352/2005 și HGR 210/2007;
- Ordinul MAPPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și a Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici, cu modificările și completările ulterioare prin Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului ambiant;
- OMSP NR. 1193/2006 pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- HGR nr. 124/2003 pentru prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, completată de HGR nr. 210/2007 și modificată prin HGR nr. 734/2006.

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

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

a) Reducerea impactului vizual

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

b) Protecția aerului

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

c) Reducerea impactului sonor

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

d) Gestionarea deșeurilor

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

- e) Protecția solului
 - Panourile fotovoltaice și invertoarele folosite sunt izolate uscat și astfel nu implică nici un risc pentru pământ.
- f) Managementul substanțelor toxice și periculoase
 - Utilizarea platformelor existente din beton pentru depozitarea temporară a echipamentelor reduce posibilitatea de poluare a solului și a apei.
 - Materialele folosite la elementele de construcție și montaj nu conțin azbest.
 - Demontarea echipamentelor de ulei nu este asigurată
 - Evidența gestionării substanțelor toxice și periculoase se va face conform lit. d)
 - Produsele chimice vor fi manipulate și depozitate în conformitate cu specificațiile din fișele cu date de securitate
 - Se vor furniza fișe cu date de securitate actualizate pentru toate substanțele chimice utilizate (ulei, baterii, motorină și altele)
 - În cazul poluării accidentale în timpul lucrărilor sau în perioada de garanție, executantul răspunde de ecologizarea și readucerea mediului contaminat la starea inițială.
- g) Protecția împotriva efectelor câmpului electromagnetic
 - Echipamentul furnizat nu provoacă interferențe radio sau TV sau un câmp electromagnetic care ar putea dăuna corpului uman.
- h) Protecția apelor subterane
 - Echipamentele prevăzute de această lucrare nu produc poluanți pentru apele subterane.
- i) Protecție împotriva șocurilor electrice și a accidentelor electrice
 - Respectarea distanțelor de siguranță și asigurarea că zonele de lucru reduc șansele de accidente.
- j) Protecția împotriva incendiilor
 - Soluțiile adoptate prevăd măsuri constructive împotriva producerii și răspândirii incendiilor în noile containere, celule de medie tensiune, transformatoare, precum și în gospodăria de cablu (separări tehnologice, etanșări etc.).

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

- Necesarul de utilitati si de relocare/protejare, dupa caz

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, pe perioada instalării și punerii în funcțiune a centralei fotovoltaice, se va utiliza energia electrică de la rețeaua electrică de bază. Nu sunt necesare lucrări de relocare sau protejare a sistemelor de utilități deoarece procesul de implementare nu induce cerințe ca servicii suport a diferitelor utilități (apa, canal, gaze, energie electrică decât parțial din resurse proprii).

- Soluții pentru asigurarea utilitatilor necesare

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, soluțiile pentru asigurarea utilitatilor necesare sunt următoarele:

- alimentarea cu energie electrica se va realiza prin racordarea la rețeaua de energie electrica din rețeaua operatorului de distribuție DEER;
- racordarea la rețeaua de telecomunicații proprie, pentru funcționarea sistemului de comunicație WAM;
- alimentarea cu apa - nu este cazul, centrala fotovoltaica nu utilizeaza aceasta utilitate;
- canalizare - nu este cazul, centrala fotovoltaica nu are in componenta subansamble de acest tip.

4.4 SUSTENABILITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

4.4.1 Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

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

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

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

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

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

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

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

Desemnarea echipei de management, respectiv contractarea unor servicii

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

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

4.4.3 Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, centralele fotovoltaice propuse urmând a fi instalate pe sol, în incinta unor amplasamente cu caracter industrial existente, conform celor prezentate în prezentul Studiu de Fezabilitate.

Pentru implementarea proiectului vor fi utilizate materiale și utilaje cu un impact de mediu pe ciclul de viață minimal (de la producție, la punerea în funcțiune la retragerea din exploatare după finalizarea duratei de viață).

Toate deșeurile rezultate atât în urma implementării proiectului cât și la retragerea acestuia din exploatare (începând cu anul 25 de analiză) vor fi predate către centre de reciclare specializate, asigurând astfel respectarea principiilor de bază ale Economiei Circulare.

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

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

fabricanți oferind garanții de viață de peste 35 de ani), efectele privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră sunt net pozitive.

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

Per total, conform studiilor științifice (<https://www.nature.com>), amprenta totală de CO₂ echivalent aferentă tehnologiei PV propuse către implementare se ridică la maximum 40 de grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă, deci o valoare de peste 8 ori mai mică decât valoare medie a emisiei specifice de CO₂ echivalent la nivelul României din anul 2020 – 330 grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă.

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

4.4.4 Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, panourile fotovoltaice vor fi amplasate pe terenul aparținând beneficiarului I.J.J. Brașov și se va realiza, în acest sens, corelarea cu instalațiile și echipamentele existente pe teren (instalație paratrăsnet, etc.). Prin urmare, în cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, proiectul de investiție nu va genera un impact raportat la contextul natural sau antropic în care acesta se integrează.

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

Întrucât Obiectivul de investiții are drept scop producția energiei electrice în vederea asigurării autoconsumului, utilizând surse regenerabile de energie, dimensionarea capacității de producție este direct dependentă de necesarul de energie electrică la nivel zonal, regional, național și European. Aceste aspecte au fost prezentate, în detaliu, în cadrul Capitolului 2 și Capitolului 3.

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

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

Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico – economice pentru realizarea obiectivului de investiții ” **INSTALAREA DE NOI CAPACITATI DE PRODUCERE A ENERGIEI DIN SURSE REGENERABILE LA I.J.J. BRASOV -PUNCT DE PRODUCTIE STR. VASIELGOLDIS, NR. 1-3, MUN. BRASOV**”, și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectul în cauză.

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

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

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

Unde:

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

Veniturile se notează cu semn pozitiv (+), iar cheltuielile se notează cu semn negativ (-);

y_i este anul în care se realizează fluxul financiar f_i ;

r este rata de actualizare.

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

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

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

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

Analiza financiară constă din:

- Analiza rentabilității tuturor costurilor investiției, indiferent de sursa de finanțare, care determină dacă investiția în sine este profitabilă, prin calcularea Valorii Actualizate Nete Financiare asupra Tuto-
r Costurilor Investiției – VANF(C).
- Valoarea actualizată netă financiară a investiției este definită ca suma care rezultă atunci când costurile de investiție și de operare preconizate ale proiectului (actualizate) sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate.

Conform Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, investiția în sisteme fotovoltaice, este în aliniament cu prioritățile europene

de crestere sustenabila prin eficientizarea resurselor europene. Cei mai importanti indicatori urmariti sunt impactul la nivel de forta de munca, inovatie si efectele asupra mediului inconjurator. Principalul beneficiu economic al acestui proiect, conform Ghidului Pentru Analiza Cost- Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, este de a eficientiza consumul energetic necesar desfasurarii activitatii operationale a beneficiarului odata cu punerea in functiune a instalatiei fotovoltaice.

Ipoteze generale utilizate:

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

In analiza financiara s-au considerat preturi constante.

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

Tabloul investitiei solicitate este:

Nr crt	SURSE DE FINANȚARE	Valoare (lei)
I	Valoarea totală a cererii de finantare, din care :	2,605.119,00
I.a.	Valoarea totala neeligibilă, inclusiv TVA aferenta	0
I.b.	Valoarea totala eligibilă, inclusiv TVA aferenta	2,605.119,00
II	Contribuția proprie, din care :	0,00
II.a.	Contribuția solicitantului la cheltuieli eligibile	0.00
II.b.	Contribuția solicitantului la cheltuieli neeligibile, inclusiv TVA aferenta	0,00
III	Finanțarea nerambursabilă totală solicitată	2,605.119,00

1 EURO = 4.9754 RON

Ajutor public nerambursabil	2.605.119,00	523.600.00			2.605.119,00	523.600.00
Sursele de finantare pentru completarea necesarului de finantare din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- autofinantare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- imprumuturi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL PROIECT	2.605.119,00	523.600.00	0.00	0.00	2.605.119,00	523.600.00

4.6.1 Scenariul 1- Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 500 Wp versus Scenariul în care nu se va realiza nici o investiție

Valoarea Totală a investiției fără TVA este 440.000 eur.

VENITURI FINANCIARE

Prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de 504,40 MWh/an, la nivelul anului 2025, așa cum se previzionează mai jos. Producția este corelată cu necesarul de energie electrică al Beneficiarului determinat în analiza tehnică de aproximativ 125.905 MWh/an.

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

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	504,40	494,31	491,59	488,89	486,20	486,20	480,87	478,22	475,59	472,98

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	470,38	467,79	465,22	462,66	460,11	457,58	455,06	452,56	450,07	447,60

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

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

CHELTUIELI FINANCIARE

Chetuielile cu Operarea si Mentenanta

Conform literaturii de specialitate, cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice au o valoare medie de **8.42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanta	Frecventa	Instrument masurare	Descriere
1	Inspectie generala module PV	planificata	lunar	Vizual camera termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unui sau mai multor module (urmare a vandalizării sau unei ploii cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea uneicelule PV sau mătuirea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strngerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor si a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspectie generala invertoare	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor lastructura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre alectrician autorizat de tip B

6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	Certificatele PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurante, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de mentenanta
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă aşadar un OPEX estimat de aproximativ 6.000 EUR/an (considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an). Aceste cheltuieli vor fi externalizate/subcontractate. De asemenea, cheltuielile se considera in totalitate fixe.

Se considera de asemenea costul cu inlocuirea celor 4 invertore in anul 11 de functionare, la o valoare de 4000 Euro/invertor, o valoare totala de 16,000Euro.

Cheltuielile cu Energia Electrica

In aceasta sectiune se detaliaza economisirea privind cheltuielile cu energia electrica, consecinta a implementarii proiectului. Astfel se considera pretul de achizite a energiei electrice de 750lei/MWh, iar cantitatea luata in calcul este necesarul anual aproximativ al Beneficiarului de 125.905 MWh, ce va fi 40.06% acoperit prin cantitatea de energie electrica anuala produsa prin proiect. Chetuielile detaliate mai jos se considera a fi cu semnul „-„(minus) tocmai pentru ca ele reprezinta o economisire de care Beneficiarul va beneficia prin implementarea proiectului, si nu o cheltuiala propriu-zisa.

Scenariul 1-Prognoza Cheltuielilor																						
			Total An 1	Total An 2	Total An 3	Total An 4	Total An 5	Total An 6	Total An 7	Total An 8	Total An 9	Total An 10	Total An 11	Total An 12	Total An 13	Total An 14	Total An 15	Total An 16	Total An 17	Total An 18	Total An 19	Total An 20
Categoria	Pret LEI/MWh	UM																				
Cheltuieli factura de energie- Cantitate energie electrica economisita prin proiect [pret mediu energie electrica 750 RON/Mwh]	750.00	MWh	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40	-504,40
Cheltuieli Valorice -Valoare Economisita prin proiect [pret mediu energie electrica 750 RON/Mwh]	750.00	LEI	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00
Total Cheltuieli			-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice: 125.905 Mwh economisiti/an 2025*40,06%=504,40 [Mwh/an]

Cheltuieli Valorice Economisite: -504,40 [Mwh/an]* 750 RON = -378.300,00 RON

Calculul Indicatorilor Financiar

	Anul 2024-12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venituri operationale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operationale si mentenanta		29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	109.458,80	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40
Cheltuieli Economisire energie electrica		-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00	-378.300,00
Investitie initiala totala [fara TVA]	1.909.175,41																				

TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	1.909.175,41	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-268.841,20	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60
Net Cash Flow	-1.909.175,41	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-268.841,20	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60	-348.447,60
Factor de actualizare	1.00	0,96	0,92	0,89	0,85	0,82	0,79	0,76	0,73	0,7	0,68	0,65	0,62	0,6	0,58	0,56	0,53	0,51	0,49	0,47	0,46	
Flux de numerar actualizat	-1.909.175,41	-334.509,70	-320.571,79	-310.118,36	-296.180,46	-285.727,03	-275.273,60	-264.820,18	-254.366,75	-243.913,32	-236.944,37	-174.746,78	-166.681,54	-209.068,56	-202.099,61	-195.130,66	-184.677,23	-177.708,28	-170.739,32	-163.770,37	-160.285,90	

Exemplu de calcul An 1 (2025) Valoarea Reziduala se considera nula. Venituri Operationale se considera nule.

Total Fluxuri de Intrare = Olei

Cheltuieli Operationale si de mentenanta: 6.000 Euro/an* 4.9754= 29.852,4 RON

Cheltuieli economisire energie electrica conform calculului mai sus -378.300,00 RON

Valoarea Investitiei (fara TVA): 0 RON

Total Fluxuri de Numerar Iesire: Cheltuieli Operationale si de mentenanta 29.852,40+Cheltuieli economisire energie electrica -378.300,00 + Valoarea Investitiei 0 = -348.447,60 RON

Net Cash Flow:Total Fluxuri de Intrare-Total Fluxuri de Numerar Iesire: 0 –348.447,60= -348.447,60 RON Factor

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

Flux de numerar actualizat: Net Cash Flow * Factor de actualizare = 348.447,60*0.96 = 334.509,70 RON

Indicatorii financiari obtinuti sunt:

Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	2.718.158,39
Rata interna de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	13%
Rata de actualizare considerata	4%

Rezultatele obtinute pentru indicatorii financiari sugereaza faptul ca investitia in acestui scenariu in comparatie cu un scenariu in care nu s-ar realiza nici o investitie, considerata pe parcursul perioadei de functionare are nevoie de sprijinul finantarii nerambursabile.

4.6.2 Scenariul 2 - Centrala Fotovoltaică dezvoltată utilizând module PV de 590 Wp -versus scenariul in care nu s-ar realiza nici o investitie de catre beneficiar

În vederea cuantificării investiției în Scenariul 2, a fost obținută o ofertă bugetară la o valoare totală de **440.000 eur**, fără TVA.

VENITURI FINANCIARE

Prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **511,70 MWh/an**, la nivelul anului 2025, așa cum se previzionează mai jos. Producția este corelată cu necesarul de energie electrică al Beneficiarului determinat în analiza tehnică de aproximativ **125.905 MWh/an**.

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

Anul de funcționare	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Producția de energie electrică [MWh/an]	511,70	501,47	499,21	496,96	494,73	492,50	490,28	488,08	485,88	483,70

Anul de funcționare	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producția de energie electrică [MWh/an]	481,52	479,35	477,19	475,05	472,91	470,78	468,66	466,55	464,45	462,36

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

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

COSTURI FINANCIARE

Cheltuieli cu operare și mentenanță

Conform literaturii de specialitate, cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța centralei fotovoltaice au o valoare medie de **8.42 – 15 EUR/kWp/an** și includ:

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

2	Inspectie structura metalica	planificata	anual	cheie dinamica	Presupune verificarea strngerii panourilor pe structura metalica cu cheia dinamometrica in procent de 1%
3	Inspectia si verificarea cablajelor si componentelor AC si DC	planificata	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de jonctiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor si a sirurilor de panouri (stringere).
4	Inspectie generala invertoare	planificata	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicatie	Activitatea consta in curatarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparatii (inlocuirea unor componente interne) , verificarea periodica a erorilor pe displayul invertoarelor si a eficientei in aplicatie
5	Verificarea impamantarilor la structura si posturi trafo	planificata	o data pe an	Multimetru	Verificarea impamantarilor se face de catre electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr impamantari	planificata	o data pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventiva	permanent	N/A	Presupune existenta unui stoc de materiale, sigurate, contactoare, conectori, cabluri, placi cu circuite daca este cazul, filtre, ventilatoare si module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificata	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi raspunzator de respectarea planului de metenata
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Rezultă aşadar un OPEX estimat de aproximativ 6.000 EUR/an (considerând o valoare medie de 15 EUR/kWp/an). Aceste cheltuieli vor fi externalizate.

De asemenea, cheltuielile se considera in totalitate fixe. Se considera de asemenea costul cu inlocuirea

celor 4 invertore in anul 11 de functionare, la o valoare de 4000 Euro/invertor, o valoare totala de 16,000Euro.

Cheltuieli cu energia electrica

In aceasta sectiune se detaliaza economisirea privind cheltuielile cu energia electrica, consecinta a implementarii proiectului. Astfel se considera pretul de achizite a energiei electrice de 750lei/MWh, iar cantitatea luata in calcul este necesarul anual aproximativ al Beneficiarului de 125.905 MWh, ce va fi 40.64% acoperit prin cantitatea de energie electrica anuala produsa prin proiect. Chetuielile detaliate mai jos se considera a fi cu semnul „-„(minus) tocmai pentru ca ele reprezinta o economisire de care Beneficiarul va beneficia prin implementarea proiectului, si nu o cheltuiala propriu-zisa.

Scenariul 2-Prognoza Cheltuielilor																						
			Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total
Categoria	Pret LEI/MWh	UM	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli factura de energie- Cantitate energie electrica economisita prin proiect [pret mediu energie electrica 750 RON/Mwh]	750.00	MWh	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70	-511,70
Cheltuieli Valori ce -Valoare Economisita prin proiect [pret mediu energie electrica 750 RON/Mwh]	750.00	LEI	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00
Total Cheltuieli			-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00

Exemplu de calcul An 1 (2025):

Cheltuieli fizice: 125.905 Mwh economisiti/an 2025*40.64%=511,70 [Mwh/an]

Cheltuieli Valori ce Economisite: -511,70 [Mwh/an]* 750 RON = -383.775,00 RON

Calculul Indicatorilor Financiari

	Anul 2024-12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venituri operationale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valoare Reziduala																					
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operationale si mentenanta		29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40

Cheltuieli energie economisire prin proiect		-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00
Investitie initiala totala [fara TVA]	1.909.175,41																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	1.909.175,41	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-274.316,20	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60
Net Cash Flow	-1.909.175,41	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-274.316,20	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60	-353.922,60
Factor de actualizare	1.00	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65	0.62	0.60	0.58	0.56	0.53	0.51	0.49	0.47	0.46
Flux de numerar actualizat	-1.909.175,41	-339.765,70	-325.608,79	-314.991,11	-300.834,21	-290.216,53	-279.598,85	-268.981,18	-258.363,50	-247.745,82	-240.667,37	-178.305,53	-170.076,04	-212.353,56	-205.275,11	-198.196,66	-187.578,98	-180.500,53	-173.422,07	-166.343,62	-162.804,40

Exemplu de calcul An 1:

Valoarea Reziduala se considera nula.

Venituri Operationale se considera nule.

Total Fluxuri de Intrare = Olei

Cheltuieli Operationale si de mentenanta: 6.000 Euro/an* 4.9754= 29.852,40 RON

Cheltuieli economisire energie electrica conform calculului mai sus -383.775,00RON

Valoarea Investitiei (fara TVA): 0 RON

Total Fluxuri de Numerar Iesire: Cheltuieli Operationale si de mentenanta 29.852,40 +Cheltuieli economisire energie electrica -383.775 + Valoarea Investitiei 0 = --353.922,60 RON

Net Cash Flow: Total Fluxuri de Intrare- Total Fluxuri de Numerar Iesire: 0 –(-353.922,60) = 353.922,60 RON

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

Flux de numerar actualizat: Net Cash Flow * Factor de actualizare = 353.922,60*0.96 = 339.765,70 RON

Indicatorii financiari obtinuti sunt:

Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	2.792.454,14
Rata interna de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	13%
Rata de actualizare considerata	4%

4.6.3 Concluzie

	Scenariul 1 versus scenariul fara nici o investitie	Scenariul 2 versus scenariul fara nici o investitie
Valoare actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	2.718.158,39	2.792.454,14
Rata interna de rentabilitate (RIRF)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	13%	13%
Rata de actualizare [%]	4%	4%

Analizand primele 2 scenarii, in care fiecare scenariu a fost comparat cu cazul in care nici un fel de investitie nu s-ar realiza, iar beneficiarul isi continua activitatea ca si pana in acest moment, pe baza indicatorilor obtinuti, se mentioneaza faptul ca in toate cele 2 scenarii s-a obtinut valoare pozitiva pentru VAN, iar in cazul indicatorului RIRF, s-au obtinut valori peste pragul ratei de actualizare. Valorile obtinute sunt comparabile. In sectiunea de mai jos, se va analiza sustenabilitatea proiectului scenariului 1 din punct de vedere al fluxurilor financiare, precum si rezultatele analizei economice pentru a completa aceasta concluzie.

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

Cash Flow Net Cumulat:

Flux de numerar - previziuni - LEI		Anul 2024	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
	OPERATIUNEA/PERIOADA	Anul 0- 12 luni de implementare	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
I.		ACTIVITATEA DE INVESTITII SI FINANTARE																				
A.	Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)	2.189.176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	A1. Aport la capitalul societatii (imprumuturi de la actionari/asociati)	0,00																				
	A4. Ajutor nerambursabil (inclusiv avans)	2.189.176																				
B.	Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)	2.189.176	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B1. Achizitii de active fixe corporale, inclusiv TVA	2.189.176																				
C.	Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D.	Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
II.		ACTIVITATEA DE EXPLOATARE																				
E.	Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H.	Total intrari de numerar (E+F+G)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I.	Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:	0	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300	-378.300
I7.	Prestatii externe		29852,4	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	109458,8	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40
	Alte plati aferente exploatarii		-29852,4	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-109458,8	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40	-29.852,40
J.	Flux brut inainte de plati pentru impozit pe profit /cifra de afaceri si ajustare TVA (H-I)	0	-29.852,40	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	268.841,20	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60	348.447,60

K.	Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)																					
		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	K1. plati TVA	0																				
	K2. rambursari TVA	0																				
	K3. impozit pe profit/cifra de afaceri	0																				
O.	Total plati, exclusiv cele aferente exploatarii (K+L+M+N)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P.	Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)	0	-29.852,40	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	268.841,2	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6
III	FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)																					
Q.	Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)	0	-29.852,40	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	268.841,2	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6
R.	Disponibil de numerar al perioadei precedente	0	0	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	268.841,2	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6
S.	Disponibil de numerar la sfarsitul perioadei (Q+R)	0	0	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	268.841,2	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6	348.447,6

Disponibilul de numerar este pozitiv in fiecare an, un indicator al viabilitatii din acest punct de vedere. Calculul Financiar privind rentabilitatea capitalului investit

Urmatorul tabel realizeaza analiza indicatorilor financiari, in cazul in care se considera ca Valoarea investitiei se considera capitalul investit de catre beneficiar, fiind situatia in care proiectul obtine finantare nerambursabila. Contributia totala a beneficiarului este de : 0 EURO (0 RON).

	Anul 2024-12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venituri operationale		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valoare Reziduala																					
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cheltuieli operationale si mentenanta		29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	109.458,80	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40
Cheltuieli Impredictibilitate		- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 109.458,80	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4
Investitie initiala	2.189.176																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	2.189.176	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 109.458,80	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4	- 29.852,4
Net Cash Flow	-2.189.176	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	268841,2	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6	348447,6
Factor de actualizare	1.00	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82	0.79	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65	0.62	0.60	0.58	0.56	0.53	0.51	0.49	0.47	0.46
Flux de numerar actualizat	-2.189.176	334.509,70	320.571,79	310.118,36	296.180,46	285.727,03	275.273,60	264.820,18	254.366,75	243.913,32	236.944,37	174.746,78	216.037,51	209.068,56	202.099,61	195.130,66	184.677,23	177.708,28	170.739,32	163.770,37	160.285,90

Valoare actualizata neta a capitalului investit (VANK) - trebuie sa fie pozitiva [RON]	1,426,346.61
Rata interna de rentabilitate a capitalului investit(RIRK)- trebuie sa fie > rata de actualizare [%]	18.64%
Rata de actualizare considerata	4%

Indicatorii obtinuti releva impactul pozitiv al obtinerii finantarii nerambursabile, pentru indicatorul VAN obtinandu-se o valoare pozitiva, iar pentru indicatorul RIRF, valoare peste pragul de 4%.

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

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

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

Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, este de a crește și a diversifica oferta de energie de pe piața pentru a fi la nivelul cererii în creștere.

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

4.7.1 Scenariul 1

Indicatorul climatic de rezultat urmărit prin proiect va consta în reducerea gazelor cu efect de sera cu 133.67 tone de CO2 echivalent într-o perioadă de 1 an, iar reducerea gazelor cu efect de sera pentru următorii 20 de ani va fi de 2.673,40 tone de CO2 echivalent

Monetizarea Beneficiilor Economice ale Proiectului		
Beneficiu	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Reducerea gazelor cu efect de sera	In recomandarea Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, pretul umbra/tona al emisiilor de CO2 este de 40EURO/Tona. Calculul s-a realizat considerand 45 de Euro/Tona in 2030, astfel incat s-a pornit de la 38EURO/tona in 2025 ajungand la 57EURO/tona in 2044. Acest pret este in crestere deoarece se considera ca costul asupra mediului inconjurator va fi tot mai mare cu fiecare an. Proiectul este previzionat a avea un impact de 2.673,40 tone/20 ani. Valoarea totala cumulata este 532.049,37 RON.	S-a considerat un factor de conversie de 1 deoarece in calculul efectuat s-au utilizat deja preturile umbra.

În prezent, așa cum a fost descris în introducerea Studiului de Fezabilitate, prin instalația de sisteme fotovoltaice, se considera ca Beneficiarul va produce o cantitate de energie electrică de 504,4 MWh/an, la nivelul anului 2025, așa cum s-a previzionat anterior, conform necesarului Beneficiarului.

Monetizarea Costurilor Economice ale Proiectului		
Cost	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Cheltuielile cu Investitia	Valoarea investitiei fara TVA e considerata 440.000 eur .Aceasta valoare nu se vaajusta cu un factor de conversie. Valoarea totala cumulata cu TVA va fi de 523.600 eur	Factorul de conversie considerat este 1. In primul rand seconsidera ca investitia se va realiza prin licitatie deschisa pe baza ofertelor primite si a preturilor de piata. Din acest considerent nu ar finevoie de o ajustare a pretului. De asemenea pentru acest proiect de investitii, cat si pentru operatiune si mentenanta este nevoie de forta de munca specializata, asadar se va recurge la acelasi proces de licitatie. Exista posibilitatea de a se continua lucrarile cu aceeasi firma implicata in partea de implementare a proiectului. Pentru implementarea si operarea acestei investitii nu este nevoie de munca necalificata in acest process, asadar nu este necesara o ajustare din aceasta perspectiva. De asemenea procesul de implementare nu presupune pasi care nu aduc valoare adaugata.

Cheltuielile Operationale si de Mentenanta	Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusive de TVA. Valoarea cheltuielilor anuale 6.000 EUR cu TVA inclus, adaugandu-se si costul cu schimbarea inverteoarelor in anul 11, de 16,000 Euro. Valoarea cumulate pe perioada de functionare este de 676.654,40 RON. NU este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.
Cheltuieli energie- Economisire datorata proiectului	Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusiv de TVA, anual fiind valoarea de 378.300 RON. Valoarea cumulata pe perioada de functionare este de 7.566.000 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.

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

	Anul 2024-12 luni de implementare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficiu reducerea emisiilor gazelor cu efect de sera EURO/Tona/	0	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47
Valoare Reziduala																					
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE	0	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47
Cheltuieli operationale si mentenanta (exclus TVA)	0	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	109.458,80	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40
Cheltuieli energie-Economisire prin proiect	0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0	-378.300,0
Investitie initiala totala [exclus TVA]	2.189.176,00																				
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	2.189.176,00	-29.852,40	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	44,036	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926	148,926
Net Cash Flow	-2.189.176,0	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07	375.050,07
Factor de actualizare	1.00	0,95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Flux de numerar actualizat	-2.189.176,0	356.297,57	341.295,56	322.543,06	307.541,06	292.539,05	281.287,55	266.285,55	255.034,05	240.032,04	228.780,54	171.357,33	210.028,04	198.776,54	191.275,54	180.024,03	172.523,03	165.022,03	157.521,03	150.020,03	142.519,03

Indicatori economici rezultati se regasesc in tabelul de mai jos:

Valoare actualizata neta economica (VANE) - trebuie sa fie pozitiva	4.630.702,66
Rata interna de rentabilitate economica(RIRE)> rata de actualizare	6.17%
Rata sociala de actualizare	5%

Indicatorul Beneficiu/Cost este mai mare decat valoarea 1.

Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualizare	1	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Beneficii	0	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47	26.602,47
Venituri Nete Actualizate VNA	0.00	25.272,35	24.208,25	22.878,12	21.814,02	20.749,93	19.951,85	18.887,75	18.089,68	17.025,58	16.227,51	15.429,43	14.897,38	14.099,31	13.567,26	12.769,18	12.237,14	11.705,09	11.173,04	10.640,99	10.108,94
Venituri Nete Actualizate VNA	331.732,78																				

TOTAL 1-20																					
Costuri	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	109.458,80	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40
Cheltuieli Nete Actualizate CAN	28359,78	27165,684	25673,06	24478,97	23284,87	22389,3	21195,2	20299,63	19105,54	18209,96	63486,1	16717,34	15821,77	15224,72	14329,15	13732,1	13135,06	12538,01	11940,96	11343,91	28359,78
Cheltuieli Nete Actualizate CAN TOTAL 1-20	418431,14																				
VNA/CAN>1	79,28%																				

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

4.7.2 Scenariul 2

Indicatorul climatic de rezultat urmărit prin proiect va consta în reducerea gazelor cu efect de sera cu: 135,60 tone de CO₂ echivalent într-o perioadă de 1 an, iar pentru toată perioada de monitorizare reducerea gazelor cu efect de sera va fi de 2.712,00 tone de CO₂ echivalent

Monetizarea Beneficiilor Economice ale Proiectului		
Beneficiu	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Reducerea gazelor cu efect de sera	În recomandarea Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, pretul umbra/tona al emisiilor de CO ₂ este de 40 EURO/Tona. Calculul s-a realizat considerand 45 de Euro/Tona în 2030, astfel încât s-a pornit de la 38EURO/tona în 2025 ajungand la 57EURO/tona în 2044. Acest pret este în creștere deoarece se considera ca costul asupra mediului înconjurător va fi tot mai mare cu fiecare an. Proiectul este previzionat a avea un impact de 2.712 tone/20 ani. Valoarea totala cumulata este 539.731,39 RON.	S-a considerat un factor de conversie de 1 deoarece în calculul efectuat s-au utilizat deja preturile umbra.

În prezent, așa cum a fost descris în introducerea Studiului de Fezabilitate, prin instalația de sisteme fotovoltaice, Beneficiarul va produce intern o cantitate de energie electrică de **511,70** MWh/an, la nivelul anului 2025, așa cum s-a previzionat anterior, conform necesarului Beneficiarului.

Monetizarea Costurilor Economice ale Proiectului		
Cost	Valoare cumulata pentru anul 2024-2044	Factor de conversie considerat
Cheltuielile cu Investitia	Valoarea investitiei fara TVA e considerata 440.000,00 EURO. Aceasta valoare nu se vaajusta cu un factor de conversie. Valoarea totala calculata cu TVA este de 523.600 eur	Factorul de conversie considerat este 1. In primul rand seconsidera ca investitia se va realiza prin licitatie deschisa pe baza ofertelor primite si a preturilor de piata. Din acest considerent nu ar finevoie de o ajustare a pretului. De asemenea pentru acest proiect de investitii, cat si pentru operatiune si mentenanta este nevoie de forta de munca specializata, asadar se va recurge la acelasi proces de licitatie. Exista posibilitatea de a se continua lucrarile cu aceeasi firma implicata in partea de implementare a proiectului. Pentru implementarea si operarea acestei investitii nu estenevoie de munca necalificata in acest process, asadar nu este necesara o ajustare din aceasta perspectiva. De asemenea procesul de implementare nu presupune pasi care nu aduc valoare adaugata.

Cheltuielile Operationale si de Mentenanta	Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusive de TVA. Valoarea cheltuielilor anuale 6.000 EURO cu TVA inclus, la care se va aduaga si costul schimbarii invertoarelor in anul 11, in valoare de 16,000 Euro.Valoarea cumulate pe perioada de functionare este de 676.654,40 RON. NU este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.
Cheltuielile energie-Economisire datorata proiectului	Valoarea acestor cheltuieli se considera exclusiv de TVA, anual in valoare de -383.775,00 RON. Valoarea cumulate pe perioada de functionare este de 7.675.500,00 RON. Nu este necesara o ajustare suplimentara.	S-a considerat factorul de conversie 1 deoarece aceste cheltuieli vor fi realizate la pretul pietei si de catre forta de munca specializata, nefiind necesara nici un fel de ajustare suplimentara.

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

	Anul 2024- 12 luni de impleme ntare	Anul 2025	Anul 2026	Anul 2027	Anul 2028	Anul 2029	Anul 2030	Anul 2031	Anul 2032	Anul 2033	Anul 2034	Anul 2035	Anul 2036	Anul 2037	Anul 2038	Anul 2039	Anul 2040	Anul 2041	Anul 2042	Anul 2043	Anul 2044
Perioada	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficiu reducerea emisiilor gazelor cu efect de sera EURO/Tona/	0	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57
TOTAL Fluxuri de numerar INTRARE	0	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57
Cheltuieli operationale si mentenanta	0	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	109.458,80	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40	29.852,40
Cheltuieli energie- economisire prin proiect (exclusiv de TVA)	0	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00	-383.775,00
Investitie initiala totala [fara TVA]	0	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8	-109.458,8
TOTAL Fluxuri de numerar IESIRE	2.189.176																				
Net Cash Flow	2.189.176	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-356.788,43	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03	-277.182,03
Factor de actualizare	-3,084,302	263.322,93	252.235,65	238.376,55	227.289,26	216.201,98	207.886,52	196.799,24	188.483,78	177.396,50	169.081,04	206.937,29	155.221,94	146.906,48	141.362,84	133.047,37	127.503,73	121.960,09	116.416,45	110.872,81	105.329,17
Flux de numerar actualizat	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38

Indicatorii economici obtinuti sunt urmatoarii:

Valoare actualizata neta financiara (VANE) - trebuie sa fie pozitiva	3.502.631,63
Rata interna de rentabilitate (RIRF)> rata de actualizare	1.60%
Rata sociala de actualizare	5%

Indicatorul Beneficiu/Cost:

Perioada	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualizare	1	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Beneficii	0	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57	26.986,57
Venituri Nete Actualizate VNA	0	25.637,24	24.557,78	23.208,45	22.128,99	21.049,52	20.239,93	19.160,46	18.350,87	17.271,40	16.461,81	15.652,21	15.112,48	14.302,88	13.763,15	12.953,55	12.413,82	11.874,09	11.334,36	10.794,63	10.254,90
Venituri Nete Actualizate VNA TOTAL 1-20	336.522,53																				

Costuri	2.189.176	-109.458,80	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8	-109458,8
Cheltuieli Nete Actualizate CAN	2.189.176	-103.985,86	-99.607,51	-94.134,57	-89.756,22	-85.377,86	-82.094,10	-77.715,75	-74.431,98	-70.053,63	-66.769,87	-63.486,10	-61.296,93	-58.013,16	-55.823,99	-52.540,22	-50.351,05	-48.161,87	-45.972,70	-43.783,52	-41.594,34
Cheltuieli Nete Actualizate CAN TOTAL 1-20	1.364.951,24																				
VNA/CAN> 1	0.25																				

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

4.7.3 Concluzie

Rezultatele sumarizate se regasesc in tabelul de mai jos:

Indicator economic	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea actualizata Neta Economica VANE (pozitiva)	4.630.702,66	3.502.631,63
Rata interna de rentabilitate economica RIRE(> rata sociala de actualizare)	6.17%	1.60%
Beneficiu/Cost (>1)	1.032	0.25
Rata sociala de actualizare	5%	5%

Conform Analizei Economice realizate, scenariul 1 va avea cel mai mare impact din punct de vedere social, avand cea mai ridicata valoare atat pentru Valoarea Actualizata Neta, Rata Interna de Rentabilitate. Scenariul 1 este cel mai avantajos, atat prin comparatia cu situatia in care nu s-ar realiza nici o investitie, cat si prin comparatia cu scenariul 2.

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

4.8 Analiza de senzitivitate

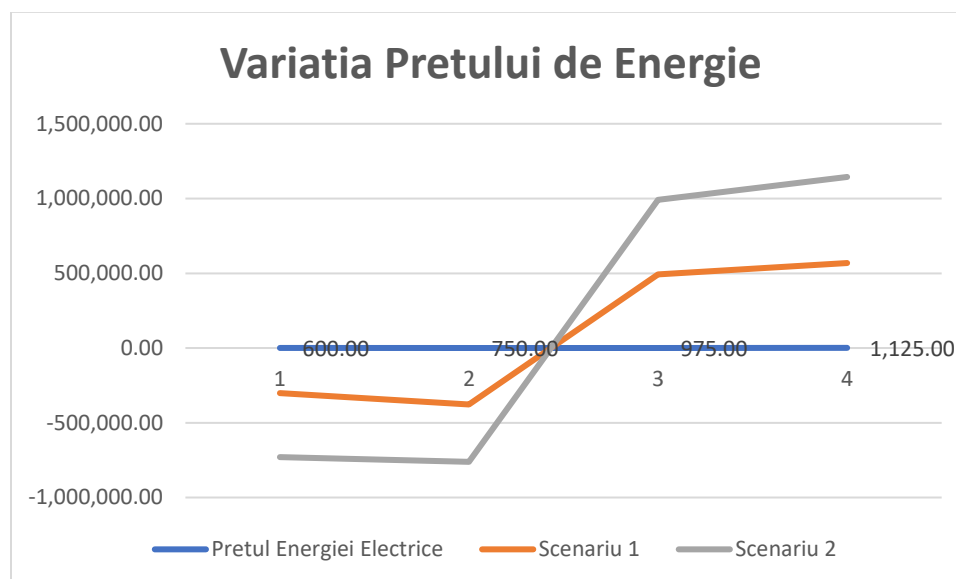
Scopul analizei senzitivității este de a selecta variabilele critice ale parametrilor modelului, care sunt acele variabile ale căror variații, pozitive sau negative, comparate cu valoarea utilizată ca cea mai bună estimare în cazul de baza, are cel mai mare efect asupra ratei interne a rentabilității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

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

- Variația prețului energiei electrice cu impact asupra economisirii realizate prin proiect (între 0,8 x prețul actual și 2 x prețul actual);
- Variația cheltuielilor de operare și mentenanță (între 1 x valoarea actuală și 4 x valoarea actuală);
- Variația prețului energiei electrice cu impact asupra economisirii realizate prin proiect

	Valoarea Actualizata Neta Financiara (RON)	
	RIRF	
Pretul Energiei Electrice RON/Mwh	Scenariu 1	Scenariu 2
0,8 x prețul actual= 0,8x750lei= 600	-302.640,00	-427.020,00

Pretul actual 750	-378.300,00	-383.775,00
1.3x pretul actual= 1.3x 750lei= 975	491.790,00	498.907,50
1.5x pretul actual= 1.5x 750lei= 1,125.0	567.450,00	575.662,50



Conform rezultatelor obtinute, variatia pretului de energie are un impact puternic in cazul rentabilitatii scenariilor comparate cu cu situatia in care nu s-ar realiza nici o investitie, VAN suferind modificari substantiale.

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabelul – Principalele riscuri

Principalele riscuri identificate, descriere si argumentare	Probabilitatea cu care se manifestă riscurile	Impactul riscurilor	Nivelul riscului	Descrierea strategiei de minimizare a riscurilor identificate	Riscul rezidual
Riscuri legate de cerere:					
Modificarea substanțială a necesarului de energie electrică al beneficiarului	1	3	3	Existența unor perspective și planuri de creștere a activității de bază a beneficiarului ce va duce și la o sporire a necesarului de consum de e.e.	Scăzut
Scăderea prețului de vânzare al e.e. injectate în SEN datorită scăderii cererii de e.e. și creșterii producției globale	1	2	2	Estimările generale sunt îndreptate către creșterea prețurilor în perioada viitoare.	Scăzut

Riscuri legate de proiectare:					
Estimări inadecvate ale costului de proiectare. Apariția de cheltuieli suplimentare în faza de implementare	2	3	6	Bugetul proiectului are cuprinse cheltuieli diverse si neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea riguroasă a cheltuielilor pe bază de oferte.	Scăzut
				Încurajarea unei concurențe ridicate din partea prestatorilor de servicii în cadrul licitațiilor organizate. Impactul creșterii valorii costului de investiție a fost evaluat în cadrul analizei de senzitivitate	
Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6	Selectarea companiilor care sunt bine calificate în domeniul lor de expertiză și care sunt capabile să lucreze în paralel la mai multe sarcini pentru a respecta graficul proiectului.	Scăzut
Studii și investigații inadecvate ale siturilor. Neconcordanța dintre documentația tehnică și situația din teren	3	1	3	Realizarea unei analize riguroase a situației din teren în prealabil	Scăzut
Inovații în producerea de energie sau în tehnologia de stocare a energiei, care fac ca tehnologia proiectului să fie depășită.	1	3	3	Investitia prevede utilizarea de echipamente de ultima tehnologie în domeniul distribuției de energie electrica.	Scăzut
Riscuri administrative și referitoare la achizițiile publice					
Întârzieri procedurale	2	2	4	Echipa de management va elabora din timp toate documentele necesare raportărilor cerute	Scăzut
Un număr mare de contestații cu privire la procedurile de atribuire a contractelor, fapt ce va determina întârzieri în atribuirea contractelor si nu va permite finalizarea proiectului la timp.	4	3	12	Beneficiarul va elabora documentațiile de atribuire astfel încât acestea să corespundă cerințelor legislației din domeniul achizițiilor publice	Mediu
Cofinanțarea din partea UE nu este disponibilă la timp pentru ca plata prestatorilor sa fie realizată în limitele contractuale stabilite	2	3	6	Programarea atenta (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire si verificare a documentelor implicate in procesul de executare a plăților. Identificarea unor surse financiare suplimentare (împrumut pe ts)	Scăzut
Riscuri legate de construcție					
Depășiri ale costului proiectului și întârzieri în ceea ce privește construcția	3	1	3	Folosirea sumelor prevăzute în cadrul bugetului proiectului pentru cheltuieli diverse si neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului au fost considerate în cadrul analizei de senzitivitate.	Scăzut
Nefinalizarea lucrărilor contractate în perioada de implementare a proiectului în termenul asumat.	3	1	3	Asigurarea unui program de monitorizare strictă a progresului lucrărilor. Identificarea aspectelor critice și avertizarea prestatorilor	Scăzut

Riscuri privind instalarea corectă a subansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4	Includerea de prevederi contractuale care să oblige Antreprenorul General la garantarea unui factor de operaționalitate ridicat (o disponibilitate minimă garantată de 98%/an)	Scăzut
Depășiri ale costurilor proiectului și întârzieri de construcție din cauza dificultăților neprevăzute din teren	1	3	3	Utilizarea sumelor prevăzute în bugetul proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului a fost luat în considerare în analiza de sensibilitate.	Scăzut
Accidente în timpul construcției sau testării echipamentelor	1	1	1	Echipa de management va face verificări cu privire la respectarea măsurilor de siguranță pe șantier.	Scăzut
Riscuri operaționale:					
Costurile de întreținere și de reparații sunt mai ridicate decât s-a estimat, defectiuni tehnice repetate	2	2	4	Ponderea costurilor de întreținere și reparații în cifra de afaceri a proiectului este redusă	Scăzut
Perioade nefuncționale lungi din motiv de accident sau din cauze externe	1	1	1	Realizarea investiției va duce la o reducere a întreruperilor de activitate ale beneficiarului generate de alimentarea cu e.e.	Scăzut
Riscuri privind performanța, în timp a subansamblurilor componente ale proiectului.	1	4	4	Oferirea de garanții tehnice și comerciale din partea antreprenorului general și/sau a furnizorilor de echipamente, pe o durată cât mai mare de timp (ex: minimum 12 ani la panourile PV, minimum 10 ani la invertoare)	Scăzut
Riscuri financiare					
Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat ce va pune în pericol sustenabilitatea proiectului	2	3	6	Asigurarea corelării planului de mentenanță (de către Beneficiar sau de către un terț, în cazul subcontractării ulterioare a acestei activități) cu menținerea Raportului de Performanță previzionat al proiectului.	Scăzut
Lipsa surselor proprii ale beneficiarului pentru finanțarea proprie	1	4	4	Proiectul a fost inclus în portofoliul beneficiarului; bugetul pe 2023 la nivel de companie a fost adoptat pentru a lua în considerare rezervarea fondurilor necesare implementării acestui proiect	Scăzut
Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV; invertoare) datorită creșterii cererii pe piețele internaționale	4	3	12	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la demararea contractului, cu plata unui avans de cel puțin 50% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.	Mediu
Riscuri legate de reglementare					
Modificări ale cerințelor de mediu, ale instrumentelor economice (de exemplu ale programelor de sprijin în domeniul surselor regenerabile de energie)	2	1	2	Rezultatul financiar estimat nu este influențat de modificarea schemei UE de alocare și comercializare a certificatelor de emisii.	Scăzut
Schimbarea cadrului legislativ cu efect în implementarea proiectului.	1	3	3	Realizarea unor analize a legislației în vigoare la momentele începerii implementării proiectului și a începerii derulării proiectului	Scăzut

Ținând seama de matricea riscurilor pe faze de realizare a lucrărilor noi și re tehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor (Tabel 4.2)

Tabelul 4.2 – Matrice evaluare riscuri

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

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

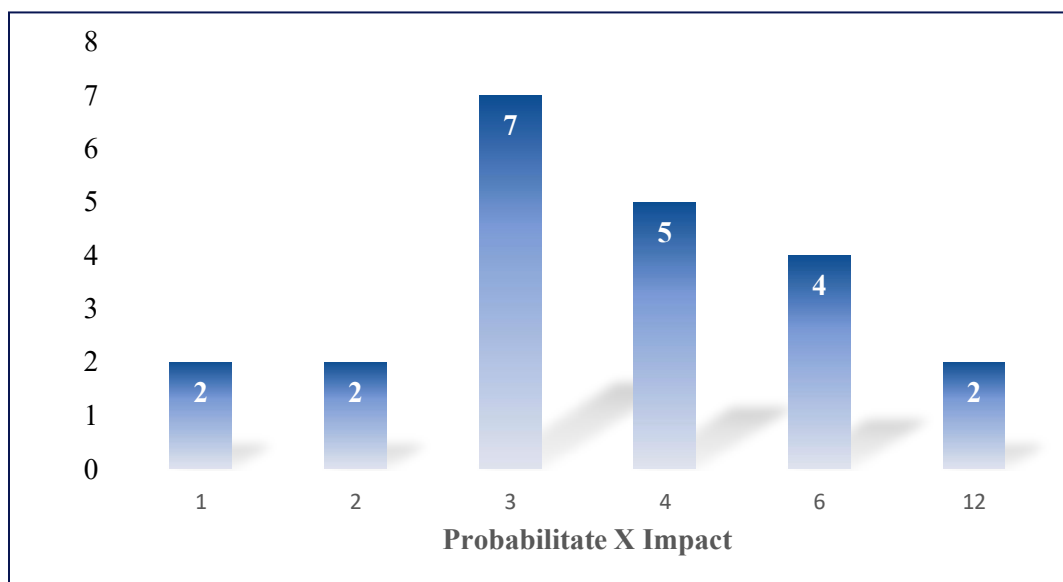


Figura 4.1 – Repartiția riscurilor

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

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

5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO ECONOMICA, OPTIMA SI RECOMANDATA

5.1 COMPARATIA SCENARIILOR /OPTIUNILOR PROPUSE, DIN PUNCT DE VEDERE TEHNIC, ECONOMIC, FINANCIAR, AL SUSTENABILITATII SI RISCURILOR

Tabelul de mai jos realizează o comparație a celor două opțiuni tehnico-economice din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și al riscurilor.

Tabel Analiza Multicriteriala

Indicatori	UM	Tip criteriu	PV S1 - 500 Wp	PV S2 - 590 Wp
Capacitate electrică instalată - DC	kW _e		400,00	400,00
Putere electrică netă - AC	kW _e		400,00	406,00
Eficiența electrică medie la sarcină nominală (condiții ISO)	%	M	98,00%	98,00%
Factor de capacitate	%		11,63%	11,63%
Energie electrică produsă	MWh/an	M	504,40	511,70
Factor de corecție cu pierderile evitate prin rețelele electrice	-		0,891	0,891
Economia de energie primară resimțită la nivel național	MWh		504,40	511,70
Reducerea gazelor cu efect de seră - la nivel național	tone CO ₂ echivalent / an	M	133,67	135,60

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

1 EURO = 4.9754 RON						
	Cheltuieli eligibile		Cheltuieli neeligibile		Total	
	Lei	Euro	Lei	Euro	Lei	Euro
Ajutor public nerambursabil	2.605.119,00	523.600,00			2.605.119,00	523.600,00
Sursele de finanțare pentru completarea necesarului de finanțare din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- autofinanțare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

- imprumuturi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL PROIECT	2.605.119,00	523.600,00	0.00	0.00	2.605.119,00	523.600,00

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

Solutia 1	valoare	U.M.
producție anuală	504,4	MWh
factor conversie	0,265	t CO ₂ /MWh
amprenta CO ₂	133,67	t CO ₂
factor conversie	11,63	tep/MWh
amprenta tep	43,37	tep

Solutia 2	valoare	U.M.
producție anuală	511,7	MWh
factor conversie	0,265	t CO ₂ /MWh
amprenta CO ₂	135,60	t CO ₂
factor conversie	11,63	tep/MWh
amprenta tep	44,00	tep

5.2 SELECTAREA ȘI JUSTIFICAREA SCENARIULUI/OPȚIUNII OPTIM(E) RECOMANDAT(E)

Varianta recomandată de proiectant, ținând cont atât de descrierile din proiect și de analiza multicriterială din capitolul anterior este **varianta 1**.

Pentru sub-variantele descrise la cap. 3, recomandarea proiectantului se regăsește în cadrul capitolului 5.1.

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de **Scenariul 1 – Centrale fotovoltaice dezvoltate utilizând panouri de 500 Wp**.

Sistemele fotoelectrice vor fi alcătuite dintr-un număr de **800 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2.200-2.300 x 1.100-1.200 x 30-35 mm și o greutate de medie de 27-29 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de **400 Wp**, cu un randament nominal de minimum **21,1%** (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de **84,5%** față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter, conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de **98% STC**. Orientarea modulelor PV va fi pe direcție SUD, la un unghi de înclinare de 30 grade pentru amplasamentele cu instalare la sol.

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General, este de 2.189.176 RON, fără TVA, respectiv 2.605.119,44 RON cu TVA.

Cheltuielile anuale de exploatare pentru Scenariul 1 (OPEX) se ridică la o valoare de **6.000 EUR/an**, fără TVA.

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de **maximum 6 luni** de la data semnării contractului de Antreprenoriat General.

5.3 DESCRIEREA SCENARIULUI/OPTIUNII OPTIME RECOMANDATE PRIVIND

5.3.1 Obținerea și amenajarea terenului

Terenul pe care se va realiza investiția în cazul Soluției 1 se afla în proprietatea I.J.J BRAȘOV. Lucrarile de amenajare a terenului presupun:

- Pregătirea locului de amplasare prin îndepărtarea eventualelor obstacole, reparații după caz;
 - Amenajarea infrastructurii de susținere cu respectarea datelor din proiectul specific de rezistență.
-

5.3.2 Asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului

Pentru funcționarea obiectivului de investiții este necesară bransarea acestuia la rețeaua de electroalimentare și la rețeaua de telecomunicații proprii, conform schemei electrice de principiu prezentată în Capitolul 3.2.A.

Datele electroenergetice:

Puterea centralei solare: $P_i(\text{invertoare}) = 400 \text{ kW}$, fiind compusă dintr-un număr de 4 invertoare cu o putere maxim debitată de 100 kW fiecare;

Tensiunea de utilizare: $U_n = 400 \text{ V c.a.}$;

Frecvența: $f = 50 \text{ Hz}$.

5.3.3 Soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, funcțional-arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși

Lucrări de investiții de bază din punct de vedere tehnologic: se vor achiziționa PV monocristaline cu specificațiile tehnice menționate în Capitolul 3.2.A. Eficiența panourilor va fi de 21,00% în condiții standard de testare (radiație solară 1.000 W/m², masă aerului AM 1,5, temperatura celului 25°C). Invertoarele solare vor fi poduse și certificate CE, fără transformator de separare. Eficiența europeană a invertoarelor va fi de 98.8%;

- Lucrări de investiții de bază din punct de vedere constructiv: Centrala solară va fi de tip ON GRID;

- Lucrări de investiții de bază din punct de vedere funcțional – arhitectural: Funcțional, centrala va fi în regim H24. Arhitectural se va încadra în peisagistica specifică terenului fără a iși în evidență aspecte arhitecturale deosebite. Invertoarele se vor monta în arealul terenului ales

in apropierea tablourilor electrice generale, tot in vecinatatea acestora urmând a se monta si tablourile electrice pentru invertor [T.E. – Invertor];

- Centrala va avea un factor de capacitate de 15.41%, reprezentând echivalentul a 1214.55 h/an de funcționare în medie pe an (aproximativ 3,52 ore în medie pe zi) în primii 25 ani de operare.

- Lucrari de investitii de baza din punct de vedere economic: Avand in vedere valoarea puterii instalate din surse regenerabile de 400 KW, printr-o estimare relativa tinand cont de o perioadă de utilizare medie zilnică 400 KW, in primul an de funcționare se va realiza o economie de energie de: 504,40 MW, respectiv o economie de 378.300,00 lei

Nivelurile calitativ, tehnic si de performanta vor rezulta din indicatorii tehnici prezentati in specificatiile tehnice. Totodata, proiectul tehnic cu detalii de executie trebuie sa contina capitole care sa reglementeze in mod clar dimensionarea, modul de executie si receptia fiecarei parte / sectiune a investitiei.

Investiția va fi împărțită in urmatoarele etape:

- Proceduri derulare achizitii servicii de proiectare, instalare, construcție, testare
- Realizare Proiect Tehnic si verificare MLPAT
- Obținerea de avize si documente operator de distributie
- Aprovizionare cu echipamente
- Instalare echipamente și realizarea lucrărilor de construcție
- Punere in Functiune, Testare și Acceptare
- Obținere Certificat Electric de Racordare
- Predare „la cheie” a proiectului

5.3.4 Probe tehnologice si teste

Acestea vor fi incluse (prezentate) in faza de proiectare si vor fi impartite pe urmatoarele functionalitati principale:

Sectiunea curentilor “tari”, probe de scurtcircuit, supracurent, conectari – deconectari a circuitelor electrice, semnalizari, modul de executie, etc., toate acestea trebuie sa respecte cerintele din Caietul de Sarcini.

Sectiunea curentilor “slabi”, probe de conectivitate, probe functionale a programelor de aplicatie, modul de executie a conectivitatii, etc., toate acestea trebuie sa respecte cerintele din Caietul de Sarcini;

Inventarierea documentatiilor tehnice, modul de prezentare, toate acestea trebuie sa respecte cerintele din Caietul de Sarcini;

Sectiunea mecanica, modul de executie a prinderilor / fixare a tuturor subansamblelor mecanice, inclusive paturile de cabluri, suprti de sustinere. Etc., toate acestea trebuie sa respecte cerintele din Caietul de Sarcini.

5.4 PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO-ECONOMICI AFERENȚI OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII:

5.4.1 Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA

1 EURO = 4.9754 RON						
	Cheltuieli eligibile		Cheltuieli neeligibile		Total	
	Lei	Euro	Lei	Euro	Lei	Euro
Ajutor public nerambursabil	2.189.176,00	440.000,00			2.189.176,00	440.000,00
Sursele de finantare pentru completarea necesarului de finantare din care:	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- autofinantare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
- imprumuturi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL PROIECT	2.189.176,00	440.000,00	0.00	0.00	2.189.176,00	440.000,00

Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;

Valoarea totală a investiției (incluzând costul finanțării) este de:

2.189.176,00 RON fără TVA, din care C+M 1.280.000,00 RON fara TVA

2.605.119,00 RON cu TVA, din care C+M 1.523.200,00 RON cu TVA

5.4.2 Indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță și indicatori de rezultat și realizare

r. Crt.	Instituția care funcționează în clădirea Publică	Tep ₁ [t.e.p./an]	ep ₁ [t.e.p./an]	ndicator 1 - reducere t.e.p. [%]	ES ₁ [tone CO ₂ /an]	ES ₂ [tone CO ₂ /an]	ndicator 2 - reducere GES [%]
C1	Sediul I.J.J. BRASOV	1,925	0,01	99,61	7,39	0,029	1,925

Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 400 KW;

Producția anuală medie de energie electrică din surse regenerabile în primul an de funcționare: 504,40 MWh;

Scădere anuală medie estimată a gazelor cu efect de seră: 133,67 t CO₂;

Perioada de operare a centralei fotovoltaice: 25 de ani / Durata minimă de viață garantată a centralei fotovoltaice: 25 ani;

Randamentul minim garantat al panourilor fotovoltaice: 21 %;

Randament minim garantat al invertoarelor: 98.8 %;

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

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de 6 luni de la data primirii ordinului de incepere al lucrarilor.

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

Proiectul va fi elaborat în conformitate cu legislația română și europeană, primară și secundară, în vigoare. Prevederile tehnice, standardele și reglementările aplicabile în domeniu se vor respecta de toate entitățile implicate în realizarea și operarea investiției. De asemenea, vor fi respectate prevederile naționale și comunitare privind securitatea și sănătatea în muncă, apărarea împotriva incendiilor, protecția mediului, protecția muncii, etc.

La momentul punerii în funcțiune, instalația va avea toate avizele și acordurile necesare funcționării din punct de vedere legal, cum ar fi: Proiectul Tehnic (PT), Avizul Tehnic de Racordare (ATR, după caz), Dosarul de utilizare a instalației și Certificatul Electric de Racordare (CER).

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

- Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;
- PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;
- PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cutensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- PE 116/94 – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- PE 103/92 – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit;
- PE 111/92 – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare;
- PE 120/94 – Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilor de energie și la consumatorii industriali și similari;
- PE 134/95 – Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- PE 501/85 – Normativ privind proiectarea protecțiilor prin relee și automatizărilor electrice ale centralelor și stațiilor (modificată 1985);
- PE 503/87 – Normativ de proiectare a automatizărilor a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicat 1995);
- PE 504/96 – Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice;
- PE 832/73 – Condiții tehnice generale pentru generatoare;

- PE 930/89 – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor electrice din întreprinderile industriale și similare;
- PE 009/93 – Norme de prevenire, stingere și dotare împotriva incendiilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice;
- NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- Legea nr. 107/1996 privind apele;
- OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea decătre lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale; HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a

condițiilor pentru introducerea pe piață;

- HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipulare manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special de afecțiuni dorsolombare;
- DGPSI 003/2001 - Dispoziții generale privind echiparea și dotarea construcțiilor, instalațiilor cu mijloace tehnice de prevenire a incendiilor;
- Ordinul 2/211/118/2004 pentru aprobarea procedurii de reglementare și control al transporturilor deșeurilor pe teritoriul României;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru

șantierelor temporare sau mobile;

- HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața, sănătatea, securitatea muncii și protecția mediului;
- Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor

Electrice de Distribuție;

- Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice –

Cod ANRE : 28.1.013.0.00.30.08.2007;

- HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă

referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.

5.6 NOMINALIZAREA SURSELOR DE FINANȚARE A INVESTIȚIEI

1 EURO = 4.9754 RON

	Cheltuieli eligibile		Cheltuieli neeligibile		Total	
	Lei	Euro	Lei	Euro	Lei	Euro
Ajutor public nerambursabil	2.605.119,00	523.600,00			2.605.119,00	523.600,00
Sursele de finantare pentru completarea necesarului de finantare din care:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- autofinantare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- imprumuturi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL PROIECT	2.605.119,00	523.600,00	0,00	0,00	2.605.119,00	523.600,00

Nr crt	SURSE DE FINANȚARE	Valoare (lei)
I	Valoarea totală a cererii de finantare, din care :	2.605.119,00
I.a.	Valoarea totala neeligibilă, inclusiv TVA aferenta	0,00
I.b.	Valoarea totala eligibilă	2.605.119,00
II	Contribuția proprie, din care :	0,00
II.a.	Contribuția solicitantului la cheltuieli eligibile	0,00
II.b.	Contribuția solicitantului la cheltuieli neeligibile, inclusiv TVA aferenta	0,00
III	Finanțarea nerambursabilă totală solicitată	2.605.119,00

6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1 CERTIFICATUL DE URBANISM EMIS ÎN VEDEREA OBȚINERII AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE

Municipiul Brașov a emis Certificatul de Urbanism de informare nr. 3108/27.10.2023

Tinând cont de faptul că toate amplasamentele propuse pentru analiză / la nivelul cărora se va dezvolta obiectivul de investiții sunt încadrate în intravilan iar capacitățile fotovoltaice propuse vor avea o putere instalată mai mică de 400 kWp, nu va fi necesară obținerea Autorizației de Construire (conform Legii nr. 50 și a prevederilor legislației primare privind prosumatorii) și nici evaluarea impactului asupra mediului.

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

Este atașat, ca document separat, următorul extras de carte funciară: Extrasul de Carte Funciară nr. 128227 din 25.09.2023

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

În ceea ce privește obținerea aprobării APM pentru dezvoltarea obiectivelor de investiții, a fost demarată această procedură fiind obținută Decizia etapei de evaluare initiala nr. 15180 din 14.11.2023, urmand sa se faca demersurile necesare pentru declansarea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectul avut in vedere.

6.4 AVIZE CONFORME PRIVIND ASIGURAREA UTILITĂȚILOR

Conform Certificatului de Urbanism de informare nr. 3108/27.10.2023 în faza de implementare și operare a investiției, se vor folosi utilitățile existente din jurul terenului.

Ținând cont de faptul că toate amplasamentele propuse pentru analiză / la nivelul cărora se va dezvolta obiectivul de investiții sunt încadrate în intravilan iar capacitățile fotovoltaice propuse vor avea o putere instalată mai mică de 400 kWp, nu va fi necesară obținerea Autorizației de Construire (conform Legii nr. 50 și a prevederilor legislației primare privind prosumatorii) și nici evaluarea impactului asupra mediului.

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

La momentul întocmirii prezentului Studiu de Fezabilitate, nu au fost realizate ridicările topografice.

Acestea vor fi elaborate de Contractorul General, ca parte integrantă a documentației tehnice necesare dezvoltării obiectivelor de investiții, acolo unde este cazul.

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

Pentru realizarea obiectivului de investiții au fost obținute:

Certificatul de Urbanism de informare nr. 3108/27.10.2023 emis de Primăria BRAȘOV

Decizia etapei de încadrare initiala nr. 15180 din 14.11.2023, emisă de Agenția pentru Protecția Mediului BRAȘOV

Ținând cont de faptul că toate amplasamentele propuse pentru analiză / la nivelul cărora se va dezvolta obiectivul de investiții sunt încadrate în intravilan iar capacitățile fotovoltaice propuse vor avea o putere instalată mai mică de 400 kWp, nu va fi necesară obținerea Autorizației de Construire (conform Legii nr. 50 și a prevederilor legislației primare privind prosumatorii) și nici evaluarea impactului asupra mediului.

7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 INFORMAȚII DESPRE ENTITATEA RESPONSABILĂ CU IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

I.J.J. BRAȘOV va organiza proceduri competitive pentru selectarea furnizorilor de servicii de proiectare și instalare a capacității de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară. Furnizorul selectat va deveni antreprenorul general al investiției. Antreprenorul general va avea, ca responsabilități, proiectarea tehnică de specialitate, achiziția, montajul și testarea componentelor și echipamentelor tehnice selectate ca urmare a elaborării studiului de fezabilitate, a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție, precum și predarea întregului proiect “la cheie” către beneficiar. De asemenea, antreprenorul general va fi responsabil pentru realizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție pentru centrala fotovoltaică, pentru testarea, acceptarea și punerea în funcțiunea a centralei, pentru avizarea proiectului de către operatorul de rețea, obținerea Avizului Tehnic de Racordare (ATR) și a Certificatului de Racordare (CR). În același timp, se va constitui Unitatea de Implementare a Investiției (UIP) formată din 8 angajați ai I.J.J. BRASOV și un prestator de servicii extern pentru I.J.J. BRAȘOV, cu atribuții pe partea tehnică. UIP va avea ca atribuție, printre altele, monitorizarea realizării investiției de către antreprenorul general.

7.2 STRATEGIA DE IMPLEMENTARE A PROIECTULUI

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 6 luni, durata de execuție fiind de 4 luni.

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

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații și achiziții echipamente: 2 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 4 luni de la DI.

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

a contractului respectiv a fazei de execuție propriu-zise.

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

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

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusiv: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet. Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- ANRE – Sisteme electrice și energetice – Proiectare, teste și execuție
- ANRE – Sisteme de gaz natural – Proiectare și execuție
- BRML – Sisteme de măsură – Laborator și montaj
- IGPR – Sisteme de alarmă – Proiectare și execuție

ID	Activitate	LUNA								
		START	FINISH	0	1	2	3	4	5	6
1	Durata estimativă de implementare (maxima)	0	6							
2	achiziție – contractare EPC	0	1							
3	semnare contract EPC	0	1							
4	proiectare, achiziție și livrare materiale	1	2							
5	proiect tehnic	1	2							
6	achiziție materiale	1	2							
7	livrare echipamente principale (structură)	2	3							
8	livrare echipamente principale (invertoare)	2	3							
9	livrare echipamente principale (panouri)	2	3							
10	livrare echipamente secundare (cabluri)	2	3							
11	livrare echipamente secundare (tablouri)	3	4							
12	construcții EPC	2	5							
13	predare-primire amplasament	2	2							
14	organizare de șantier	2	2							
15	amenajarea terenului	2	2							
16	nivelarea terenului	2	2							
17	instalare împrejmuire	2	2							
18	instalare iluminat	2	2							
19	instalare echipamente principale	2	4							
20	instalare structura montaj	2	3							
21	instalare panouri	2	4							
22	instalare invertoare	2	4							
23	instalare tablou CEF	3	4							
24	instalare tablou racord	3	4							
25	cablare circuite primare	2	4							
26	instalare și cablare circuite CC	2	3							
27	conectare sisteme CC	2	3							
28	instalare și cablare circuite CA	2	4							
29	instalare sistem comunicații	3	4							
30	conectare sisteme CA	3	4							
31	conectare sistem comunicații	2	4							
32	instalare împământare și paratrasnet	2	5							
33	instalare priză de pământ	2	3							
34	conectare structura la priza de pământ	2	3							
35	conectare invertoare la priza de pământ	2	4							
36	conectare tablouri la priza de pământ	3	4							
37	instalare paratrăsnet	3	4							
38	conectare paratrasnet la priza de pământ	3	5							
39	teste și punere în funcțiune	6	6							

7.3 STRATEGIA DE EXPLOATARE/OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE: ETAPE, METODE ȘI RESURSE NECESARE

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabili pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător. Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de **I.J.J. BRASOV**. După expirarea perioadei de garanție furnizorul poate executa contra-cost operațiunile de mentenanță în baza unui contract dedicat, cu acordul beneficiarului. La momentul licitației, Antreprenorii Generali vor transmite ofertele complete pentru mentenanța predictivă și corectivă a centralei.

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

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

În funcție de dorința Beneficiarului, acesta poate solicita Antreprenorilor Generali și ofertarea serviciilor de Operare a Centralei Fotoelectrice – în prezentul studiu această ipoteză a fost luată în calcul, dat fiind că în prezent **I.J.J. BRASOV** nu are personalul tehnic necesar angajat. Mentenanța predictivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor de Antreprenoriat General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4 RECOMANDĂRI PRIVIND ASIGURAREA CAPACITĂȚII MANAGERIALE ȘI INSTITUȚIONALE

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

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001, PMBoK. Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare. Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

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

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

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale

comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, factura lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)

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

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

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

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

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

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.
- După încetarea finanțării, investiția va intra în perioada de operare (după caz), perioadă în care prin alocările de resurse umane și financiare de către **I.J.J. BRASOV**, se va asigura menținerea/conservarea rezultatelor obținute în urma realizării investițiilor propuse prin prezentul proiect.
- Dintre acestea, cele mai importante alocări de resurse financiare sunt:
- Subcontractarea exploatarei și mentenanței centralei fotovoltaice (sau, după caz, angajarea ori menținerea personalului de exploatare / mentenanță propriu) – **pentru cuantificarea financiară, se poate considera o valoare medie (la nivelul României) de 15 EUR/kWp/an, la o durată contractuală de minimum 10 ani.**

8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Centrala fotovoltaică prin prezenta lucrare va fi alcătuită dintr-un număr de **800 module PV**, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Monocristaline), Puterea minimă a modulelor PV va fi de **500 Wp**, cu un randament nominal de minimum 21,1% (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

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

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi :

- Reducerea netă de consum de energie echivalentă de **43,37 t.e.p/an din surse regenerabile**
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: **133,67 tone de CO2 echivalent / an –**

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: **400 kWp**

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

- creșterea rezilienței energetice datorită capacității de a produce intern un procent ridicat din necesarul de consum reeducând astfel impactul negativ al întreruperilor în furnizare,
- creșterea eficienței tehnice datorată reducerii dependenței de energia electrică achiziționată de la distribuitor,

- reducerea volatilității rezultatelor financiare datorită unei mai bune gestionări a costurilor generate de achiziția de energie electrică și reducerii impactului fluctuației prețurilor specifice acestei piețe asupra profitabilității companiei.

Tabelul – Indicatori de rezultat la nivel de amplasament

Nr. Crt.	Instituția care funcționează în clădirea Publică	Tep _r [t.e.p./an]	Tep ₁ [t.e.p./an]	Indicator 1 - reducere t.e.p. [%]	GES _r [tone CO ₂ /an]	GES ₁ [tone CO ₂ /an]	Indicator 2 - reducere GES [%]
C1	I.J.J. BRASOV	34,89	43,37	124,30%	107,52	133,67	124,32%
TOTAL		34,89	43,37	124,30%	107,52	133,67	124,32%

Tabelul – Indicatori de rezultat la nivel de proiect

Indicator	Denumire	Unitate de măsură	Valoare rezultata din Analiza energetica
Investiție	valoarea totală a investiției	Lei cu TVA	
VAS	cuantumul/valoarea contribuției din fonduri nerambursabile solicitată pentru proiect	Euro (la cursul de 4,9754 lei/euro)	2.605.119,00
Pi	putere instalată din surse regenerabile de energie realizată prin proiectul de investiții	kWp	400,00
GES _r	emisii de gaze cu efect de seră, exprimat în pentru anul de referință (2022), fără implementarea proiectului;	tone echivalent CO ₂	107,52
GSE ₁	emisii de gaze cu efect de seră, pentru primul an calendaristic după realizarea proiectului	tone echivalent CO ₂	133,67
Q	producția anuală de energie verde realizată cu ajutorul echipamentelor de producție sau a capacităților de producție realizate prin intermediul investițiilor	kWh/an	504,40
Cp	capacitatea instalată a echipamentelor puse în funcțiune cu ajutorul investiției realizate	kWp	400,00

BIBLIOGRAFIE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

World Bank Group, „Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems,” World Bank Group, 2020.

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

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

International Energy Agency , „Gas 2020,” 2019.

Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a

Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009.

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

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

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

Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.

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

Laurențiu Miron Goia, Gheorghe Bălan, Teofil Ișfanu, Alexandru Tănăsescu, Tratarea neutrlui rețelelor de medie tensiune, București: Editura Tehnică, 1985.

International Electrotechnical Committee , „IEC 60909 - Short - Circuit Currents in three - phase a.c. systems,” 2016.

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

<https://www.neplan.ch/>.

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

„Investing.com,” [Interactiv]. Available:

<https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>. [Accesat 01 07 2021].

„EC.Europa.EU,” [Interactiv]. Available:

https://ec.europa.eu/info/news/energy-efficiency-first-accelerating-towards-2030-objective-2019-sep-25_en. [Accesat 04 06 2021].

Comisia Europeană, „Recomandările Comisiei privind transpunerea obligațiilor privind economia de energie sub incidența Directivei privind Eficiența Energetică,” 25.09.2019..

David Felman et al., „U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020,” Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324, 2021.

Anexa 1 Extras de Carte Funciara pentru informare



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară BRASOV
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Brasov

EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ PENTRU INFORMARE

Carte Funciara Nr. 128227 Braşov

Nr. cerere	163688
Ziua	25
Luna	09
Anul	2023



A. Partea I. Descrierea Imobilului

TEREN Intravilan

Nr. CF vechi:13885A+14
Nr. topografic:9532/3/2/2

Adresa: Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov

Nr. Crt	Nr. cadastral topografic	Suprafata* (mp)	Observatii / Referinta
A1	128227	Din acte: 238.986 Masurata: 246.587	suprafata din CF hartie de 238.986,2 mp.

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observatii / Referinta
A1.1	128227-C1	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:2; S. construita la sol:901 mp; constructie P+1E
A1.2	128227-C2	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:3; S. construita la sol:891 mp; constructie P+2E
A1.3	128227-C3	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:809 mp; constructie P
A1.4	128227-C4	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:380 mp; constructie P
A1.5	128227-C5	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:2; S. construita la sol:327 mp; constructie P+1E
A1.6	128227-C6	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1652 mp; constructie P
A1.7	128227-C7	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:54 mp; constructie P
A1.8	128227-C8	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:375 mp; constructie P
A1.9	128227-C9	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:413 mp; constructie P
A1.10	128227-C10	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:284 mp; constructie P
A1.11	128227-C11	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:662 mp; constructie P
A1.12	128227-C12	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:571 mp; constructie P
A1.13	128227-C13	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:49 mp; constructie P
A1.14	128227-C14	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:96 mp; constructie P
A1.15	128227-C15	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:131 mp; constructie P
A1.17	128227-C17	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:172 mp; constructie P
A1.18	128227-C18	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:88 mp; constructie P
A1.19	128227-C19	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:697 mp; constructie P
A1.20	128227-C20	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:140 mp; constructie P
A1.21	128227-C21	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:156 mp; constructie P
A1.25	128227-C25	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:91 mp; constructie P
A1.26	128227-C26	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:90 mp; constructie P
A1.27	128227-C27	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:91 mp; constructie P
A1.28	128227-C28	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:134 mp; constructie P
A1.29	128227-C29	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:106 mp; constructie P
A1.30	128227-C30	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:58 mp; constructie P
A1.31	128227-C31	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:214 mp; constructie P

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.32	128227-C32	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:175 mp; construcție P
A1.33	128227-C33	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:1150 mp; construcție P
A1.36	128227-C36	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:124 mp; construcție P
A1.37	128227-C37	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:302 mp; construcție P
A1.38	128227-C38	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:235 mp; construcție P
A1.39	128227-C39	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:2; S. construita la sol:138 mp; construcție P+1E
A1.40	128227-C40	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:88 mp; construcție P
A1.41	128227-C41	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:44 mp; construcție P
A1.42	128227-C42	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:6 mp; construcție P
A1.43	128227-C43	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:30 mp; construcție P
A1.44	128227-C44	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:234 mp; construcție P
A1.45	128227-C45	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:42 mp; construcție P
A1.46	128227-C46	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:20 mp; construcție P
A1.47	128227-C47	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:307 mp; construcție P
A1.48	128227-C48	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:18 mp; construcție P
A1.49	128227-C49	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:6 mp; construcție P
A1.50	128227-C50	Loc. Brasov, Str Vasile Goldis, Nr. 1-3, Jud. Brasov	Nr. niveluri:1; S. construita la sol:6 mp; construcție P

B. Partea II. Proprietari și acte

Carte Funciară Nr. 128227 Comuna/Oraș/Municipiu: Brașov

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale		Referințe
2383 / 28/03/1929		
Act nr. 59/1929 (si acte nr. 6389/1931 cf., nr. 3276/1959 cf.);		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATEcu titlu de drept împrumut, dobândit prin Lege, cota actuala 1/1	A1, A1.1, A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20, A1.21, A1.25, A1.26, A1.27, A1.28, A1.29, A1.30, A1.31, A1.32, A1.33, A1.36, A1.37, A1.38, A1.39, A1.40, A1.41, A1.42, A1.43, A1.44, A1.45, A1.46, A1.47, A1.48, A1.49, A1.50 / B.4, B.6
1) STATUL ROMÂN		
OBSERVATII: (provenita din conversia CF 13885A+14)		
3875 / 28/07/1972		
Decizie nr. 1437, din 25/12/1959 emis de Sfatul Pop. Braşov (adresa nr. 1083239/2008 - Jandarmeria Română, Decretul 130/1972, L. 40/1990 și OG nr. 63/2003, O.G. nr. 30/2007; și act 67814/2008 cf. conex. cu nr. 52346/2008 cf.);		
B2	Intabulare, drept de ADMINISTRAREoperativă asupra cotei de 91,1% din terenul de sub A.1.și folosință	A1, A1.1, A1.3, A1.4, A1.6, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.15, A1.19, A1.20, A1.21, A1.25, A1.26, A1.27, A1.28, A1.29, A1.30, A1.31, A1.33, A1.36, A1.37, A1.38, A1.39, A1.40, A1.42, A1.43, A1.44, A1.46, A1.47, A1.49, A1.50 / B.4, B.6
1) MINISTERUL INTERNELOR SI REFORMEI ADMINISTRATIVE - U.M. 0391 BRASOV		
OBSERVATII: (provenita din conversia CF 13885A+14);		
161695 / 15/10/2019		
Act Administrativ nr. protocol 1265686, 3107124, din 06/02/2017 emis de Inspectoratul General al Jandarmeriei Române; Act Administrativ nr. 3428906, din 14/10/2019 emis de Jandarmeria Română; Act Administrativ nr. HG 736, din 05/10/2017 emis de Guvernul României; Act Administrativ nr. 3428907, din 14/10/2019 emis de Jandarmeria Română; Act Administrativ nr. 9320907, din 14/10/2019 emis de UM 0758;		
B6	Intabulare, drept de ADMINISTRAREasupra construcțiilor de sub A.1.2, A.1.5, A.1.7, A.1.14, A.1.17, A.1.18, A.1.32, A.1.41, A.1.45, A.1.48, precum și asupra unei suprafețe de 21.950 mp, reprezentând cota de 8.90% din terenul de sub A.1	A1, A1.2, A1.5, A1.7, A1.14, A1.17, A1.18, A1.32, A1.41, A1.45, A1.48

Document care conține date cu caracter personal, protejate de prevederile Legii Nr. 677/2001.

Pagina 2 din 7

Extrase pentru informare on-line la adresa epay.ancpi.ro

Formular versiunea 1.1

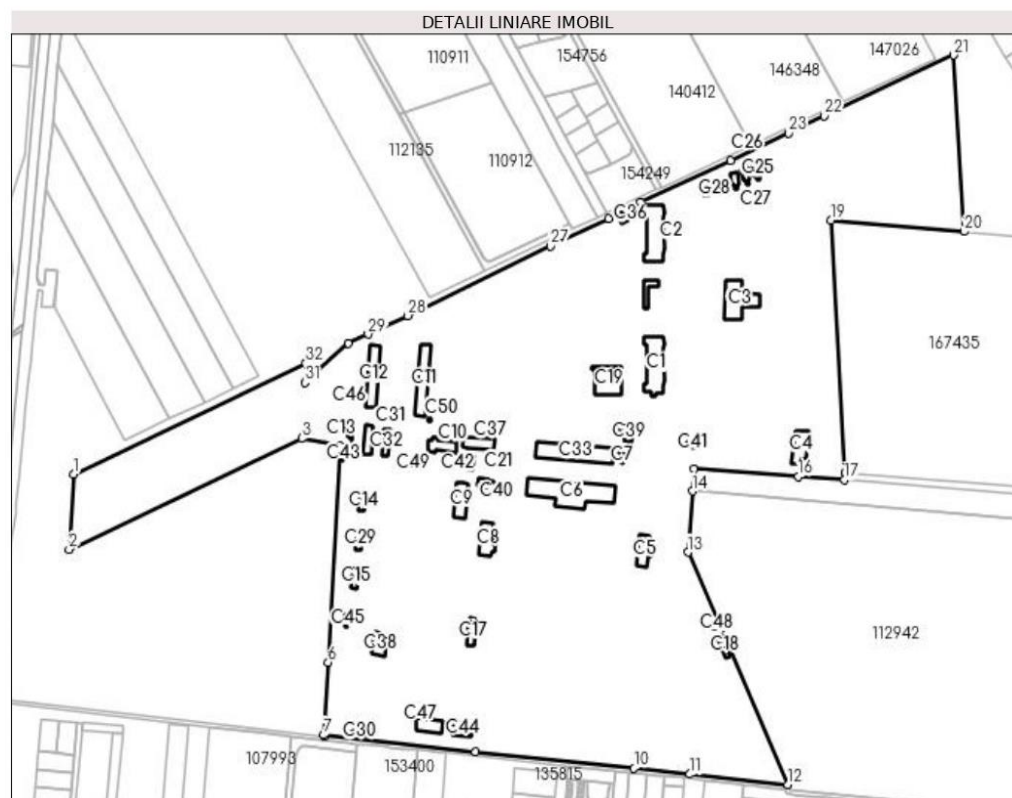
Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate și alte drepturi reale	Referințe
1) MINISTERUL AFACERILOR INTERNE - UM 0758 BRASOV, CIF:34498792	
C. Partea III. SARCINI .	
Înscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanție și sarcini	Referințe
NU SUNT	

Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
128227	Din acte: 238.986 Masurata: 246.587	suprafața din CF hârtie de 238.986,2 mp.

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	246.587	-	-	9532/3/2/2	suprafața din CF hârtie de 238.986,2 mp.

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	128227-C1	construcții administrative și social culturale	901	Cu acte	S. construita la sol:901 mp; construcție P+1E
A1.2	128227-C2	construcții administrative și social culturale	891	Cu acte	S. construita la sol:891 mp; construcție P+2E
A1.3	128227-C3	construcții administrative și social culturale	809	Cu acte	S. construita la sol:809 mp; construcție P
A1.4	128227-C4	construcții administrative și social culturale	380	Cu acte	S. construita la sol:380 mp; construcție P
A1.5	128227-C5	construcții administrative și social culturale	327	Cu acte	S. construita la sol:327 mp; construcție P+1E

Carte Funciară Nr. 128227 Comuna/Oraș/Municipiu: Brașov

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.6	128227-C6	construcții administrative și social culturale	1.652	Cu acte	S. construita la sol:1652 mp; construcție P
A1.7	128227-C7	construcții administrative și social culturale	54	Cu acte	S. construita la sol:54 mp; construcție P
A1.8	128227-C8	construcții administrative și social culturale	375	Cu acte	S. construita la sol:375 mp; construcție P
A1.9	128227-C9	construcții administrative și social culturale	413	Cu acte	S. construita la sol:413 mp; construcție P
A1.10	128227-C10	construcții administrative și social culturale	284	Cu acte	S. construita la sol:284 mp; construcție P
A1.11	128227-C11	construcții administrative și social culturale	662	Cu acte	S. construita la sol:662 mp; construcție P
A1.12	128227-C12	construcții administrative și social culturale	571	Cu acte	S. construita la sol:571 mp; construcție P
A1.13	128227-C13	construcții administrative și social culturale	49	Cu acte	S. construita la sol:49 mp; construcție P
A1.14	128227-C14	construcții administrative și social culturale	96	Cu acte	S. construita la sol:96 mp; construcție P
A1.15	128227-C15	construcții administrative și social culturale	131	Cu acte	S. construita la sol:131 mp; construcție P
A1.16	128227-C16	construcții administrative și social culturale	193	Cu acte	S. construita la sol:193 mp; construcție P
A1.17	128227-C17	construcții administrative și social culturale	172	Cu acte	S. construita la sol:172 mp; construcție P
A1.18	128227-C18	construcții administrative și social culturale	88	Cu acte	S. construita la sol:88 mp; construcție P
A1.19	128227-C19	construcții administrative și social culturale	697	Cu acte	S. construita la sol:697 mp; construcție P
A1.20	128227-C20	construcții administrative și social culturale	140	Cu acte	S. construita la sol:140 mp; construcție P
A1.21	128227-C21	construcții administrative și social culturale	156	Cu acte	S. construita la sol:156 mp; construcție P
A1.22	128227-C22	construcții administrative și social culturale	84	Cu acte	S. construita la sol:84 mp; construcție P
A1.23	128227-C23	construcții administrative și social culturale	339	Cu acte	S. construita la sol:339 mp; construcție P
A1.24	128227-C24	construcții administrative și social culturale	208	Cu acte	S. construita la sol:208 mp; construcție P
A1.25	128227-C25	construcții administrative și social culturale	91	Cu acte	S. construita la sol:91 mp; construcție P
A1.26	128227-C26	construcții administrative și social culturale	90	Cu acte	S. construita la sol:90 mp; construcție P
A1.27	128227-C27	construcții administrative și social culturale	91	Cu acte	S. construita la sol:91 mp; construcție P
A1.28	128227-C28	construcții administrative și social culturale	134	Cu acte	S. construita la sol:134 mp; construcție P

Carte Funciară Nr. 128227 Comuna/Oraș/Municipiu: Brașov

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.29	128227-C29	construcții administrative și social culturale	106	Cu acte	S. construita la sol:106 mp; construcție P
A1.30	128227-C30	construcții administrative și social culturale	58	Cu acte	S. construita la sol:58 mp; construcție P
A1.31	128227-C31	construcții administrative și social culturale	214	Cu acte	S. construita la sol:214 mp; construcție P
A1.32	128227-C32	construcții administrative și social culturale	175	Cu acte	S. construita la sol:175 mp; construcție P
A1.33	128227-C33	construcții administrative și social culturale	1.150	Cu acte	S. construita la sol:1150 mp; construcție P
A1.34	128227-C34	construcții administrative și social culturale	44	Cu acte	S. construita la sol:44 mp; construcție P
A1.35	128227-C35	construcții administrative și social culturale	177	Cu acte	S. construita la sol:177 mp; construcție P
A1.36	128227-C36	construcții administrative și social culturale	124	Cu acte	S. construita la sol:124 mp; construcție P
A1.37	128227-C37	construcții administrative și social culturale	302	Cu acte	S. construita la sol:302 mp; construcție P
A1.38	128227-C38	construcții administrative și social culturale	235	Cu acte	S. construita la sol:235 mp; construcție P
A1.39	128227-C39	construcții administrative și social culturale	138	Cu acte	S. construita la sol:138 mp; construcție P+1E
A1.40	128227-C40	construcții administrative și social culturale	88	Cu acte	S. construita la sol:88 mp; construcție P
A1.41	128227-C41	construcții administrative și social culturale	Din acte: 27 Masurata: 44	Cu acte	S. construita la sol:44 mp; construcție P
A1.42	128227-C42	construcții administrative și social culturale	Din acte: 24 Masurata: 6	Cu acte	S. construita la sol:6 mp; construcție P
A1.43	128227-C43	construcții administrative și social culturale	30	Cu acte	S. construita la sol:30 mp; construcție P
A1.44	128227-C44	construcții administrative și social culturale	234	Cu acte	S. construita la sol:234 mp; construcție P
A1.45	128227-C45	construcții administrative și social culturale	42	Cu acte	S. construita la sol:42 mp; construcție P
A1.46	128227-C46	construcții administrative și social culturale	20	Cu acte	S. construita la sol:20 mp; construcție P
A1.47	128227-C47	construcții administrative și social culturale	307	Cu acte	S. construita la sol:307 mp; construcție P
A1.48	128227-C48	construcții administrative și social culturale	18	Cu acte	S. construita la sol:18 mp; construcție P
A1.49	128227-C49	construcții administrative și social culturale	6	Cu acte	S. construita la sol:6 mp; construcție P
A1.50	128227-C50	construcții administrative și social culturale	6	Cu acte	S. construita la sol:6 mp; construcție P

Lungime Segmente

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

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m))	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment (** (m))
1	2	69.75	2	3	250.0
3	4	37.493	4	5	2.156
5	6	200.212	6	7	67.689
7	8	1.341	8	9	148.722
9	10	155.83	10	11	54.847
11	12	96.321	12	13	236.766
13	14	57.127	14	15	20.561
15	16	102.564	16	17	45.003
17	18	6.911	18	19	234.627
19	20	131.034	20	21	164.245
21	22	138.807	22	23	38.604
23	24	62.241	24	25	95.942
25	26	34.731	26	27	62.393
27	28	153.924	28	29	42.531
29	30	21.155	30	31	55.918
31	32	17.859	32	1	250.0

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

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

Extrasul de carte funciară generat prin sistemul informatic integrat al ANCPI conține informațiile din cartea funciară active la data generării. Acesta este valabil în condițiile prevăzute de art. 7 din Legea nr. 455/2001, coroborat cu art. 3 din O.U.G. nr. 41/2016, exclusiv în mediul electronic, pentru activități și procese administrative prevăzute de legislația în vigoare. Valabilitatea poate fi extinsă și în forma fizică a documentului, fără semnătură olografă, cu acceptul expres sau procedural al instituției publice ori entității care a solicitat prezentarea acestui extras.

Verificarea corectitudinii și realității informațiilor conținute de document se poate face la adresa www.ancpi.ro/verificare, folosind codul de verificare online disponibil în antet. Codul de verificare este valabil 30 de zile calendaristice de la momentul generării documentului.

Data și ora generării,

25/09/2023, 12:30



Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor
Agenția Națională pentru Protecția Mediului



AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI BRAȘOV

DECIZIA ETAPEI DE EVALUARE ÎNȚIALĂ
Nr. 15180 din 14.11.2023

Ca urmare a solicitării depuse de INSPECTORATUL DE JANDARMI JUDEȚEAN BRAȘOV, cu sediul în județul Brașov, municipiul Brașov, strada Vasile Goldiș nr. 1-3, pentru proiectul intitulat „Instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile la I.J.J BRAȘOV - punct de producție str. Vasile Goldiș, nr. 1-3, mun. Brașov”, denumire proiect, conform certificatului de urbanism nr. 3108 din 27.10.2023 emis de Primăria Municipiului Brașov- „Obținere A.C. pentru: Amenajare parc fotovoltaic, bransamente utilități”, propus a fi implementat în județul Brașov, municipiul Brașov, strada Vasile Goldiș nr. 1-3, înregistrată la APM Brașov cu nr. 15180 din data de 13.11.2023,

- în urma analizării documentației depuse, a localizării amplasamentului în planul de urbanism și în raport cu poziția față de arii protejate, zone-tampon, monumente ale naturii, monumente istorice sau arheologice, zone cu restricții de construit, zona costieră;

- având în vedere că:

- proiectul propus intră sub incidența Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, fiind încadrat în **Anexa nr. 2, pct. 3. a) instalații industriale pentru producerea energiei electrice, termice și a aburului tehnologic, altele decât cele prevăzute în anexa nr. 1.**

- proiectul propus nu intră sub incidența art. 28 din O.U.G. nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare;

- proiectul propus intră sub incidența prevederilor art. 48 și nu intra sub incidența art. 54 din Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare.

autoritatea competentă pentru protecția mediului APM Brașov decide:

Necesitatea declanșării procedurii de evaluare a impactului asupra mediului pentru proiectul intitulat „Instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile la I.J.J BRAȘOV - punct de producție str. Vasile Goldiș, nr. 1-3, mun. Brașov”, denumire proiect, conform certificatului de urbanism nr. 3108 din 27.10.2023 emis de Primăria Municipiului Brașov- „Obținere A.C. pentru: Amenajare parc fotovoltaic, bransamente utilități”, propus a fi implementat în județul Brașov, municipiul Brașov, strada Vasile Goldiș nr. 1-3.

Pentru continuarea procedurii, titularul va depune:

- a) memoriul de prezentare, pe suport hârtie și în format electronic, completat conform conținutului-cadru prevăzut în anexa nr. 5.E din Legea 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private, (pe lângă memoriul de prezentare, avem rugămintea să ne transmiteți în format electronic (pdf) și documentația depusă la APM Brașov, respectiv : certificatul de urbanism, extras CF, plan de situație, plan de încadrare în zonă, în vederea transmiterii acestora către membrii CAT, în conformitate cu Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului asupra mediului, art. 2, alin. 4-10);



AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI BRAȘOV

Brașov, str. Politehnicii, nr. 3, Cod 500019

E-mail: office@apmbv.anpm.ro; Tel. 0268.419013; Fax 0268.417292

Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

- b) dovada publicării anunțului privind depunerea solicitării de emitere a acordului de mediu, în presa locală, prin afișare la sediul societății și prin afișare la sediul autorității publice locale pe raza căreia este propusă implementarea proiectului; model conform Anexei nr. 5 G din Legea nr. 292/2018, după depunerea memoriului de prezentare;

“(titular proiect) anunță publicul interesat asupra depunerii solicitării de emitere a acordului de mediu pentru proiectul (denumirea proiectului), propus a fi amplasat în (adresa amplasamentului). Informațiile privind proiectul propus pot fi consultate la sediul autorității competente pentru protecția mediului Brașov str. Politehnicii nr. 3, în zilele de luni-joi între orele 8-16:30 și vineri între orele 8-14. Observațiile publicului se primesc zilnic la sediul autorității competente pentru protecția mediului Brașov.”

- c) dovada achitării tarifului aferent etapei de **încadrare**, 400 lei, în conformitate cu Ord. MMDD nr. 1.108/2007 cu modif. și completările ulterioare (cont APM Brașov RO74TREZ1315032XXX000265 - Trezoreria Brașov, cod fiscal 4443272) (pe suport hârtie și în format electronic (document pdf));

Conform Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, anexa 5, art. 9 alin. 3, aveți obligația să solicitați avizul de gospodărire a apelor la autoritatea competentă în domeniul gospodăririi apelor, în conformitate cu prevederile legislative specifice, iar datele din documentația depusă la autoritatea competentă în domeniul gospodăririi apelor în vederea eliberării avizului vor fi corelate cu datele din documentația depusă la APM pentru eliberarea acordului de mediu.

În situația necompletării dosarului în termen de 2 ani de la întocmirea prezentei, solicitarea dvs. se respinge, în conformitate cu prevederile legislative stipulate de Anexa 5, art. 43, alin (1) din Legii nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului și art. 15, alin (2), litera b) și alin. (3) a OUG nr. 195/2005 privind Protecția mediului cu modificările și completările ulterioare, fără o altă notificare.
Emiterea acordului de mediu se face cu reluarea întregii proceduri.

DIRECTOR EXECUTIV,
Ciprian Marius BÂNCILĂ



ȘEF SERVICIU A.A.A.,
Liliana Cristina COPACEA

Copacea

ȘEF BIROU C.F.M.,
Mirela MOISĂ

Moisă

ÎNTOCMIT:
Consilier Mirela Mihaela CIUCIUR

Ciuciu

ÎNTOCMIT:
Consilier Iulia ENE

Ene



AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI BRAȘOV

Brașov, str. Politehnicii, nr. 3, Cod 500019

E-mail: office@apmbv.anpm.ro; Tel. 0268.419013; Fax 0268.417292

Operator de date cu caracter personal, conform Regulamentului (UE) 2016/679

Hi-MO 5m

(G2)

LR5-66HIH 490~510M

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Integrated Segmented Ribbons • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

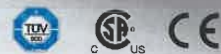
12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001: 2015: ISO Environment Management System
ISO45001: 2018: Occupational Health and Safety
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI



21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~3%
POWER
TOLERANCE

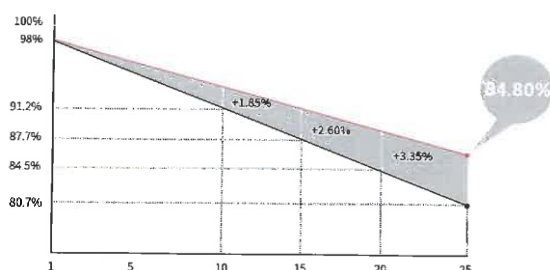
<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2+25
POWER DEGRADATION

HALF-CELL
Lower operating temperature

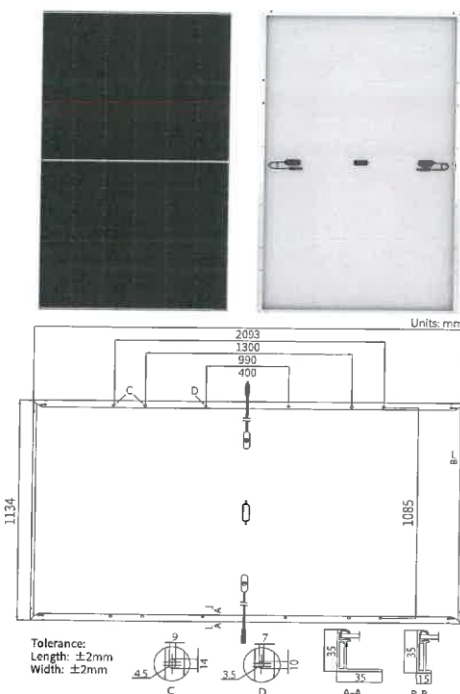
Additional Value

25-Year Power Warranty



Mechanical Parameters

Cell Orientation	132 (6×22)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, ~200mm length can be customized
Connector	LONGi LR5 or MC4 EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	25.3kg
Dimension	2093×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: +3%

Module Type	LR5-66HIH-490M		LR5-66HIH-495M		LR5-66HIH-500M		LR5-66HIH-505M		LR5-66HIH-510M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	490	366.3	495	370.0	500	373.7	505	377.5	510	381.2
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.25	42.55	45.40	42.69	45.55	42.83	45.70	42.97	45.85	43.11
Short Circuit Current (Isc/A)	13.74	11.11	13.82	11.17	13.90	11.24	13.97	11.30	14.05	11.36
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	38.08	35.37	38.23	35.51	38.38	35.65	38.53	35.79	38.68	35.93
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.87	10.35	12.95	10.42	13.03	10.48	13.11	10.55	13.19	10.61
Module Efficiency(%)	20.6		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0~3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2 IEC Class C

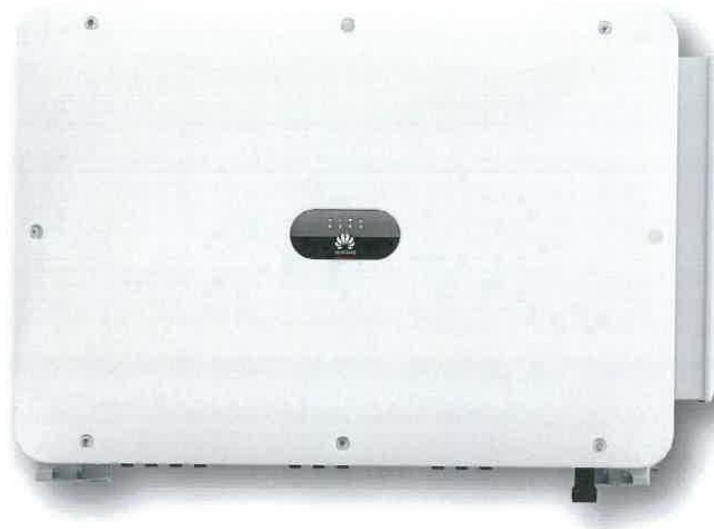
Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



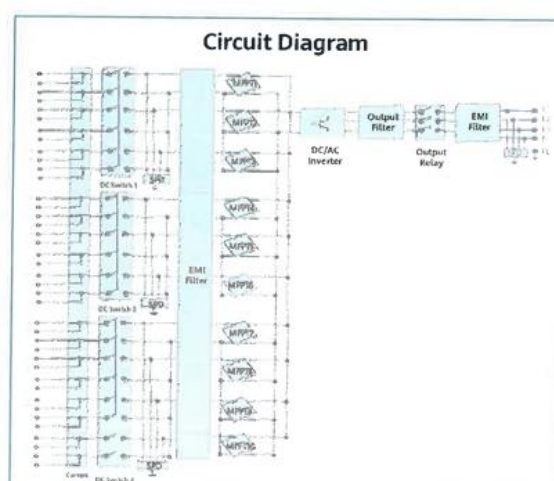
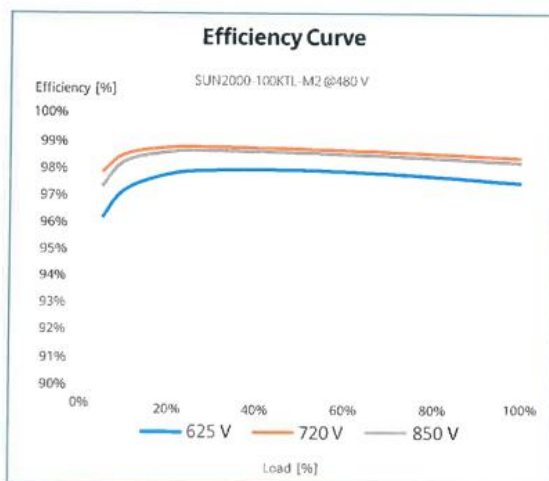
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnect



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM/EU/

Technical Specification

SUN2000-100KTL-M2

Efficiency

Max. efficiency	98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
European efficiency	98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V

Input

Max. Input Voltage ¹	1,100 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Current per Input	20 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range ²	200 V ~ 1,000 V
Nominal Input Voltage	600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
Number of MPP trackers	10
Max. input number per MPP tracker	2

Output

Nominal AC Active Power	100,000 W
Max. AC Apparent Power	110,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	110,000 W
Nominal Output Voltage	380 V / 400 V / 480 V, 3W+(N)+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
Max. Output Current	160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
Adjustable Power Factor Range	0.8 leading... 0.8 lagging
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection

Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Smart String Level Disconnect	Yes

Communication

Display	LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
RS485	Yes
USB	Yes
Smart Dongle 4G	4G / 3G / 2G via Smart Dongle - 4G (Optional)
Monitoring BUS (MBUS)	Yes (isolation transformer required)

General Data

Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	93 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Nighttime Power Consumption	< 3.5 W

Standard Compliance (more available upon request)

EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
 VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
² Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

605W MBB Bifacial Mono PERC
Half-cell Double Glass Module

JAM78D30 580-605/MB Series

Introduction

Assembled with 11BB bifacial PERCUM cells and half-cell configuration, these double glass modules have the capability of converting the incident light from the rear side together with the front side into electricity, providing higher output power, lower temperature coefficient, less shading loss, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



More reliable, more stable
power generation



Less shading effect

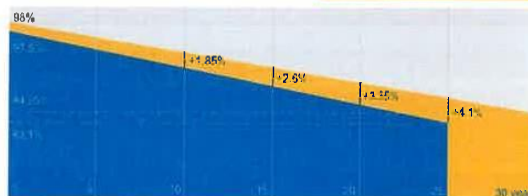


Lower temperature coefficient

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 30-year linear power output warranty

0.45% Annual Degradation
Over 30 years



■ Bifacial double glass module linear power warranty

■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941: 2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing



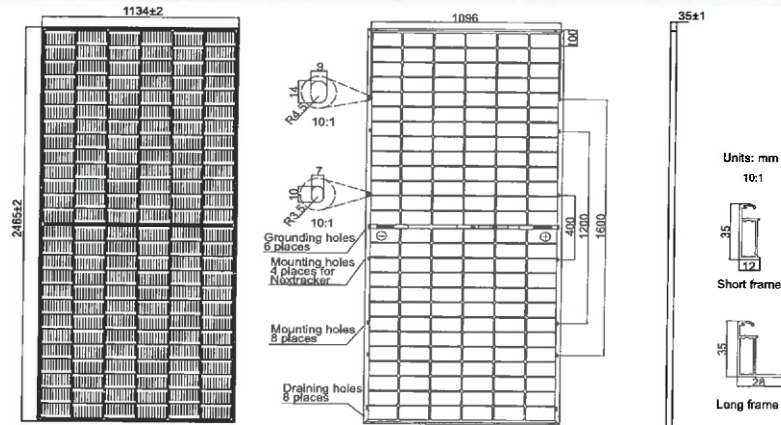
JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests.
JA Solar reserves the right of final interpretation



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	33.4kg
Dimensions	2465±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC), 12 AWG(UL)
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/ QC 4,10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:200mm(+)/300mm(-); Landscape:1500mm(+)/1500mm(-)
Front Glass/Back Glass	2.0mm/2.0mm
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 496pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78D30 -580/MB	JAM78D30 -585/MB	JAM78D30 -590/MB	JAM78D30 -595/MB	JAM78D30 -600/MB	JAM78D30 -605/MB
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	580	585	590	595	600	605
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	53.11	53.20	53.30	53.40	53.50	53.61
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	44.35	44.56	44.80	45.05	45.30	45.53
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.84	13.88	13.93	13.98	14.03	14.08
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	13.08	13.13	13.17	13.21	13.25	13.29
Module Efficiency [%]	20.7	20.9	21.1	21.3	21.5	21.6
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH 10% SOLAR IRRADIATION RATIO OPERATING CONDITIONS

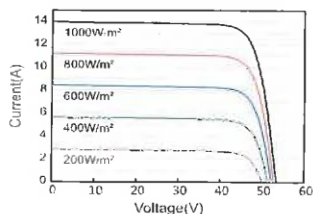
TYPE	JAM78D30 -580/MB	JAM78D30 -585/MB	JAM78D30 -590/MB	JAM78D30 -595/MB	JAM78D30 -600/MB	JAM78D30 -605/MB	Maximum System Voltage	1500V DC
Rated Max Power(Pmax) [W]	621	626	631	637	642	647	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.16	53.25	53.35	53.45	53.55	53.66	Maximum Series Fuse Rating	30A
Max Power Voltage(Vmp) [V]	44.34	44.55	44.80	45.04	45.28	45.52	Maximum Static Load,Front* Maximum Static Load,Back*	5400Pa(112 lb/ft²) 2400Pa(50 lb/ft²)
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.81	14.85	14.91	14.96	15.01	15.07	NOCT	45±2°C
Max Power Current(Imp) [A]	14.00	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22	Bifaciality**	70%±10%
Irradiation Ratio(rear/front)	10%						Fire Performance	UL Type 29

*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

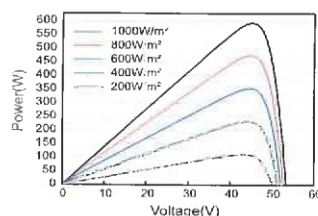
**Bifaciality=P_{max, rear}/Rated P_{max, front}

CHARACTERISTICS

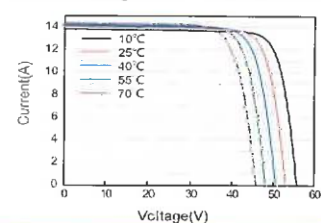
Current-Voltage Curve JAM78D30-595/MB



Power-Voltage Curve JAM78D30-595/MB



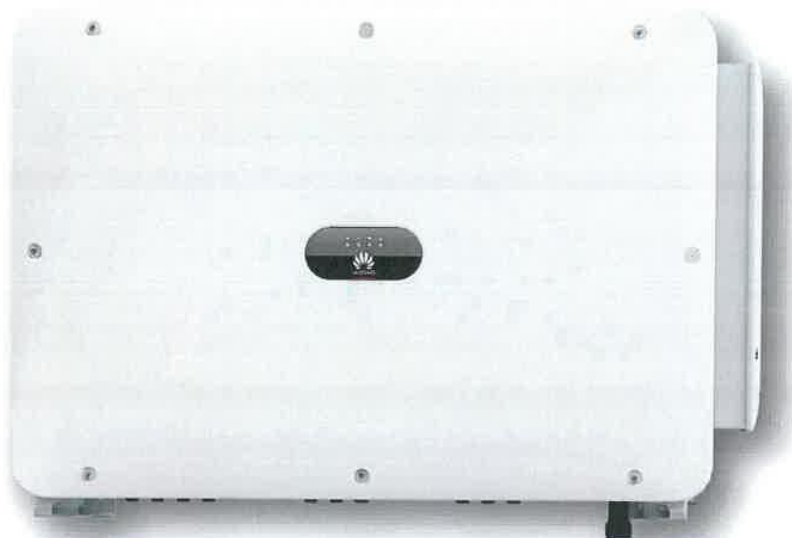
Current-Voltage Curve JAM78D30-595/MB



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20220601A

SUN2000-100KTL-M2 Smart PV Controller



10
MPP Trackers



98.8% (@480V)
Max. Efficiency



String-level
Management



Smart I-V Curve Diagnosis
Supported



MBUS
Supported



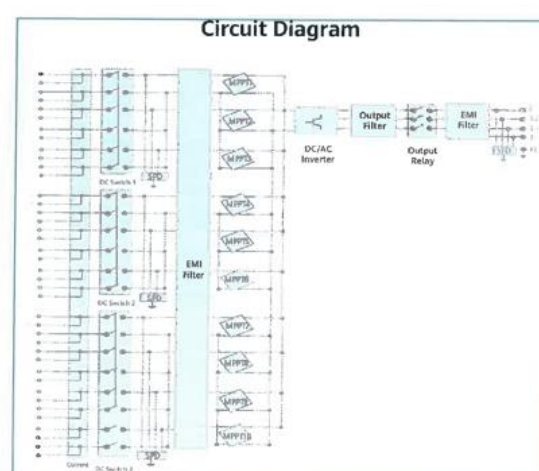
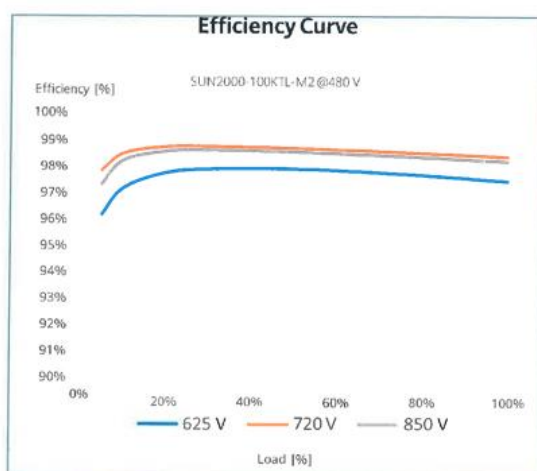
Support AFCI &
Smart String Level
Disconnecter



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



Technical Specification

SUN2000-100KTL-M2

Max. efficiency
European efficiency

Efficiency

98.6% @ 400 V, 98.8% @ 480 V
98.4% @ 400 V, 98.6% @ 480 V

Max. Input Voltage ¹
Max. Current per MPPT
Max. Current per Input
Max. Short Circuit Current per MPPT
Start Voltage
MPPT Operating Voltage Range ²
Nominal Input Voltage
Number of MPP trackers
Max. input number per MPP tracker

Input

1,100 V
30 A
20 A
40 A
200 V
200 V ~ 1,000 V
600 V @ 400 Vac, 720 V @ 480 Vac
10
2

Nominal AC Active Power
Max. AC Apparent Power
Max. AC Active Power (cosφ=1)
Nominal Output Voltage
Rated AC Grid Frequency
Nominal Output Current
Max. Output Current
Adjustable Power Factor Range
Max. Total Harmonic Distortion

Output

100,000 W
110,000 VA
110,000 W
380 V/ 400 V/ 480 V, 3W+(N)+PE
50 Hz / 60 Hz
144.4 A @ 400 V, 120.3 A @ 480 V
160.4 A @ 400 V, 133.7 A @ 480 V
0.8 leading... 0.8 lagging
< 3%

Input-side Disconnection Device
Anti-islanding Protection
AC Overcurrent Protection
DC Reverse-polarity Protection
PV-array String Fault Monitoring
DC Surge Arrester
AC Surge Arrester
DC Insulation Resistance Detection
Residual Current Monitoring Unit
Arc Fault Protection
Smart String Level Disconnecter

Protection

Yes
Yes
Yes
Yes
Yes
Type II
Type II
Yes
Yes
Yes
Yes

Display
RS485
USB
Smart Dongle-4G
Monitoring BUS (MBUS)

Communication

LED indicators; WLAN adaptor + FusionSolar APP
Yes
Yes
4G / 3G / 2G via Smart Dongle – 4G (Optional)
Yes (isolation transformer required)

Dimensions (W x H x D)
Weight (with mounting plate)
Operating Temperature Range
Cooling Method
Max. Operating Altitude
Relative Humidity
DC Connector
AC Connector
Protection Degree
Topology
Nighttime Power Consumption

General Data

1,035 x 700 x 365 mm
93 kg
-25°C ~ 60°C
Smart Air Cooling
4,000 m (13,123 ft.)
0 ~ 100%
Amphenol HH4
Waterproof Connector + OT/DT Terminal
IP66
Transformerless
< 3.5 W

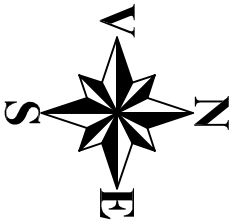
Certificate
Grid Connection Standards

Standard Compliance (more available upon request)
EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

^{*1} The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.
^{*2} Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.



Verificat	Nume/Prenume	Semnatura	Referat/Expertiza		
TRIPOL Sistem Construct TRIPOL SISTEM CONSTRUCT SRL Str. Maresal Averescu, nr.3, Mun. Buzau, jud. Buzau			Beneficiar: Inspectoratul de Jandarmi Județean "Nicolae Titulescu" Brasov	Nr. proiect: 40/2023	
			Scara: 1:20000	Proiect - Studiu fezabilitate realizare CEF 400 kW, amplasat in Brasov, strada Vasile Goldis nr. 1-3, judetului Brasov	
Aprobat	ing. A. Guzu				Faza: SF
Proiectat	ing. G. Ionescu		Data: 2023		
Desenat	ing. G. Ionescu			Plan incadrare in zona	Planșa nr.1



Verificat	Nume/Prenume	Semnatura	Referat/Expertiza		
				Beneficiar: Inspectoratul de Jandarmi Județean "Nicolae Titulescu" Brasov	Nr. proiect: 40/2023
TRIPOL SISTEM CONSTRUCT SRL Str. Maresal Averescu, nr.3, Mun. Buzau, jud. Buzau					
			Scara: 1:500	Proiect - Studiu fezabilitate realizare CEF 400 kW, amplasat in Brasov, strada Vasile Goldis nr. 1-3, judetului Brasov	
Aprobat	ing. A. Guzu				Faza:SF
Proiectat	ing. G. Ionescu		Data: 2023		
Desenat	ing. G. Ionescu			Plan de situatie	Planșa nr.2