

Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

- Studiu de fezabilitate -

EFFICIENT ENVIRONMENT

ROENER ENERGYPRO

Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati

Judetul Galați (ROMANIA)

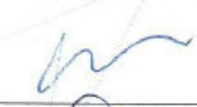
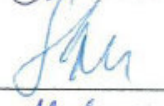
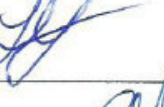
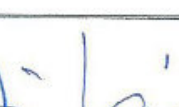
Studiu de Fezabilitate

***„Noi capacități de producere a energiei electrice produsă
din surse regenerabile pentru autoconsum la nivelul
Universitatii „Dunarea de Jos” din Galati”***

Noiembrie 2023

<u>ELABORATORUL LUCRĂRII :</u>	ROENER ENERGYPRO SRL
---------------------------------------	----------------------

Echipa de studiu :

Ing. Cornel JIVAN	
Ing. Bogdan DINU	
Ing. Andreea ILIE	
Ing. Livia FERDOSCHI	
Ing. Daniela GAGOF	
Ing. Silviu ZMARANDACHE	
Ing. Mihai HANEK	
Ing. Gabriel VATASELU	

<u>ROENER ENERGYPRO</u>	 
--------------------------------	--

CUPRINS

A. PIESE SCRISE	8
CAPITOLUL 1	8
INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII.....	8
1.1 Denumirea obiectivului de investiții.....	8
1.2 Ordonator principal de credite/investitor	8
1.3 Ordonator de credite (secundar/tertiar).....	8
1.4 Beneficiarul investiției	8
1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate	9
CAPITOLUL 2	10
SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII.....	10
2.1 Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză	10
2.2 Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare	10
2.2.1 Tendințele europene și naționale privind promovarea surselor regenerabile de energie	10
2.2.2 Accesul la rețea	17
2.3 Analiza situației existente și identificarea situațiilor specifice	17
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	42
2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției	43
CAPITOLUL 3.....	45
IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA OPȚIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII	45
3.1. Particularități ale amplasamentului:.....	45
a.descrierea amplasamentului	45
b.relații cu zonele învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile	45
c. orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;	48
d. surse de poluare existente în zonă;	54
e.date climatice și particularități de relief	55
f. existența unor:	55
g.caracteristici geofizice ale terenului	55
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:57	

3.2.1 Variante de capacitati pentru centrala fotovoltaica	58
3.2.2 Scenarii privind producția de energie în amplasamentul precizat	62
3.2.3 Pachete software de proiectare/simulare a CEF utilizate	62
3.2.4 Estimarea performanțelor centralelor fotovoltaice. Rezultate - Rapoarte de simulare	64
3.2.4.1 Consideratii asupra disponibilitatii energiei solare in amplasamentul Universitatea "Dunarea de Jos" din Galați (ROMÂNIA)	64
3.2.4.2 Nivel de incertitudine	67
3.2.4.3 Rapoarte de simulare performanță energetica	69
3.2.4.3.1 Raport de simulare PVGIS ERA5 - 1502.85 kW	77
3.2.4.3.2 Raport de simulare PVGIS SARAH2 - 1502.85 kW	78
3.2.4.3.3 Raport de simulare PVGIS ERA5 – 617.48 kW	79
3.2.4.3.4 Raport de simulare PVGIS SARAH2 – 617.48 kW	80
3.2.4.3.5 Centralizare rapoarte de simulare	81
3.3. Costurile estimative ale investiției:	82
3.3.1 Scenariu 1	82
3.3.1.1 Deviz general	82
3.3.1.2 Deviz obiect	87
3.3.1.3 Detalierea cheltuielilor – scenariul de referinta selectat/recomandat	88
3.3.2 Scenariu 2	94
3.3.2.1 Deviz general	94
3.3.2.2 Deviz obiect	99
3.4 Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:	100
3.5 Grafice orientative de realizare a investiției	101
CAPITOLUL 4.....	102
ANALIZA FIECĂREI OPȚIUNI TEHNICO - ECONOMICE PROPUSE.....	102
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	102
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	104
4.3. Situația utilităților și analiza de consum :	104
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:	105
a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;	105
b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;	105
c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;	106
d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.	106

4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	106
4.6. Analiza financiară	111
4.6.2 Definiere parametri/ipoteze de calcul	111
4.6.2.1 Valori de simulare energie electrica produsa din PV valorificabila – Scenariu 1	111
4.6.2.2 Valori de simulare energie electrica produsa din PV valorificabila – Scenariu 2	112
4.6.2.3 Variabile de intrare	113
4.6.3 Principalii indicatori de performanta financiara	114
4.6.3.1 SCENARIU 1 – 1502.85 kWp	115
4.6.3.2 SCENARIU 2 – 617.48 kWp	116
4.6.4. Analiza comparativa scenarii de baza – observatii si concluzii	117
4.7. Analiza economică.....	120
4.7.1 Definiere parametri / ipoteze de calcul	120
4.7.2 Variabile de intrare	120
4.7.3 Principalii indicatori de performanta economica	121
4.8. Analiza de senzitivitate	122
4.8.1 Definiere ipoteze de calcul – variabile selectate	122
4.8.2 Definiere scenarii de simulare	123
4.8.2.1 Variabila identificata „productie valorificabila de energie electrica”	123
4.8.2.2 Variabila identificata „pret energie electrica”	124
4.8.2.3 Variabila identificata „investitie”	125
4.8.3 Principalii indicatori de performanta financiara – senzitivitati	126
4.8.3.1 Variabila identificata „productie valorificabila de energie electrica”	126
4.8.3.2 Variabila identificata „pret energie electrica”	131
4.8.3.3 Variabila identificata „investitie”	139
4.8.4 Analiza SWOT	147
4.9. Analiza de riscuri	154
4.9.1 Prezentarea factorilor de risc tehnic/tehnologic și a măsurilor de prevenire a acestora, pentru faza SF	154
4.9.2 Managementul riscurilor de incendiu	158
4.9.3 Managementul riscurilor de accidentare și îmbolnăviri profesionale	161
CAPITOLUL 5.....	168
OPȚIUNEA TEHNICO-ECONOMICĂ RECOMANDATĂ	168
5.1. Comparăția scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor	168
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e).....	179
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:	180
a) obținerea și amenajarea terenului;	180

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;	180
c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, 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;	181
d) probe tehnologice și teste	183
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:.....	188
a) 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;	188
b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;	189
c) indicatori financiari, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;	190
d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.	191
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	191
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.	192
CAPITOLUL 6.....	198
URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME.....	198
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire	198
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege	198
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	198
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților.....	198
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară.....	198
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice.....	198
CAPITOLUL 7.....	199
IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....	199
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	199

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eşalonarea investiției pe ani, resurse necesare	199
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare.....	201
7.3.1 Operarea tehnica	201
7.3.1.1 Monitorizare	201
7.3.1.2 Prognoza	204
7.3.1.3 Echilibrarea	206
7.3.1.4 Mentenanta	210
7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	217
B. PIESE DESENATEHE	218
1. Plan de amplasare în zonă.....	218
2. Plan de situație	218
3. Planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrii, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice, după caz;	218
4. Planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice, după caz.	218
BIBLIOGRAFIE.....	219

A. PIESE SCRISE

CAPITOLUL 1

INFORMATII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTITII

1.1 Denumirea obiectivului de investiții

*„Noi capacități de producere a energiei electrice produse
din surse regenerabile pentru autoconsum la nivelul Universitatii „Dunarea de Jos” din
Galati”*

1.2 Ordonator principal de credite/investitor

Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

1.3 Ordonator de credite (secundar/tertiar)

Nu este cazul.

1.4 Beneficiarul investiției

Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

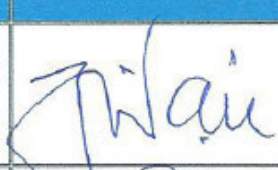
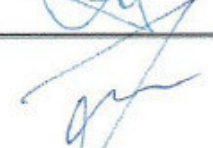
1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate

ROENER ENERGYPRO SRL

J40/2535/2009 – RO25188784

Bd. Decebal, nr.7, Sector 3, Bucuresti

Colectiv de realizare:

Denumire		Semnatura
<u>Sef de proiect :</u>	Ing. Cornel JIVAN	
<u>Asistent sef de proiect :</u>	Ing. Bogdan DINU	
<u>Elaboratori :</u>	Ing. Andreea ILIE	
	Ing. Livia FERDOSCHI	
	Ing. Daniela GOGOF	
	Ing Silviu ZMARANDACHE	
	Ing. Mihai HANEK	
	Ing. Gabriel VATASELU	

CAPITOLUL 2

SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII

2.1 Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

Nu este cazul.

2.2 Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare

2.2.1 Tendințele europene și naționale privind promovarea surselor regenerabile de energie

În urma aderării UE la Acordul de la Paris și odată cu publicarea Strategiei Uniunii Energetice, Uniunea și-a asumat un rol important în privința combaterii schimbărilor climatice, prin cele **5 dimensiuni** principale: **securitate energetică, decarbonare, eficiență energetică, piața internă a energiei și cercetare, inovare și competitivitate.**

Astfel, Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană. Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- ☐ Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- ☐ Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030;
- ☐ Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu 32,5% în 2030;
- ☐ Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de 15% până în 2030.

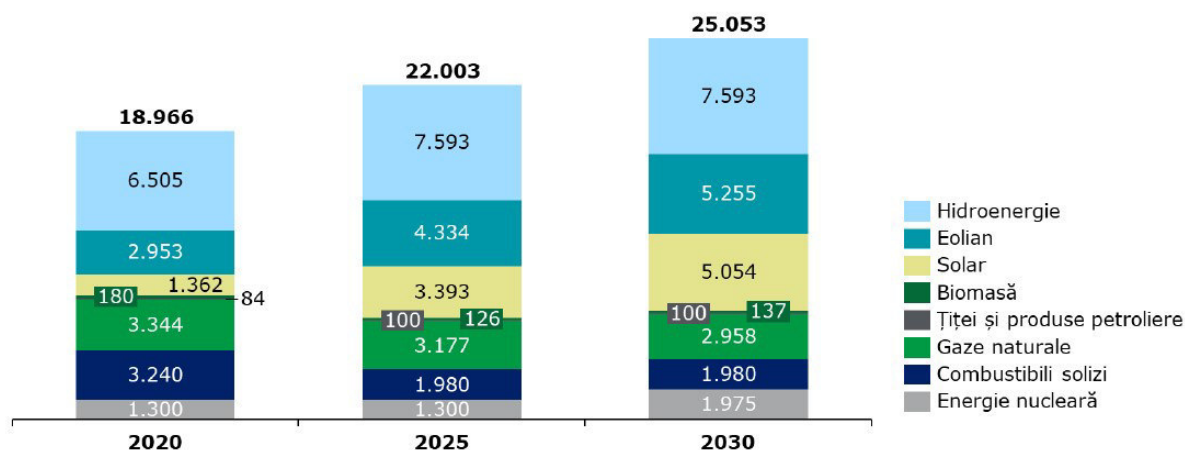
În consecință, pentru a garanta îndeplinirea acestor obiective, fiecare stat membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Proiect al Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, până la data de 31 decembrie 2018. Proiectele PNIESC stabilesc obiectivele și contribuțiile naționale la realizarea obiectivelor UE privind schimbările climatice. În consecință, România a transmis propriul proiect PNIESC la acea dată[1]. La data de 18.06.2019, Comisia Europeană a publicat "Recomandările Comisiei privind proiectul de plan național integrat privind energia și clima al României pentru perioada 2021-2030", document prin intermediul căruia COM a formulat o serie de recomandări pentru România în scopul îmbunătățirii proiectului PNIESC, pentru atingerea țintelor europene stabilite la nivel global, precum:

- creșterea semnificativă a nivelului de ambiție privind utilizarea resurselor regenerabile pentru 2030, până la o pondere a acestui tip de energie de cel puțin 34%, în condițiile în care propunerea de contribuție a României din proiectul de PNIESC la atingerea țintei Uniunii privind sursele regenerabile de energie pentru 2030 este de 27,9%;

- creșterea substanțială a nivelului de ambiție pentru reducerea consumului de energie primară sau finală până în 2030, dat fiind că trebuie intensificate eforturile în vederea atingerii obiectivului de eficiență energetică al Uniunii pentru 2030;

-sunt necesare propuneri de politici și 2 măsuri mai ambițioase care să ducă la realizarea unor economii de energie suplimentare până în 2030;

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 graficul de mai jos:



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

Fig 2.1 Traectoria orientativă a capacității instalate, pe surse, [MW]

Pentru a putea îndeplini traectoria cotei SRE globale propusă în PNIESC, 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) Solar:

- + 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 suplimentară în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentară în 2030 față de 2027.

Autorii PNIESC identifică mai multe surse de finanțare, atât din fonduri europene, cât și de la bugetul de stat. O enumerare sumară, despre care chiar ei spun că nu este exhaustivă.

-Fonduri Structurale: Fondul European de Dezvoltare Regională (FEDR) și Fondul de Coeziune (FC). României îi sunt alocate, printre altele, 17,3 mld. EUR prin FEDR și 4,5 mld. EUR prin FC, în cadrul multianual 2021-2027.

Două dintre obiectivele de politică sunt (OP) 2: o Europă mai verde și OP3: o Europă mai conectată, și au legătură cu acest necesar de investiții. Pentru România, în cadrul OP 2 pentru sectorul energetic sunt alocate 3,1 mld. EUR.

-InvestEU, un program care prevede o garanție de la bugetul UE în valoare de 38 mld. EUR pentru mobilizarea capitalului și atingerea unei ținte de investiții estimată la 650 mld. EUR în perioada 2021 – 2027, pentru toate statele membre. Acest instrument se va derula prin intermediul partenerilor de implementare, principalul fiind grupul Băncii Europene de Investiții (BEI).

-Fondul pentru o tranziție echitabilă (FTJ – Just Transition Fund). Resursele bugetare pentru FTJ ar trebui să fie de 7,5 mld. EUR (la prețurile din 2018), cu posibilitatea de a majora acest nivel, dacă este cazul, la un moment ulterior. Propunerea de alocare pentru România este de 757 mil. EUR.

-Fondul de Modernizare (FM). 2% din cantitatea totală de certificate pentru perioada 2021 – 2030 vor fi licitate pentru a institui FM, conform Art. 10(d) Directiva EU ETS85. României îi va reveni o cotă parte de 11,98%. Proiectele acceptate la finanțare socotite prioritare vor primi cel puțin 70% din fondurile disponibile și pot fi finanțate până la 100% din costurile eligibile. BEI va fi membru al Comitetului de investiții, va confirma eligibilitatea proiectelor, va asigura monetizarea certificatelor și managementul activelor.

-Împrumuturi Banca Europeană de Investiții. BEI poate finanța investiții în eficiența energetică, în decarbonarea furnizării de energie, cu accent pe integrarea proiectelor în domeniul energiei regenerabile. Există o limitare, însă, importantă pentru România. Potrivit politicii de creditare în domeniul energiei adoptate în noiembrie 2019, BEI nu va mai finanța din anul 2022 investițiile în combustibili fosili, inclusiv gaz, cu excepția celor care au emisii de 250g CO₂/KWh sau mai puțin. BEI va coopera de asemenea cu Comisia Europeană în susținerea Mecanismului pentru o tranziție echitabilă și va finanța până la 75% (prin excepție față de 50%) din costurile eligibile pentru proiectele de investiții din statele membre beneficiare ale Fondului de Modernizare care răspund noii sale politici de creditare.

În urma Deciziei Consiliului European din 3 noiembrie 2021 de aprobare a evaluării planului de redresare și reziliență al României (PNRR) vor fi acordate fonduri europene pentru proiecte de investiții în capacități noi de producere energie electrică din surse regenerabile (energie eoliană/energie solară), în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon.

În cadrul Fondului pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 din

Directiva 2003/87/CE de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS).

În România, Fondul pentru Modernizare va finanța investiții din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei și va fi implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora fiind definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanțarea proiectelor în cadrul acestei operațiuni este de tip nerambursabil și constă în prefinanțarea și rambursarea cheltuielilor eligibile efectuate pentru realizarea proiectului, la valoarea și în condițiile stabilite prin Contractul de finanțare.

Intervenția vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul FM, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie eoliană, solară sau hidro.

Obiectivul general urmărit este:

- Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Investițiile finanțate în cadrul acestei măsuri vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative;

- e) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- g) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;
- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- i) decongestionarea Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate;
- j) punerea în aplicare a inițiativei emblematică Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

În cadrul acestui apel de proiecte vor fi putea fi finanțate proiecte care au ca obiectiv implementarea uneia dintre acțiunile menționate mai jos:

- a) Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse eoliene;
- b) Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse solare;
- c) Realizarea capacităților noi de producere de energie electrică din surse hidro.

Autoconsumul în cadrul instituției/unității/organizației, etc. este consumul propriu de energie în domeniul public (spre exemplificare neexhaustivă: iluminatul public, iluminatul în incinta unităților, consumul de energie electrică în clădirile unităților și clădirile publice în care nu se desfășoară activități economice de către terți – primărie, cămin cultural, creșă/grădiniță/unități învățământ/unități medicale de stat/centre îngrijire bătrâni, etc.) și

reprezintă întreaga producție a capacității noi de producere de energie din surse regenerabile pentru care se solicită finanțarea.

Bugetul total estimat al schemei de sprijin multianuale este echivalentul în lei a:

Acțiune	Buget (euro)
Realizarea capacităților noi de producere energie din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro	500.000.000

Bugetul alocat apelului de proiecte se angajează în temeiul principiului "primul venit, primul evaluat și contractat, cu respectarea condițiilor din ghid".

Pentru proiectele finanțate în temeiul principiului „primul venit, primul servit”, grantul acordat din bugetul FM acoperă 100% din cheltuielile eligibile. Cheltuielile neeligibile, inclusiv cele care intervin prin depășirea plafoanelor privind valoarea grantului solicitat per MW instalat, sunt în sarcina beneficiarului.

Cheltuielile eligibile sunt reprezentate de costurile de investiție iar o au baza legală:

- Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare, privind înființarea Fondului pentru modernizare;
- Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre ale Uniunii Europene;
- Regulamentul (UE, Euratom) 2018/1.046 al Parlamentului European și al Consiliului din 18 iulie 2018 privind normele financiare aplicabile bugetului general al Uniunii, de modificare a Regulamentelor (UE) nr. 1.296/2013, (UE) nr. 1.301/2013, (UE) nr. 1.303/2013, (UE) nr. 1.304/2013, (UE) nr. 1.309/2013, (UE) nr. 1.316/2013, (UE) nr. 223/2014, (UE) nr. 283/2014 și a Deciziei nr. 541/2014/UE și de abrogare a Regulamentului (UE, Euratom) nr. 966/2012;
- Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60 din 4 mai 2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative;

- Ordinul ministrului energiei de aprobare a schemei de ajutor de stat;
- Instrucțiunile ME, pentru contractele de finanțare semnate după data publicării acestora.

Pentru a fi eligibile în vederea finanțării prin FM, toate cheltuielile trebuie să respecte prevederile reglementărilor de mai sus, să corespundă obiectivelor FM, să fie indispensabile atingerii obiectivelor proiectului, să fie incluse în oferta/ cererea de finanțare aprobată și defalcate în bugetul prezentat în Cererea de finanțare.

Cheltuielile eligibile efectuate de către un Beneficiar în cadrul proiectului se rambursează acestuia într-o proporție dată de rata de finanțare stabilită în funcție de valoarea Cererii de finanțare depuse și selectate în cadrul procedurii de ofertare concurențială/apelului de proiecte și asumată prin Contractul de finanțare (CF) încheiat între ME și beneficiar.

Cheltuielile eligibile pentru rambursarea sunt efectuate în perioada de eligibilitate, respectiv, între data intrării în vigoare a Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului *în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre* și data preconizată de finalizare menționată în cadrul apelului de proiecte.

Costurile de operare nu sunt eligibile.

Ulterior încheierii contractului de finanțare, beneficiarul nu va mai putea primi finanțări din alte surse publice pentru aceleași cheltuieli eligibile ale proiectului, sub sancțiunea rezilierii Contractului de finanțare și a returnării sumelor rambursate

Pentru evitarea riscurilor unor practici neconcurențiale (înțelegeri de cartel), valoarea grantului solicitat pe MW instalat acordat proiectelor ai căror beneficiari sunt entitățile din sectorul public (se va încadra în următoarele plafoane maxime¹:

a) Energie eoliană:

1.400.000 Euro/MW fără TVA.

b) Energie solară:

1.100.000 Euro/MW fără TVA .

c) Energie hidro:

1.805.000 Euro/MW fără TVA.

¹ Costurile au fost stabilite pe baza metodei de analiză a pieței

Grantul se acordă în lei sub formă de avans și de rambursare cheltuielilor efectuate și nu poate depăși 10 milioane euro pe beneficiar (pentru proiectul propriu și valorile aferente participării în parteneriate), echivalent în lei la cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii apelului de proiecte (luna octombrie 2023), respectiv 4,9754 lei/euro.

Diferența până la valoarea totală a proiectului se acoperă de către solicitant. Acesta trebuie să își asigure contribuția financiară pentru cheltuielile neeligibile.

2.2.2 Accesul la rețea

LEGEA nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie a suferit modificări esențiale însă și la acest moment garantează accesul prioritar la rețeaua de transport /distribuție așa cum este prevăzut :

- (1) Producătorii de energie electrică din surse regenerabile de energie au acces prioritar la rețeaua de transport/distribuție a energiei electrice, în măsura în care nu este afectată siguranța Sistemului Energetic Național.
- (2) Operatorii de rețea vor elabora, în termen de 90 de zile de la intrarea în vigoare a prezentei legi, norme privind suportarea, separat și în comun, a costurilor adaptărilor tehnice, racordărilor la rețea și consolidărilor rețelei, necesare pentru racordarea la rețea a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile.
- (3) Normele prevăzute la alin. (2) se revizuiesc periodic, la solicitarea ministerului de resort.
- (4) Suportarea în comun a costurilor prevăzute la alin. (2) se aplică prin intermediul unui mecanism bazat pe criterii obiective, transparente și nediscriminatorii, având în vedere beneficiile rezultate din racordarea producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie, precum și ale operatorilor de rețea.
- (5) Operatorii de rețea vor pune la dispoziția oricărui nou producător de energie electrică din surse regenerabile care dorește racordarea la rețea o estimare detaliată a costurilor legate de racordare.

2.3 Analiza situației existente și identificarea situațiilor specifice

Obiectivul fundamental al prezentului studiu este analiza situației existente al consumului de energie electrică al fiecărui obiectiv în parte.

Această analiză sta la baza propunerii instalării unei capacități noi de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum.

În prezent consumul de energie electrică nu se ridică la standarde actuale în ceea ce privește eficiența energetică fapt pentru care se propune utilizarea surselor regenerabile de energie în vederea acoperirii autoconsumului ce poate crea cadrul de dezvoltare al unei localități moderne, prin creșterea gradului de confort al populației locale, susținerea și stimularea dezvoltării economice-sociale.

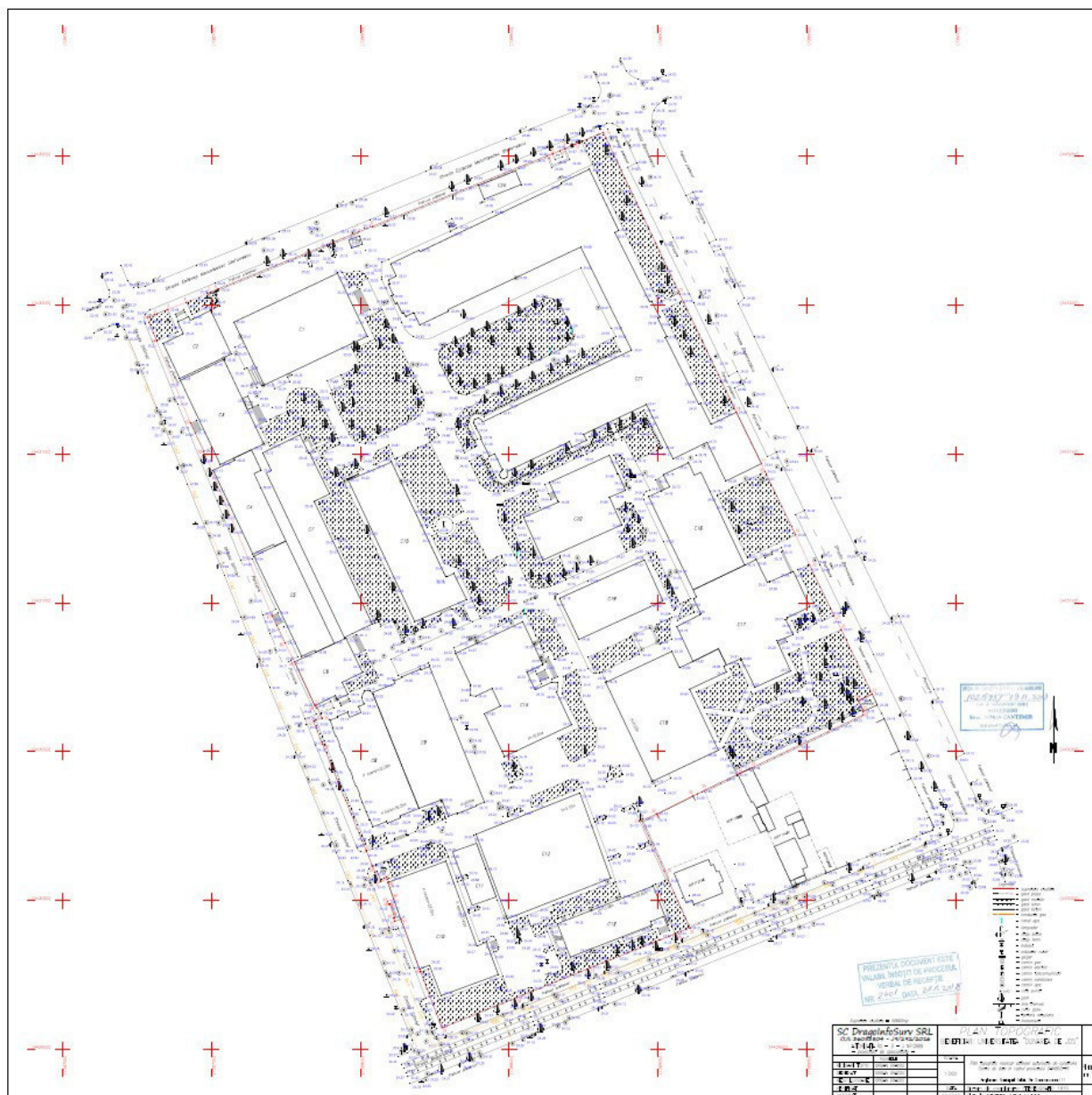
Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați este prima instituție de învățământ superior din România, care și-a extins activitatea și în Republica Moldova. Este singura universitate care a dezvoltat programe de predare a limbii române în Ucraina și Italia. Universitatea a fost clasificată de către Asociația Universităților Europene în categoria „universități de educație și cercetare științifică”. Este acreditată cu grad de încredere ridicat, acordat în urma evaluării Agenției Române Pentru Asigurarea Calității în Învățământul Superior.

În anul 1948, la Galați s-a înființat Institutul de Îmbunătățiri Funciare. Ulterior, în anul 1951 s-a înființat Institutul Mecano-Naval, în interiorul căruia s-a dezvoltat Facultatea de Construcții Navale, o facultate care a avut încă din prima serie 155 de studenți. Prin specificul de port la Dunăre, Galațiul a fost un centru al industriei alimentare, în care se concentrau produse agricole vegetale și animale. Astfel, Institutul de Industrii Alimentare din București a fost transferat în anul 1955 la Galați și a fost comasat cu Institutul Tehnic din Galați.

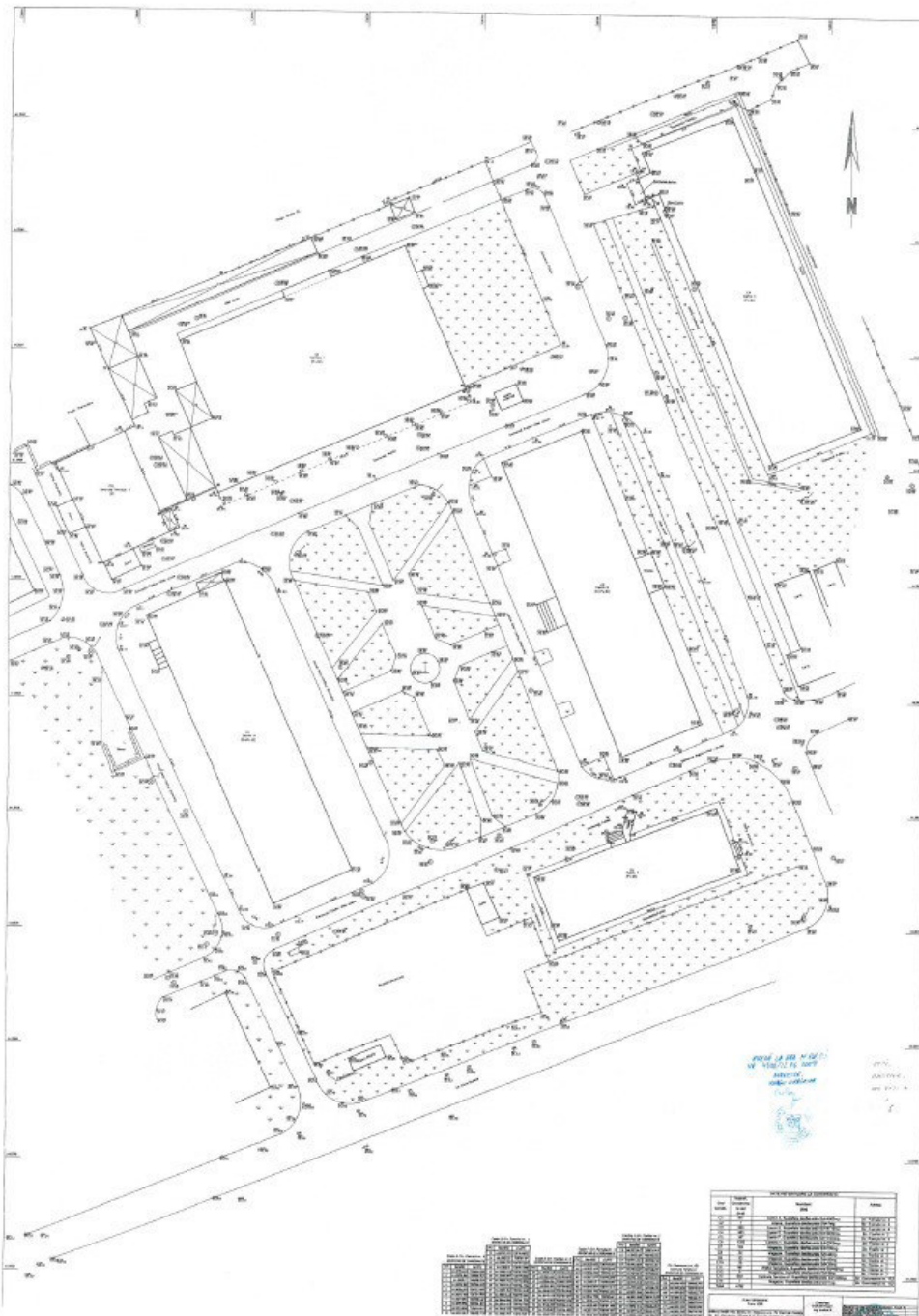
Pe 20 martie 1974 s-a înființat Universitatea din Galați, prin unirea Institutului Politehnic cu Institutul Pedagogic (Decretul Consiliului de Stat din 20 martie 1974). Mai târziu, după sfârșitul regimului comunist, în anul 1991, Universitatea din Galați și-a luat numele de Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați, prin Hotărârea Guvernului din 4 ianuarie 1991.

În structura institutelor s-au realizat o serie de programe de studiu pe teme de construcții navale, exploatarea navelor și porturilor, industriei alimentare, tehnică piscicolă, frigotehnie.

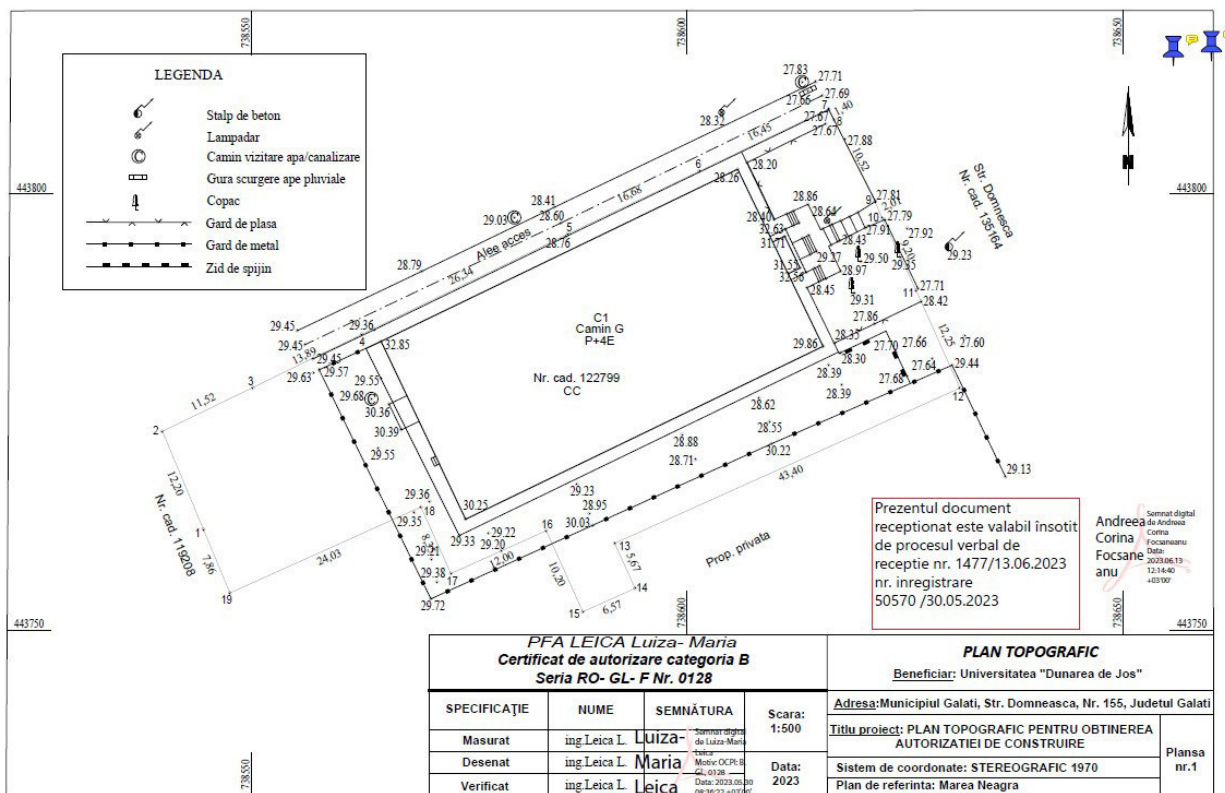
Studenții beneficiază de mobilități ERASMUS în diverse țări europene, burse acordate prin bugetul de stat (suplimentate cu 10% din fondurile proprii ale Universității), încurajarea asociațiilor studențești (Liga Studenților, AIESEC, SSMG, ASCOR) și a manifestărilor organizate de acestea: conferințe, târguri, burse, prezentări, festivaluri, expoziții de carte, fotografie etc.



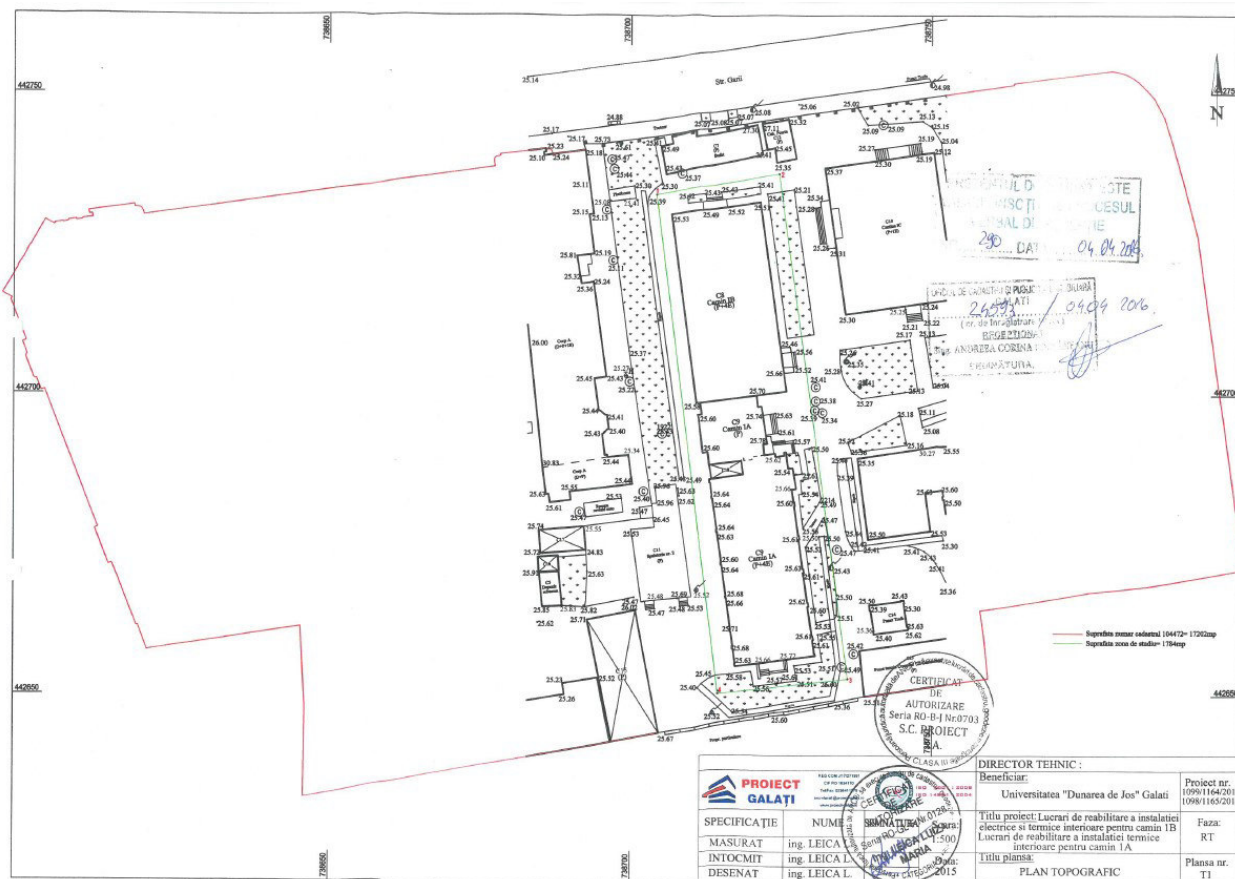
Plan topografic – campus Stiintei



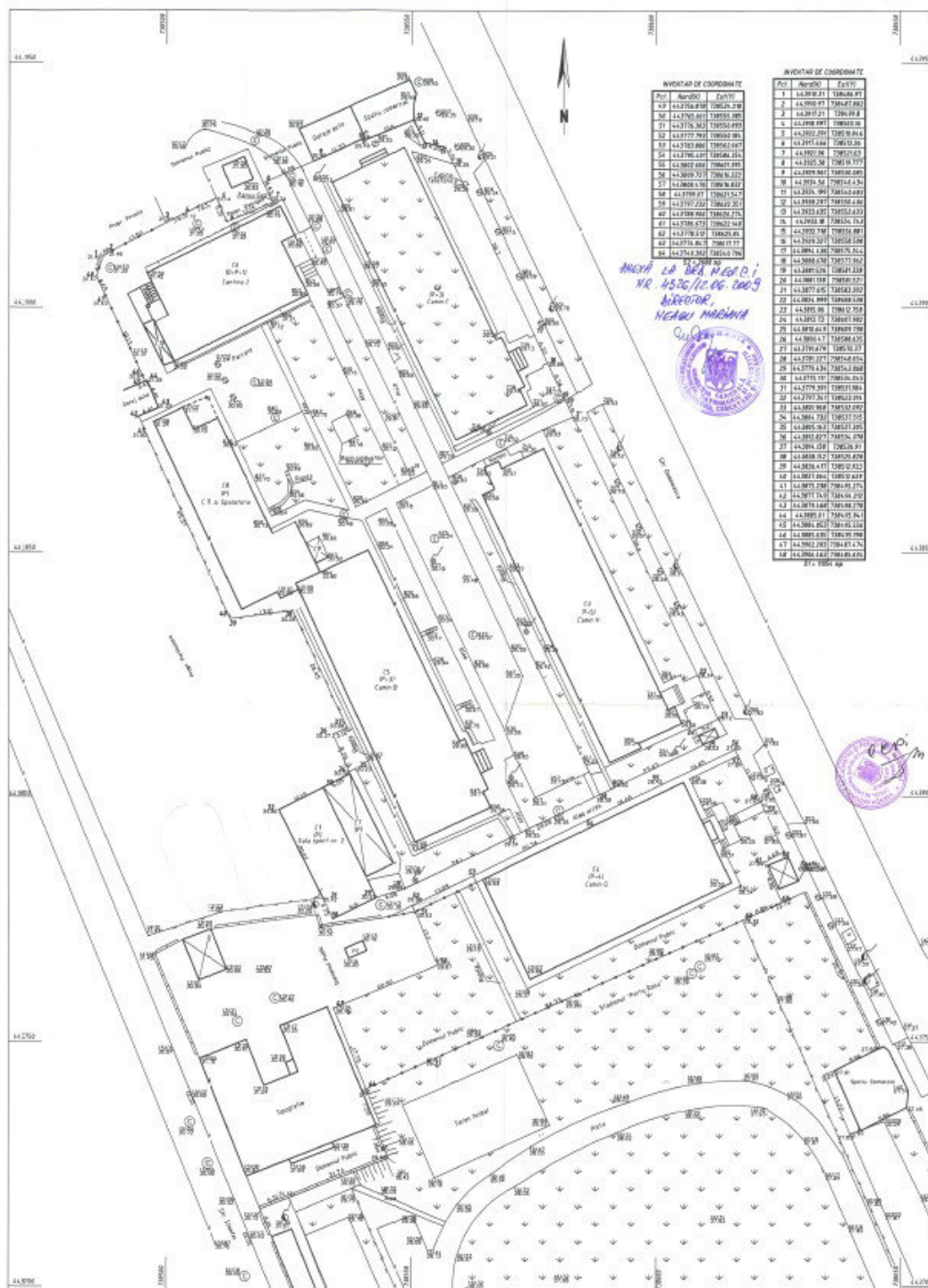
Plan topografic – camin A, B, E, F



Plan topografic – camin G



Plan topografic – camin IA, IB



Plan topografic -campus camine Alexandru Ioan Cuza

Date referitoare la construcții

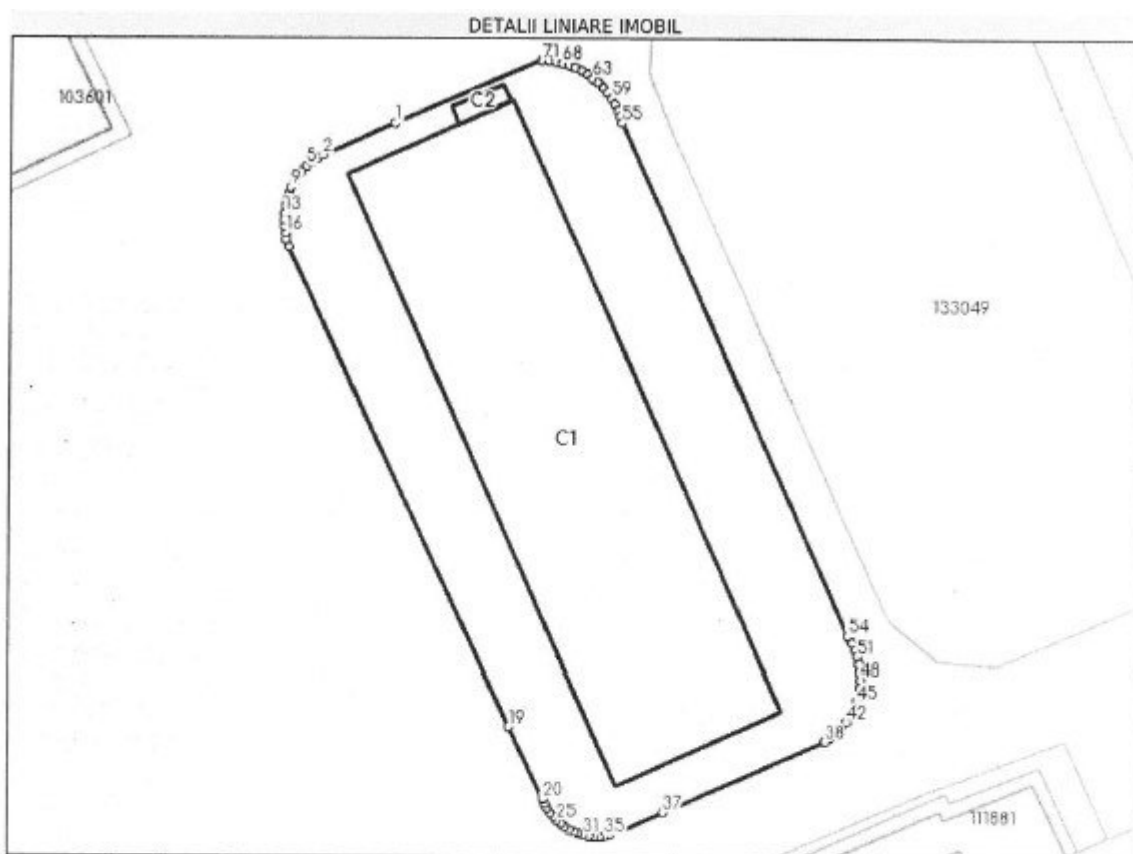
Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	101987-C1	construcții industriale și edilitare	Din acte: 896 Masurata: 899	Cu acte	S. construita la sol:899 mp; constructia denumita in CF hartie corp E cu Sd=4495 mp
A1.2	101987-C2	construcții industriale și edilitare	292	Cu acte	S. construita la sol:292 mp; constructia denumita in CF hartie corp SE cu Sd=584 mp
A1.3	101987-C3	construcții industriale și edilitare	507	Cu acte	S. construita la sol:507 mp; constructia denumita in CF hartie corp SD cu Sd=3042 mp
A1.4	101987-C4	construcții industriale și edilitare	398	Cu acte	S. construita la sol:398 mp; constructia denumita in CF hartie corp SC cu Sd=796 mp
A1.5	101987-C5	construcții industriale și edilitare	447	Cu acte	S. construita la sol:447 mp; constructia denumita in CF hartie corp SB cu Sd=2235 mp
A1.6	101987-C6	construcții industriale și edilitare	288	Cu acte	S. construita la sol:288 mp; constructia denumita in CF hartie corp SA cu Sd=576 mp

Carte Funciară Nr. 101987 Comuna/Oraș/Municipiu: Galati

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.7	101987-C7	construcții industriale și edilitare	818	Cu acte	S. construita la sol:818 mp; constructia denumita in CF hartie corp L cu Sd=818 mp
A1.8	101987-C8	construcții industriale și edilitare	665	Cu acte	S. construita la sol:665 mp; constructia denumita in CF hartie corp G cu Sd=2660 mp
A1.9	101987-C9	construcții industriale și edilitare	983	Cu acte	S. construita la sol:983 mp; constructia denumita in CF hartie corp I cu Sd=983 mp
A1.10	101987-C10	construcții industriale și edilitare	871	Cu acte	S. construita la sol:871 mp; constructia denumita in CF hartie corp Y cu Sd=6097 mp
A1.11	101987-C11	construcții industriale și edilitare	164	Cu acte	S. construita la sol:164 mp; constructia denumita in CF hartie corp J magazie cu Sd=164 mp
A1.12	101987-C12	construcții industriale și edilitare	1.137	Cu acte	S. construita la sol:1137 mp; constructia denumita in CF hartie corp J hala metalurgie cu Sd=1137 mp
A1.13	101987-C13	construcții industriale și edilitare	413	Cu acte	S. construita la sol:413 mp; constructia denumita in CF hartie corp LSG cu Sd=2478 mp

A1.14	101987-C14	construcții industriale și edilitare	885	Cu acte	S. construita la sol:885 mp; constructia denumita in CF hartie corp F cu Sd=4425 mp
A1.15	101987-C15	construcții industriale și edilitare	857	Cu acte	S. construita la sol:857 mp; constructia denumita in CF hartie corp K cu Sd=1042 mp
A1.16	101987-C16	construcții industriale și edilitare	711	Cu acte	S. construita la sol:711 mp; constructia denumita in CF hartie corp B cu Sd=2844 mp
A1.17	101987-C17	construcții industriale și edilitare	1.073	Cu acte	S. construita la sol:1073 mp; constructia denumita in CF hartie corp D cu Sd=2146 mp
A1.18	101987-C18	construcții industriale și edilitare	1.015	Cu acte	S. construita la sol:1015 mp; constructia denumita in CF hartie corp H cu Sd=1015 mp
A1.19	101987-C19	construcții industriale și edilitare	474	Cu acte	S. construita la sol:474 mp; constructia denumita in CF hartie corp CN cu Sd=948 mp
A1.20	101987-C20	construcții industriale și edilitare	650	Cu acte	S. construita la sol:650 mp; constructia denumita in CF hartie corp P cu Sd=1142 mp
A1.21	101987-C21	construcții industriale și edilitare	4.057	Cu acte	S. construita la sol:4057 mp; constructia denumita in CF hartie corp M cu Sd=11797 mp
A1.22	101987-C22	construcții industriale și edilitare	8	Cu acte	S. construita la sol:8 mp; constructia denumita in CF hartie anexa cu Sd=8 mp
A1.23	101987-C23	construcții industriale și edilitare	11	Cu acte	S. construita la sol:11 mp; constructia denumita in CF hartie cabina poarta cu Sd=11 mp
A1.24	101987-C24	construcții industriale și edilitare	67	Cu acte	S. construita la sol:67 mp; constructia denumita in CF hartie garaj cu Sd=67 mp

Extras de carte funciara – campus Stiintei



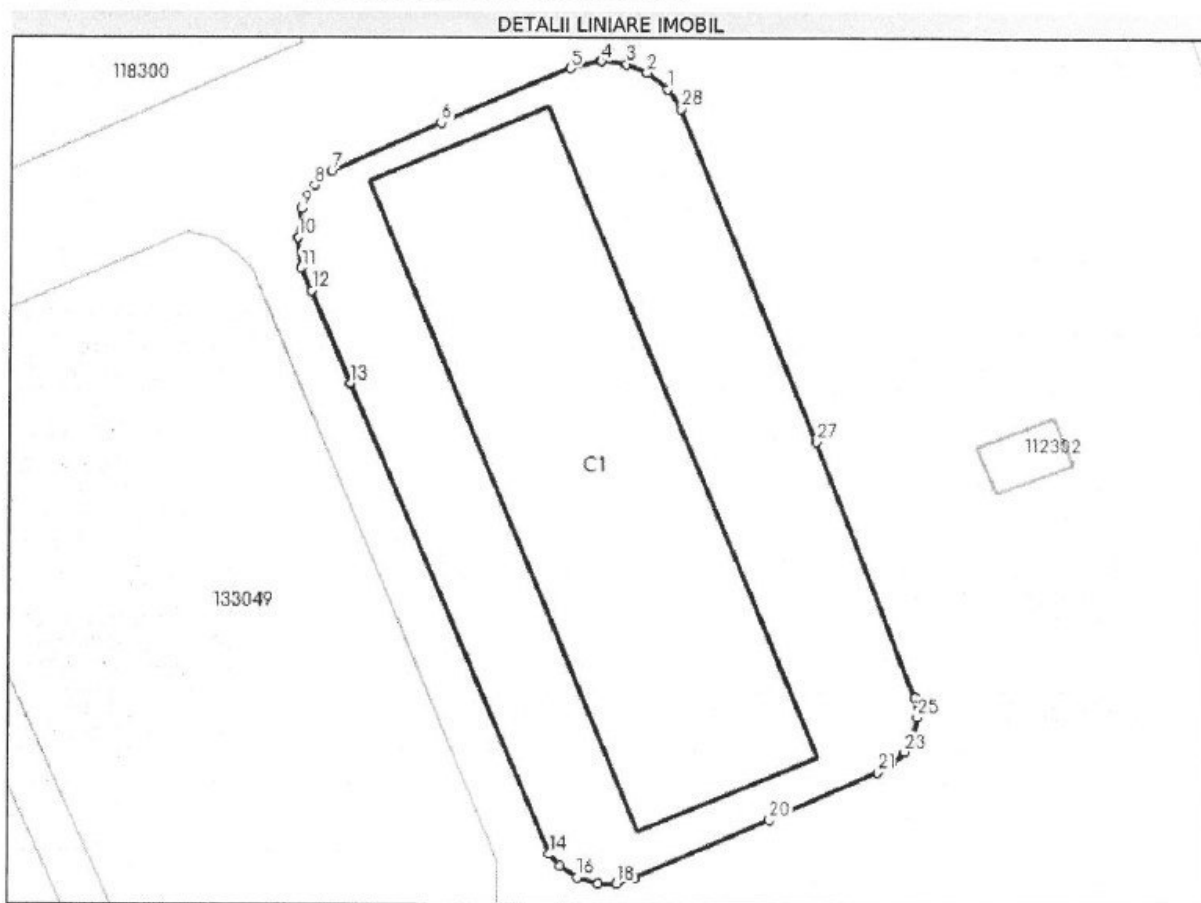
Date referitoare la teren

Nr. Crt.	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	1.716	-	-	-	

Date referitoare la construcții

Crt.	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	121010-C1	construcții administrative și social culturale	817	Cu acte	S. construită la sol: 817 mp; Camin A-regim înaltim D+P+3E Nu are certificat energetic
A1.2	121010-C2	construcții anexa	7	Cu acte	S. construită la sol: 7 mp; Anexa Nu are certificat energetic

Extras de carte funciara – camin A



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intravilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	1.856	-	-	-	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	121004-C1	construcții administrative și social culturale	823	Cu acte	S. construita la sol: 823 mp; S. construita desfasurata: 4115 mp; Camin B (D+P+3E), suprafata construita desfasurata Sd=4115mp.

Extras de carte funciara – camin B

Teren

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
CAD: 23028	1.210	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL

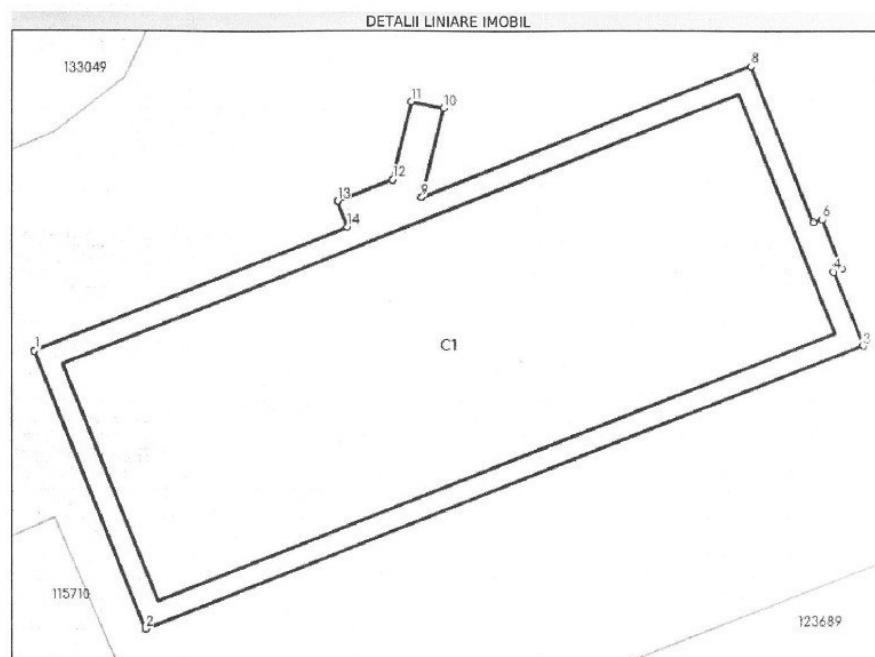
Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	1.210	-	-	-	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	CAD: 23028-C1	construcții industriale și edilitare	983	Cu acte	S. construită la sol: 983 mp; C4 camin E (P+3E)

Extras de carte funciara – camin E



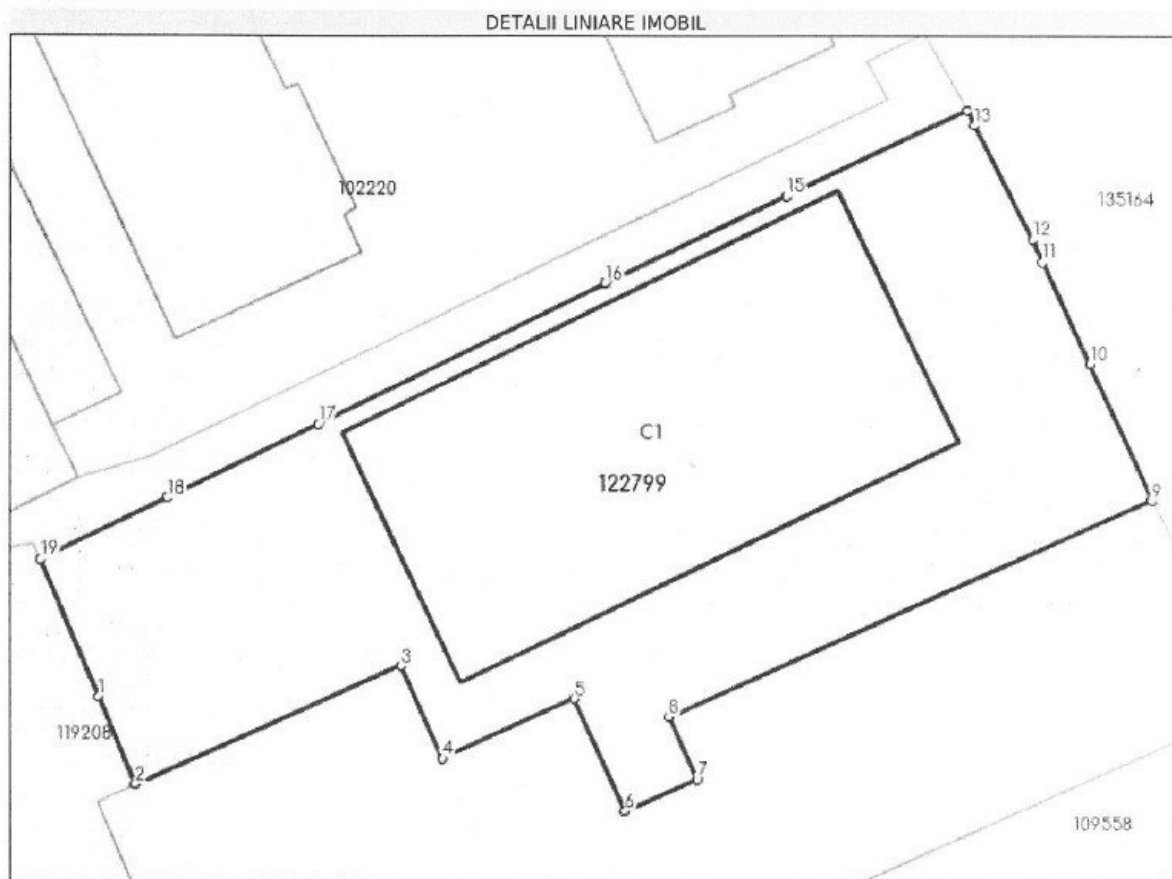
Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	503	-	-	-	

Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	118230-C1	construcții de locuințe	397	Cu acte	S. construită la sol: 397 mp; C5 camin F

Extras de carte funciara – camin F



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intra vilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	curți construcții	DA	2.604	-	-	-	

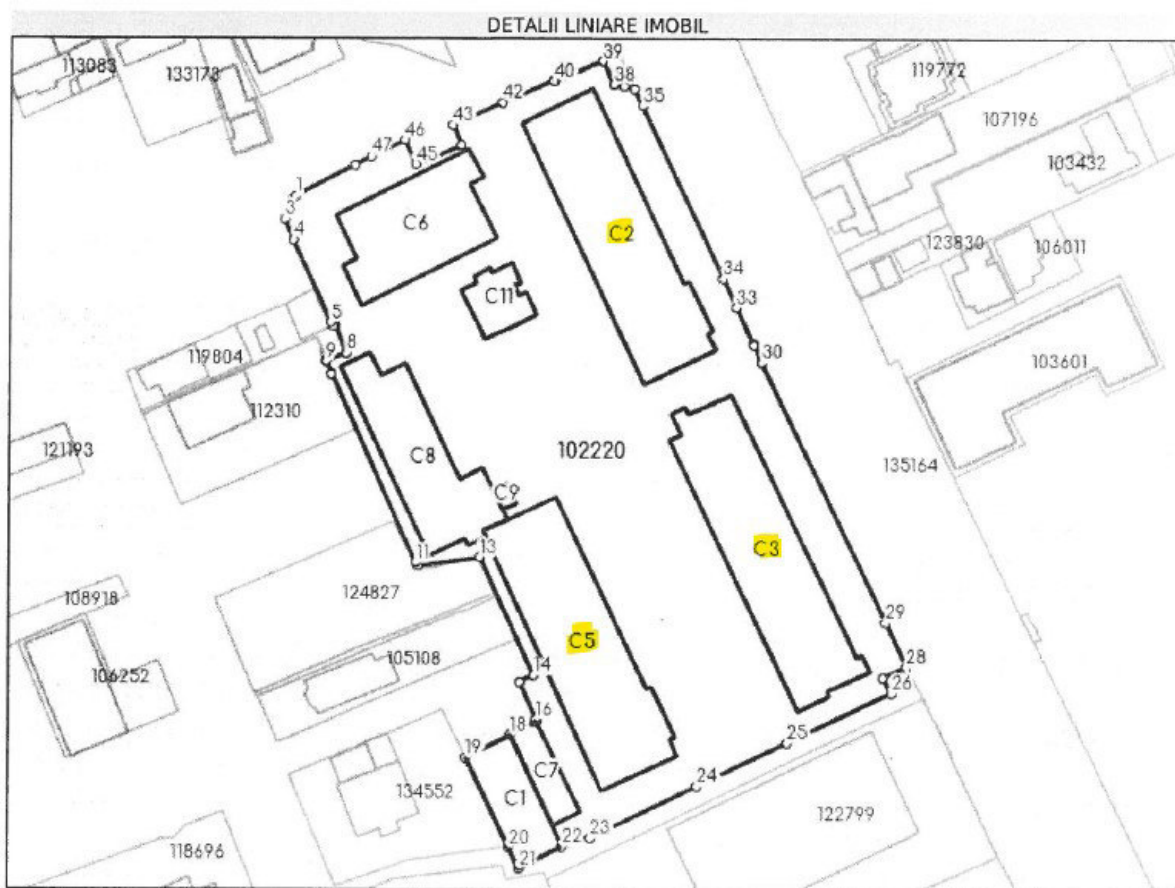
Date referitoare la construcții

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.1	122799-C1	construcții administrative și social culturale	1.034	Cu acte	S. construita la sol: 1034 mp; Camin G (S+P+4E), Suprafata construita desfășurată=5170mp.

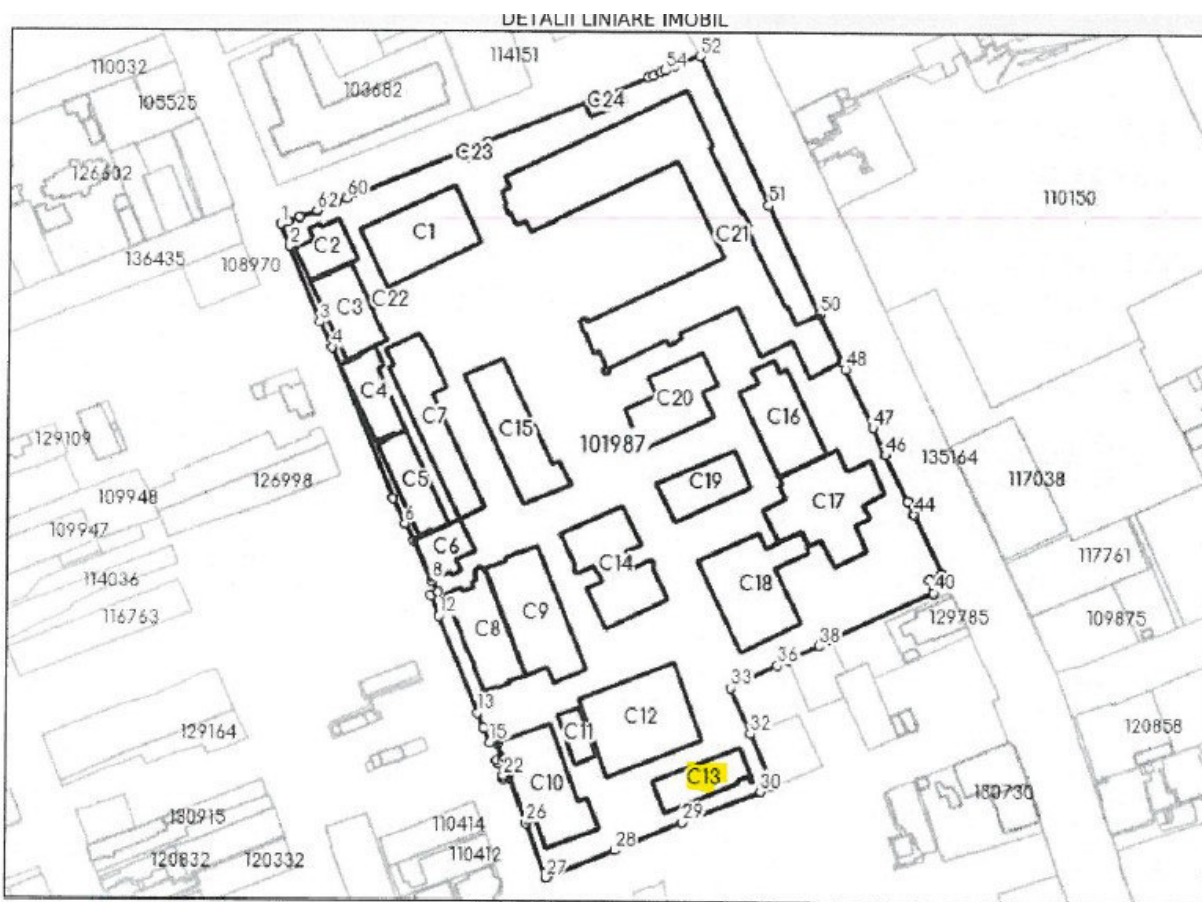
Extras de carte funciara – camin G



Extras de carte funciara – camin IA, IB



Extras de carte funciara – camin C, D, H

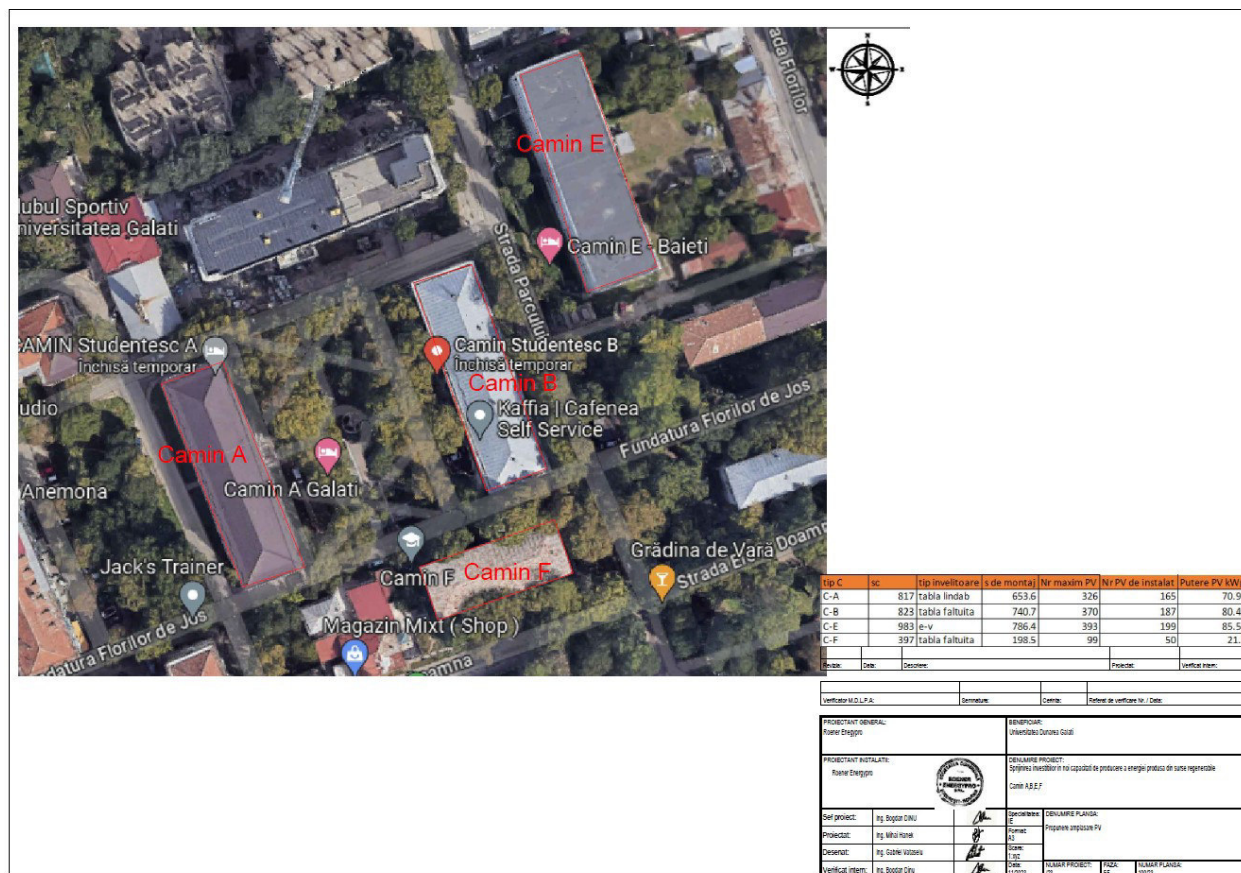


A1.13	101987-C13	construcții industriale și edilitare	413	Cu acte	S. construită la sol: 413 mp; construcția denumită în CF hartă corp LSG cu Sd=2478 mp
-------	------------	--------------------------------------	-----	---------	---

Extras de carte funciara – camin LSG



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin IA, IB



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin A ,B, E, F



Tip C	SC	Tip Invertitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-C	962	e-v	769.6	384	194	83.42
C-H	560	e-v	448	224	113	48.59
C-D	979	e-v	783.2	391	198	85.14
C-G	1034	e-v	620.4	310	157	67.51

Hoara:	Dea:	Dea:	Dea:	Dea:	Dea:
--------	------	------	------	------	------

Verificator N.D.L.P.S.:	Dea:	Dea:	Dea:	Dea:	Dea:
-------------------------	------	------	------	------	------

PROIECTANT GENERAL:	PROIECTANT GENERAL:
---------------------	---------------------

PROIECTANT INSTALAT:	PROIECTANT INSTALAT:
----------------------	----------------------

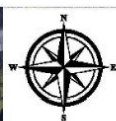
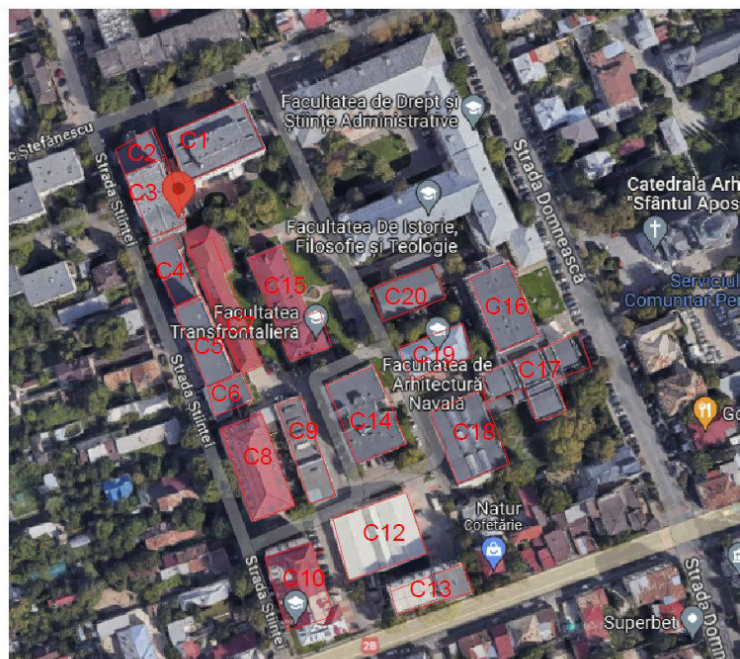
Det proiect:	Det proiect:
--------------	--------------

Proiectat:	Proiectat:
------------	------------

Desenat:	Desenat:
----------	----------

Verificat intern:	Verificat intern:
-------------------	-------------------

Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin C, D, G, H



Tip C	sc	tip inventoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C1	896	e v	716,8	358	152	65,36
C2	292	e v	233,6	116	49	21,07
C3	507	e v	405,2	202	86	36,98
C4	398	e v	318,4	159	67	28,81
C5	447	e v	356,7	178	75	32,25
C6	288	e v	230,4	115	48	20,64
C7	818	tabla linoab	327,2	163	69	29,67
C8	665	e v	468	234	99	42,57
C9	983	e v	690	325	138	59,34
C10	871	tabla linoab	709	354	150	64,5
C12	1137	sandwich	1137	568	241	103,63
C13	413	e v	206,5	103	43	18,49
C14	885	e v	442,5	221	94	40,42
C15	857	tabla linoab	685,6	342	145	62,35
C16	711	e v	568,8	284	120	51,6
C17	1073	e v	858,4	429	182	78,26
C18	1015	e v	609	304	129	55,47
C19	474	tabla faultuta	237	118	50	21,5
C20	650	e v	520	260	122	52,46

Reviser:	Date:	Description:	Projetat:	verificat item:
Utilisateur U.C.I. B.S.:	Sensibiliser:	Changer:	Refuser de souffrir les / Déclarer:	

PROYECTANT GENERAL: Romer Gregorio	BENEFICIAR: Universidade Curioso Galat
---------------------------------------	---

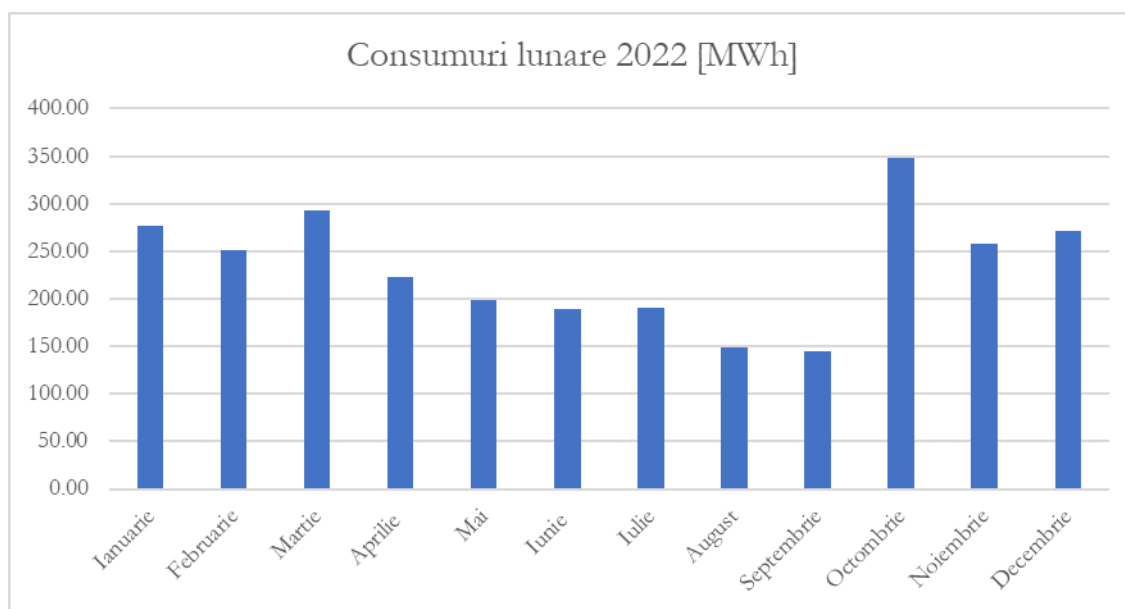
PROIECTANT INSTALATE: Roiser Energie				DENUMIRE PROIECT: Sistemul fotovoltaic in capacitate de productie a energiei produse din surse regenerabile	
				Cmpu simle	
Self project:	Ing. Bogdan DRU		Secretariat:	DENUMIRE PLANSA:	
Proiectat:	Ing. MIHA HOAR		Formate:	Proiectare amplasare PV	
Desenat:	Ing. GABRIEL VILIBU		Scara:	1:1	
Verificat intern:	Ing. Bogdan DRU		Dez. proiect:	NUMAR PROIECT:	NUMAR PLANSA:

Plan amplasament sistem fotovoltaic – Campus Stiintei

Consumurile de energie electrică, conform datelor puse la dispoziție de către beneficiar pentru perioada de referință analizată, respectiv anul 2022, sunt următoarele :

AN 2022	
Luna	Consum lunar [kWh]
Ianuarie	276,666.00
Februarie	251,821.00
Martie	292,813.00
Aprilie	223,194.00
Mai	198,314.00
Iunie	188,968.00
Iulie	189,928.00
August	148,908.00
Septembrie	145,387.00
Octombrie	347,920.00
Noiembrie	258,057.00
Decembrie	271,313.00
TOTAL	2,793,289.00

Constatăm un consum total anual de energie electrică în valoare de **2,793,289.00 kWh/an** pentru anul 2022.



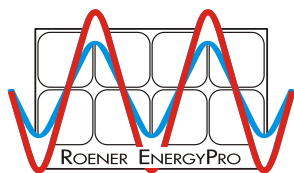
Variația consumului lunar de energie electrică an 2022

Centralizat, consumul lunar de energie electrică pentru perioada de referință Ianuarie 2022 – Decembrie 2022 este următorul :

- Valoarea anuală a consumului înregistrat de energie electrică facturată de către furnizorul de energie electrică, pentru perioada de referință aleasă este în valoare de **2,793.29 MWh/an**
- Având în vedere OUG 27, prețul energiei electrice este de 1,300.00 RON/MWh, deci o valoare anuală de 3,631,275.70 RON.

Repartizarea consumului de energie electrica prezentant anterior, la locurile de consum, este urmatoarea :

Denumire obiectiv	Total consum kWh
Domneasca nr. 111, Campus Stiintei	1,106.81
Universitate Domneasca nr. 47	163.00
Universitate Vas Lebadă B-dul Marea Unire nr. 20	23.88
Fundatia Medicala Universitara str A.I Cuza nr. 35	67.63
Sala Sport nr. 1 M. Bravu nr. 46	11.84
Colegiu Medical M. Bravu nr. 48,	3.97
Stadion Portu Rosu	14.50
Atelier Scoala Calea Prutului nr.3	28.81
Locuinta Experimentală str. Domneasca 155	4.94
Fac. Medicina Eroilor nr. 34	44.52
Fac. Medicina Otelarilor nr. 25	30.74
Unitate Integrata Carnabel nr. 61	110.64
FEEA Garii nr. 61 - 63	212.29
Garii nr. 63	0.00
Fac. Inginerie Calarasilor nr. 29 Braila	49.74
Fac. Inginerie CT Calarasilor nr. 29 Braila	6.73
Fac. Inginerie Corp B Calea Galati nr. 346 Braila	71.34
Bl. B4, ap. 6, N. Alexandrescu nr. 2	4.73
Bl. B4, ap. 10, N. Alexandrescu. 2	6.21
corp T, str.Traian nr.393C	19.48
Casa Sf Gheorghe ,Tulcea	7.16
Cladire MP str. Portului nr.23	20.65
Rexdan str.George Cosbuc nr.98	11.35
Spatii cazare	772.33
TOTAL	2,793.29



Pentru analiza au fost luate in considerare doar obiectivele: Campus Stiintei si spatii cazare. Din analiza consumurilor celor doua obiective, necesarul de energie este 1,879.14 kWh/an reprezentand aproximativ 1,5 MWp puterea sistemului fotovoltaic care sa acopere consumul anterior specificat.

Denumire obiectiv	Total consum kWh
Domneasca nr. 111, Campus Stiintei	1,106.81
Spatii cazare	772.33
TOTAL	2,793.29

În consecință, din punct de vedere al dimensionării instalației fotovoltaice s-au luat în calcul datele de consum și cele estimate pentru consumatorii viitori, astfel :

- Baza de calcul consum de energie electrică :
 - Energie electrică consumată (conform facturii) = 2,793,289.00 kWh/an
 - Consum de energie electrică total anual = 2,793,289.00 kWh/an
- Perioada de funcționare la capacitate maximă de 1,250.00 h/an (această valoare reprezintă o valoare medie anuală pentru România și care asigură o „marjă” de dimensionare corespunzătoare pentru calcule de tip dimensionare)
- Valoarea de dimensionare a capacității centralei fotovoltaice = $2,793,289.00 \text{ kWh/an} / 1,250 \text{ h/an} = 1,503.31 \text{ kW}$
- Valoarea aleasă pentru implementarea sistemului fotovoltaic este de **1,502.85 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

Consumul de energie din surse regenerabile al UE a continuat să crească de la an la an, ajungând la 16% din consumul final de energie în 2014.

Această pondere este mai mare decât traiectoria intermediară pentru Europa din Directiva privind energia din surse regenerabile.

La nivel național, perspectiva este puțin mai neclară, dar marea majoritate a statelor membre fac progrese notabile.

Consumul sporit de surse regenerabile de energie s-a dovedit benefic în multe domenii. Progresul înspre atingerea obiectivelor europene și naționale face ca sursele de energie regenerabile să înlocuiască efectiv combustibilii fosili și să susțină o tranziție structurală către energia curată.

Aceste evoluții promițătoare pot pregăti companiile europene pentru pătrunderea pe noile sectoare energetice ale lumii, în care se preconizează o creștere semnificativă.

Observăm, de asemenea, un interes și un sprijin tot mai mare pentru sursele de energie nepoluante în rândul publicului larg – un factor care ar putea contribui la accelerarea tranziției energetice curente.

În cadrul Parlamentului European, deputații au solicitat UE să își diminueze dependența energetică de Rusia și să asigure rapid energie mai curată și mai accesibilă pentru toți, pe de o parte prin creșterea capacităților de producție a energiei verzi, iar pe de altă parte prin măsuri fiscale/financiare/de

reglementare și plafonare care să conducă, atât la asigurarea resurselor necesare, cât și la accesibilitatea acestora- „REPowerEU: acțiuni europene comune pentru o energie mai accesibilă ca preț, sigură și durabilă”

2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției

Obiectivul general urmărit este producția majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei

Toate obiectivele vor fi asociate cu rezultatele așteptate la măsura *Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum*, Programul-cheie 1: *Surse regenerabile de energie și stocarea energiei* din cadrul FM și vor fi cuantificate în indicatori.

Investitia va avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 *privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative*;
- e) atingerea obiectivelor privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și de combatere a schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de punere în aplicare a Acordului de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- g) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse

regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;

- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050, a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- i) decongestionarea Sistemului Energetic Național (SEN) prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate;
- j) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie [EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex \(europa.eu\)](#).

În cadrul acestui apel de proiecte vor putea fi finanțate proiecte care au ca obiectiv implementarea uneia dintre acțiunile menționate mai jos:

- a) Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse eoliene;
- b) Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse solare;
- c) Realizarea capacităților noi de producere de energie electrică din surse hidro.

Autoconsumul în cadrul instituției/unității/organizației, etc. este consumul propriu de energie în domeniul public (spre exemplificare neexhaustivă: iluminatul public, iluminatul în incinta unităților, consumul de energie electrică în clădirile unităților și clădirile publice în care nu se desfășoară activități economice de către terți – primărie, cămin cultural, creșă/grădiniță/unități învățământ/unități medicale de stat/centre îngrijire bătrâni, etc.) și reprezintă întreaga producție a capacității noi de producere de energie din surse regenerabile pentru care se solicită finanțarea.

Sistemele fotovoltaice vor determina o valorificare a acestora în mod eficient din punct de vedere economic.

În același timp se urmărește și valorificarea infrastructurii electrice interne existente, care poate fi utilizată în acest sens.

CAPITOLUL 3

IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA OPTIUNILOR TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

3.1. Particularități ale amplasamentului:

a. descrierea amplasamentului

Centrala fotovoltaică va fi amplasată pe imobilele Universității „Dunarea de Jos” din Galați, care deține în proprietate și face parte din categoria de folosință „curți-construcții” corpurile de construcții notate cu corp E-(C1), corp SE-(C2), corp SD-(C3), corp SC-(C4), corp SB-(C5), corp SA-(C6), corp L-(C7), corp G-(C8), corp I-(C9), corp Y- (C10), corp J (magazie)-(C11), corp J (hala metalurgie)-(C12), corp LSG- (C13), corp F-(C14), corp K-(C15), corp B-(C16), corp D-(C17), corp H- (C18), corp CN-(C19), corp P-(C20), corp M-(C21), anexa-(C22), cabina poarta-(C23), garaj-(C24). Pe teren se afla corpurile de construcții notate cu corp Sala de Sport nr.2-(C1), , Cantina nr 2-(C5), Magazie camine -(C6), Centrala termica D si Spalatorie-(C7), Anexa af.centrala termica si spalatorie-(C8), anexa af cantina-(C9), locuinta experimentală- (C11) „curți-construcții”, Camin studentesc A – (C1), Camin studentesc B – (C1), Camin studentesc C - (C2), Camin studentesc E – (C1), Camin studentesc F – (C1), Camin studentesc G (C1), Camin studentesc H -(C3), camin studentesc D -(C4), Camin studentesc IA – (C9), Camin studentesc IB – (C8).

Universitatea „Dunărea de Jos” din Galați este prima instituție de învățământ superior din România, care și-a extins activitatea și în Republica Moldova. Este singura universitate care a dezvoltat programe de predare a limbii române în Ucraina și Italia. Universitatea a fost clasificată de către Asociația Universităților Europene în categoria „universități de educație și cercetare științifică”. Este acreditată cu grad de încredere ridicat, acordat în urma evaluării Agenției Române Pentru Asigurarea Calității în Învățământul Superior.

b. relatii cu zonele invecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

- Campus Științei, str. Domneasca nr. 111

Limite și vecinătăți:

La nord: Str. Episcop Melchisedec Stefanescu (str. Vultur)

La sud: str. Basarabiei

La est: str. Domnească

La vest: Str. Științei

- Campus Stiintei, str. Domneasca nr. 111

Limite si vecinătăți:

La nord: Str. Episcop Melchisedec Stefanescu (str. Vultur)

La sud: str. Basarabiei

La est: str. Domnească

La vest: Str. Stiintei

- Complex studentesc, Str. Domneasca nr. 155

Limite si vecinătăți:

La nord: Proprietati particulare

La sud: Camin studentesc G

La est: str.Domnească

La vest: Proprietati particulare

- Camin studentesc A, str Parcului nr 4

Limite si vecinătăți:

La nord: Centrala termica A

La sud: proprietate particulara

La est: Domeniu public

La vest: Domeniu public

- Camin studentesc B, str Parcului nr 4

Limite si vecinătăți:

La nord: Camin studentesc in constructie

La sud: Camin studentesc F

La est: Domeniu public

La vest: Domeniu public

- Camin studentesc F, str Parcului nr 4

Limite si vecinătăți:

La nord: Domeniu public,Camin studentesc B

La sud: Domeniu public str Elena Doamna

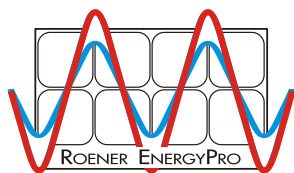
La est: Domeniu public

La vest: Proprietate perticulara

- Camin studentesc E, str. Florilor nr.2

Limite si vecinătăți:

La nord: Proprietate particulara



Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

- Studiu de fezabilitate -

EFFICIENT ENVIRONMENT

ROENER ENERGYPRO

La sud: Domeniu public
La est: Domeniu public
La vest: Domeniu public

- Camine studentesti IA si IB, Str. Garii nr.61-63

Limite si vecinătăți:

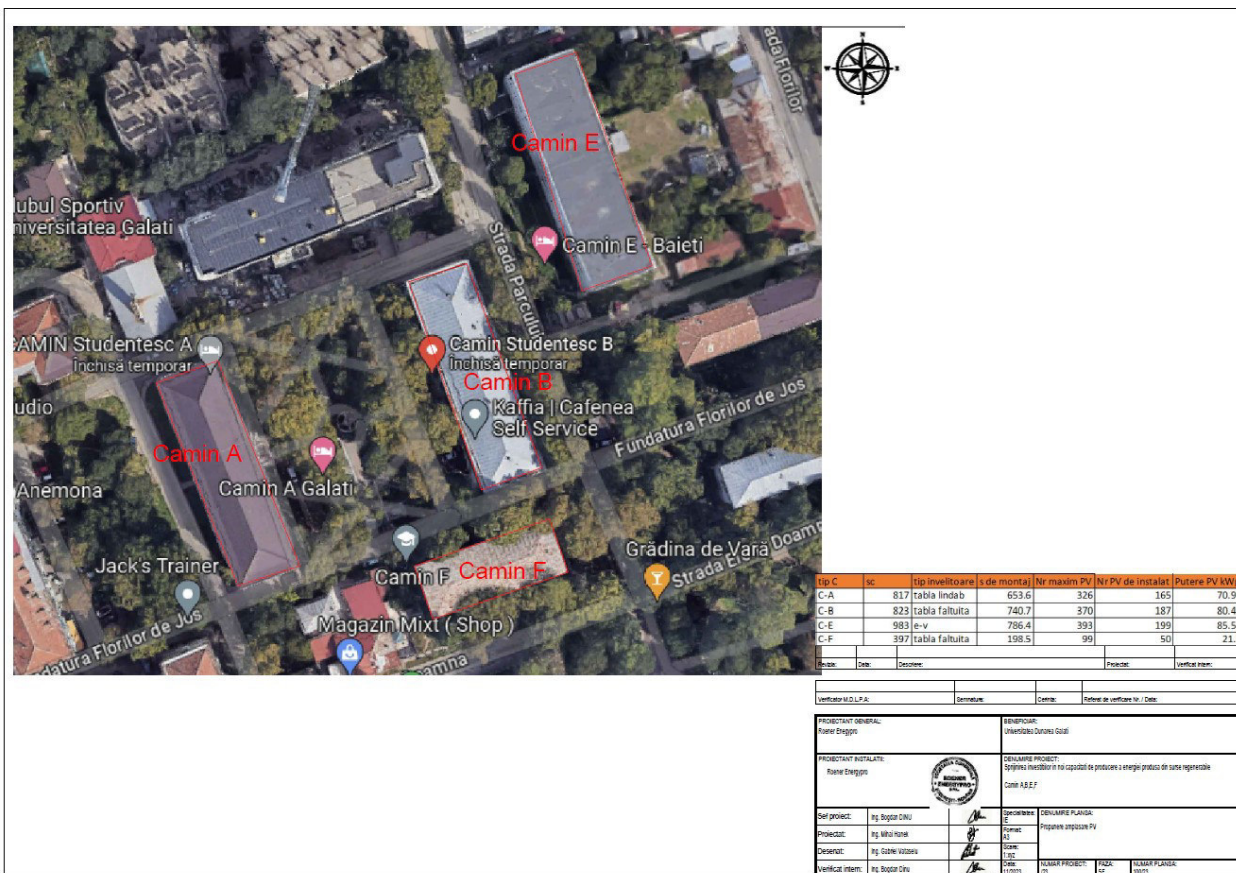
La nord: domeniu public
La sud: proprietate Universitatea „Dunarea de Jos” din Galați
La est: Corp Biblioteca
La vest: Corp A

c. orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

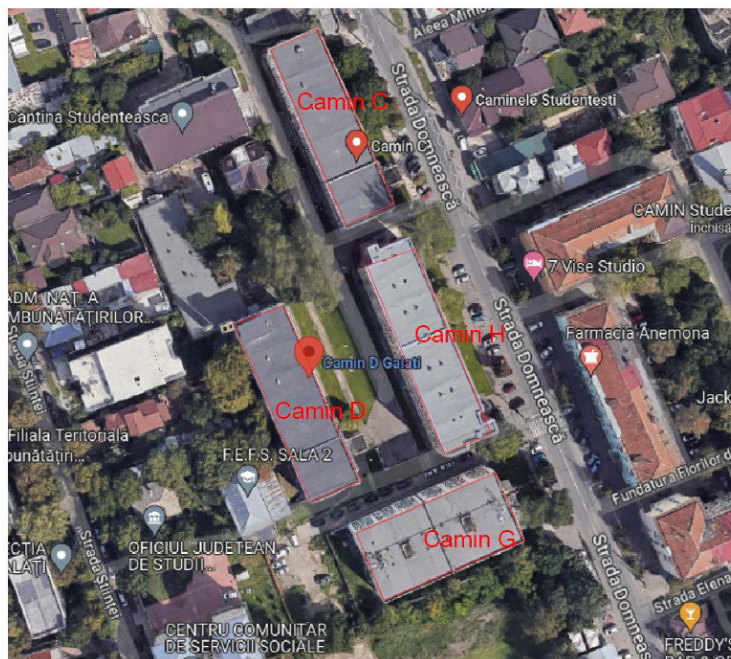
Varianta 1 putere instalata 1502.85 kW:



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin IA, IB



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin A ,B, E, F



Tip C	sc	Tip invelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-C	962	e-v	769.6	384	194	83.42
C-H	560	e-v	448	224	113	48.59
C-D	979	e-v	783.2	391	198	85.14
C-G	1034	e-v	620.4	310	157	67.51

Tipul	Data	Descriere	Proiectant	Verificat
-------	------	-----------	------------	-----------

Verificat de D.L.P.A.	Descriere	Completat	Proiectat de confirmare la / Data
-----------------------	-----------	-----------	-----------------------------------

PROIECTANT GENERAL:	ROENER ENERGY	UNIVERSITATEA DUNAREA DE JOS
---------------------	---------------	------------------------------

PROIECTANT INSTALATIE:	ROENER ENERGY	DEZALAMARE PROIECT
------------------------	---------------	--------------------

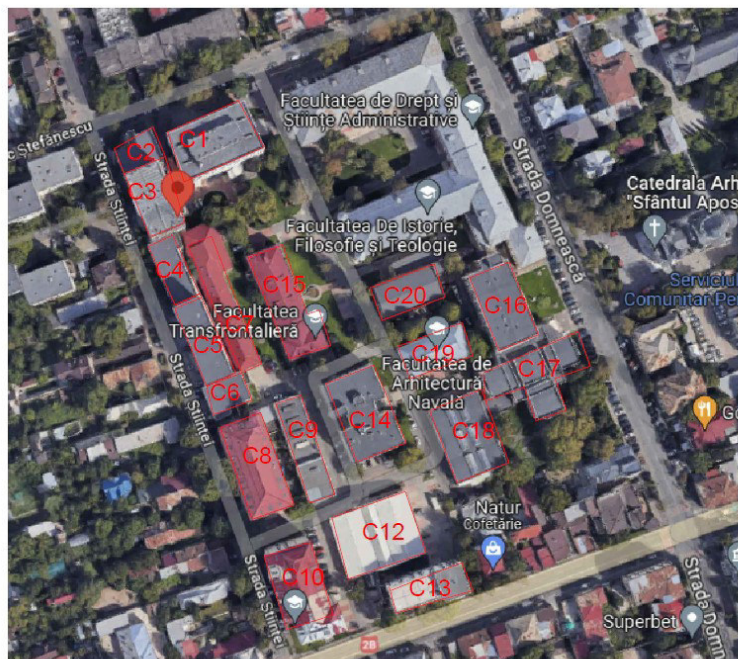
Dez proiect:	Ing. Bogdan Chiu	Dez proiectare:	DEZALAMARE PLANULUI
--------------	------------------	-----------------	---------------------

Proiectat:	Ing. Mihail Nistor	Proiectat:	Proiectare instalatie PV
------------	--------------------	------------	--------------------------

Verificat:	Ing. Bogdan Chiu	Verificat:	Verificare instalatie PV
------------	------------------	------------	--------------------------

Verificat intern:	Ing. Bogdan Chiu	Verificat intern:	Verificare instalatie PV
-------------------	------------------	-------------------	--------------------------

Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin C, D, G, H



Tip C	SC	tip învelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C1	896	e-v	716.8	358	152	65.36
C2	292	e-v	233.6	116	49	21.07
C3	507	e-v	405.6	202	86	36.98
C4	398	e-v	318.4	159	67	28.81
C5	447	e-v	357.6	178	75	32.25
C6	288	e-v	230.4	115	48	20.64
C7	818	tabla lîndab	327.2	163	69	29.67
C8	665	e-v	468	234	99	42.57
C9	983	e-v	650	325	138	59.34
C10	871	tabla lîndab	709	354	150	64.5
C12	1137	sandwich	1137	568	241	103.63
C13	413	e-v	206.5	103	43	18.49
C14	885	e-v	442.5	221	94	40.42
C15	857	tabla lîndab	685.6	342	145	62.35
C16	711	e-v	568.8	284	120	51.6
C17	1073	e-v	858.4	429	182	78.26
C18	1015	e-v	609	304	129	55.47
C19	474	tabla falțuită	237	118	50	21.5
C20	650	e-v	520	260	122	52.46

Revizor:	Desenat:	Proiectat:	Verificat științ.
Verificator M.C.L.P.A.:		Completat:	Reținer de verificare la: Data:
PROIECTANT GENERAL: Roener EnergyPro		BENEFICIAR: Universitatea Dunării Galati	
PROIECTANT INSTALATIE: Roener EnergyPro		CĂMINAR PROIECT: Societate înființată în scopul de producere a energiei produse din surse regenerabile Campus Științei	
Șef proiect:	Ing. Bogdan Dinu	Spontaneitate:	DESEMNAȚIE PLANȘA:
Proiectat:	Ing. Mihai Popescu	Forma:	Proiectare arhitecturală PV
Desenat:	Ing. Gabriela Văduva	Scara:	
Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu	Data:	11/02/2022
		NUMĂR PROIECT:	20
		PLANȘA:	1/1
		NUMĂR PLANȘA:	1/02/2022

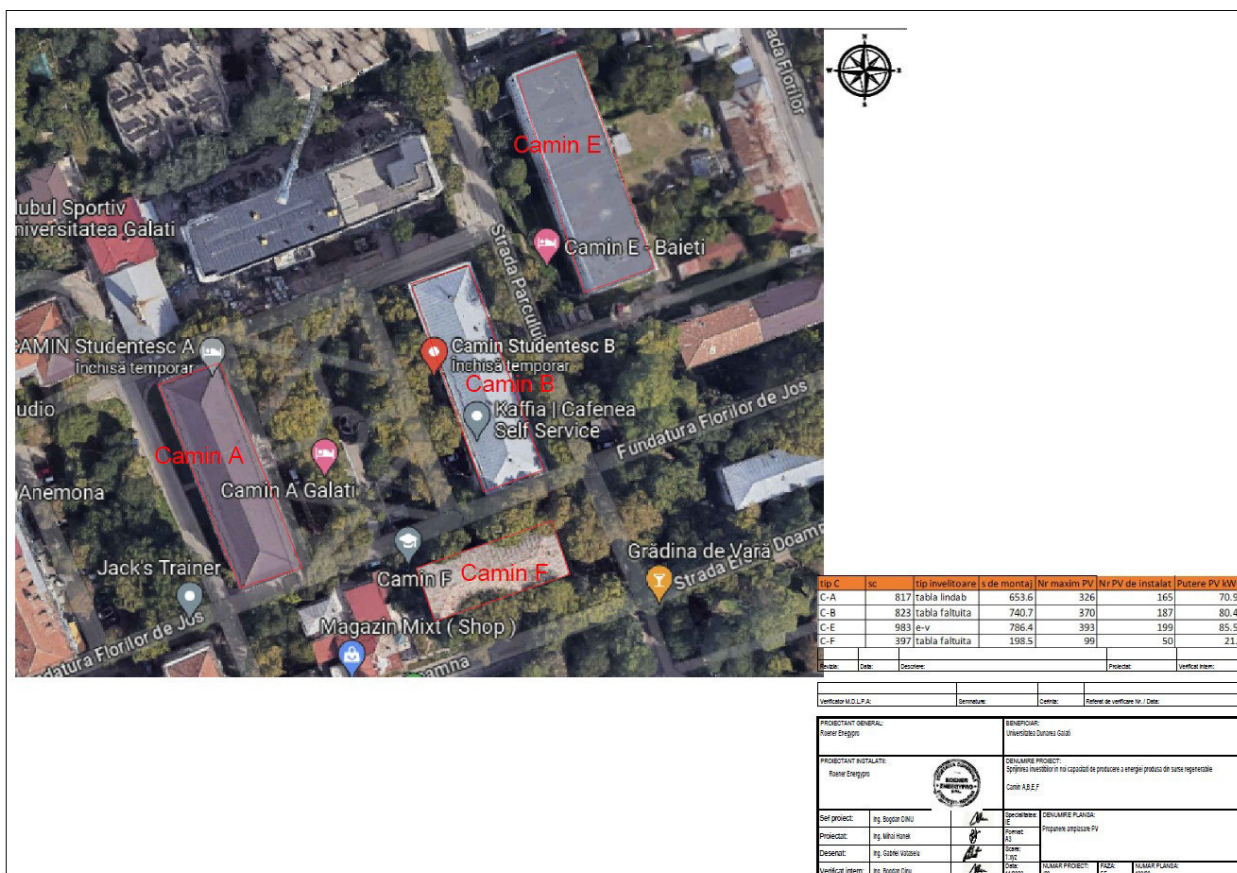
Plan amplasament sistem fotovoltaic – Campus Științei

Schiță amplasare centrala 1502.85 kW

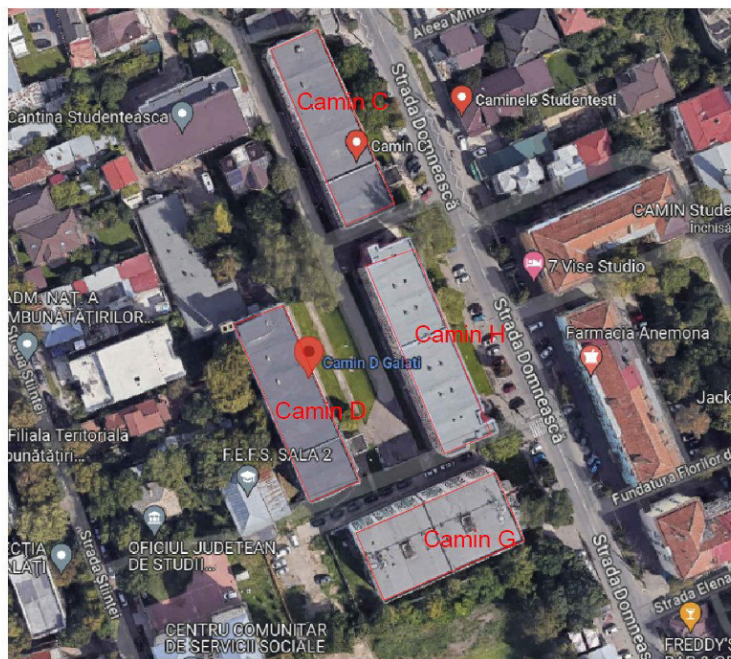
Varianta 2 - putere instalata 617.48 kW:



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin IA, IB



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin A ,B, E, F



tip C	sc	tip investitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kW
C-C	962	e-v	769.6	384	194	83.4
C-H	560	e-v	448	224	113	48.5
C-D	979	e-v	783.2	391	198	85.1
C-G	1034	e-v	620.4	310	157	67.5

Double	Triple	Quadruple	Quintuple	Sixuple	Septuple	Octuple	Nonuple	Tenuple	Elevenuple	Twelveuple	Thirteenuple	Fourteenuple	Fifteenuple	Sixteenuple	Seventenuple	Eighteenuple	Nineteenuple	Twentiethuple
Double	Triple	Quadruple	Quintuple	Sixuple	Septuple	Octuple	Nonuple	Tenuple	Elevenuple	Twelveuple	Thirteenuple	Fourteenuple	Fifteenuple	Sixteenuple	Seventenuple	Eighteenuple	Nineteenuple	Twentiethuple

PROBANDO:	PROBES:	PROBANDO:	PROBANDO:	PROBANDO:

Verificator M.D.L.F.A.:	Semnatura:	Ceasta:	Referat de verificare Nr. / Data:
-------------------------	------------	---------	-----------------------------------

PROBANT GENERAL:	BENEFICIAR:
------------------	-------------

Rosner Etgeyyn	Universitäts-Direktor Galt
----------------	----------------------------

PROIECTANT INSTALATII:		DENUMIRE PROIECT: Acordarea investitiilor in noi capacitati de productie a energiei electrice de sursa regenerabila
------------------------	---	--

Conin G.C.H.D.

		OFFICE OF INSPECTOR GENERAL DEPARTMENT OF JUSTICE	
		400 ANDERSON DRIVE, N.W. WASHINGTON, D.C. 20535-0001	

Self project:	Ing. Bogdan DINU		Specialized: E	CENURME PLANTA
Project manager:	Ing. Bogdan DINU		Project:	Proiectare amplasare PV

Proiectant:	Ing. Mircea Hristel		A3
Destinat:	Ing. Gabriel Vasilescu		Scara:

Verificat intern:	Ing. Bogdan Ciutu	11/03/2021	NUMAR PROIECT:	152	NUMAR PLANSA:	151/152
-------------------	-------------------	------------	----------------	-----	---------------	---------

Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin C, D, G, H

Schită amplasare centrala 617.48 kW

d. surse de poluare existente în zonă;

Principala sursa de poluare in orasul Galati o constituie Combinatul Siderurgic Arcelor Mittal Steel

Conform concluziilor ultimului control, nivelul poluarii este cu 20% peste limita superioara admisa de Ministerul Mediului.

Poluarea din Galati a atins cote alarmante, lucru bine stiut, dar de prea multe ori ocolit. Conform statisticii Autoritatii Judetene de Sanatate Publica Galati, peste 20.000 de copii si 14.000 de adulti au ajuns la doctor numai cu afectiuni ale cailor respiratorii, iar persistenta noxelor, ani si ani de zile, a dus la cronicizarea unor afectiuni.

Potrivit Raportului privind starea factorilor de mediu in anul 2006, la cea mai mare parte a indicatorilor monitorizati s-au inregistrat cresteri ale cantitatii de poluanti fata de anul precedent: oxizi de azot - cu

8,52 la suta mai mult, amoniac - cu 4,8 la suta mai mult, compusi organici volatili - cu 4,07 la suta mai mult, dioxid de carbon - cu 2,8 la suta.

e. date climatice și particularități de relief

Dat fiind faptul că județul Galați reprezintă o poartă spre nord-est și spre sud-vest, el se găsește sub influența maselor de aer continental estice și mai puțin sudice, lipsind aproape cu totul influența aerului vestic care este oprit de paravanul munților Carpați. Temperatura medie anuală, calculată pe o perioadă de 70 de ani, este de 10 grade C. Temperatura medie în timpul verii este de 21,3 grade C. În timpul iernii, deasupra județului Galați vin din nord și nord-est mase de aer rece care produc scăderi de temperatură care oscilează între 0,2 grade C -3 grade C. Temperatura medie lunară este mai scăzută în ianuarie când are valori de -3 grade C -4 grade C. Temperatura medie a lunii iulie este de 21,7 grade C. Cea mai mare temperatură înregistrată a fost atinsă în august 1904 când termometrele arătau 39,4 grade Celsius, iar minima a fost atinsă în februarie 1927 când termometrele au coborât la -28,6 grade Celsius. În timpul anului sunt cca. 210 zile cu temperaturi de peste 10 grade C. Repartiția anuală a precipitațiilor este neuniformă, cele mai mari cantități de apă cad în anotimpul de vară, sub formă de averse. Vântul predominant este Crivățul, care reprezintă 29% din frecvența anuală a vânturilor. Al doilea vânt predominant este Austrul, cel din sud, cu o frecvență de 16%, bate mai mult vara și este destul de uscat. Pe teritoriul județului mai bate un vânt mai puțin cunoscut care aduce ploi și se numește Băltărețul. Mai puțin cunoscut este Coșava. Clima, așa cum rezultă din cele prezentate, este temperat-continentală.

f. existența unor:

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

g. caracteristici geofizice ale terenului

" Din punct de vedere morfologic zona studiată este situată în partea de sud a unității de relief majore - Podișul Moldovei și anume Câmpia Covurluiului. Aceasta subunitate de relief este formată dintr-o serie de câmpuri ce coboară în trepte către zona de luncă a Șiretului. Identificăm o succesiune de coline și văi domoale orientate de regulă nord - sud, cu o pondere scăzută a versanților și o creștere a suprafețelor interfluviale.

Amplasamentul ce face obiectul prezentului studiu este situat pe zona de terasă a joasă Șiretului în

partea de nord-est a municipiului Galați. Terasale Șiretului și zona pantei de racord dintre acestea sunt constituite în suprafață pe cca. 30 m din depozite cuaternare de natură eoliană (loessuri și pământuri cu structură loessoidă), care reazemă în adâncime pe depozite aluvionare prăfoase argiloase și nisipoase. Din punct de vedere geologic, zona studiată aparține zonei de limita dintre partea sudică a unității structurale majore Platforma Moldovenească și Orogenul Nord - Dobrogean. Platforma Moldovenească este unitatea geologică situată la estul Carpaților Orientali delimitată de aceștia de falia Pericarpatică. Platforma Moldovenească prezintă trăsături de relief imprimate de litologia depozitelor constituente. Soclul platformei este alcătuit din paragneise plagioclastice și ortogneise roșii sau cenușii cu microclin, fiind străbătut de cu pegmatite.

Cuvertura sedimentară ce acoperă roca de bază are o grosime de cca. 300 m fiind constituită din gresii, calcare, nisipuri și pietrișuri de vârstă Paleozoic - Mezozoică. La zi apar numai cele recente, formațiuni Neogene respectiv cele Pliocene și Cuaternare.

Din punct de vedere hidrogeologic: Apele subterane se împart în ape freatice, adică primul orizont de ape subterane cu nivel hidrostatic liber și variabil, care au ca suport stratul impermeabil din apropierea suprafeței terestre și ape de adâncime, cantonate în depozite friabile dar intercalate între straturi impermeabile, fapt ce face ca acestea să se mai numească și captive. Principalele elemente care definesc regimul apelor subterane sunt: energie de relief foarte slabă, regim climatologic deficitar și valori mici ale scurgerii specifice.

Pânza freatică, până în anul 1954 era cantonată la adâncimi de 10 - 20 m. Ca urmare a procesului de urbanizare s-au înregistrat ridicări ale nivelului hidrostatic al apei subterane cu o rată de 0,30 - 0,50 m / anual, astfel încât a rezultat o creștere totală a nivelului apei subterane de 5,0 - 10,0 m. în ceea ce privește apele subterane (freatice) zona studiată se caracterizează prin prezența la adâncimi de cca. 6,50 m, a unei pânze de apă subterană cu nivel hidrostatic variabil pe verticală, sezonier.

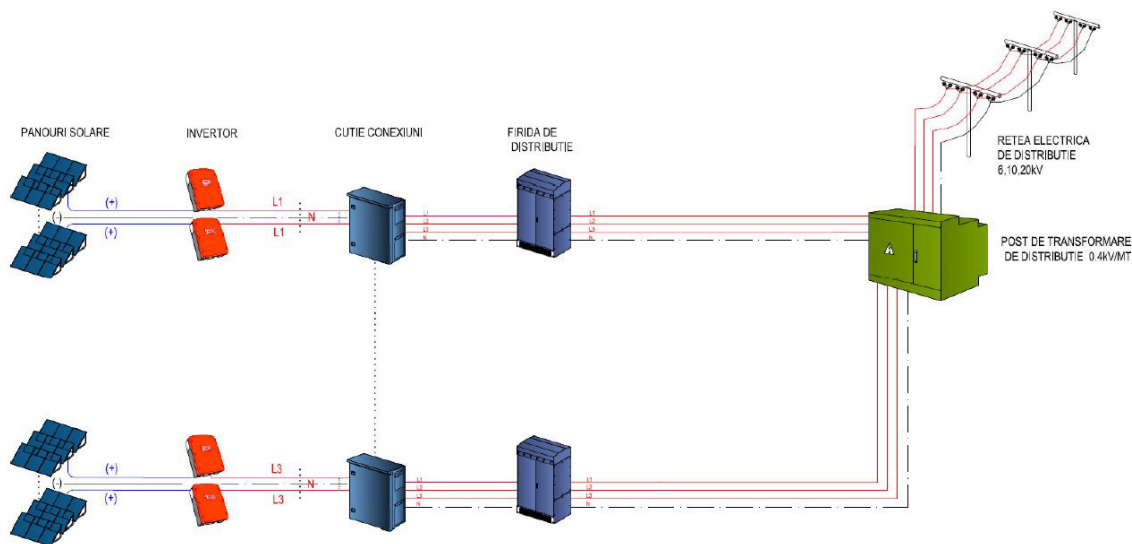
Din punct de vedere seismic, amplasamentul de interes este situat în apropierea liniei de fractură tectonică majoră Focșani - Nămolosa - Galați, ceea ce face ca în zonă să se resimtă puternic cutremurele de pământ cu epicentrul în zona Vrancea. Amplasamentul cercetat, se încadrează în zona cu gradul 8 de intensitate macroseismică, situându-se în apropierea liniilor de fractură tectonică majore Peceneaga - Camena și Focșani - Nămolosa - Galați. Datorită acestui fapt în zona se resimt puternic cutremurele de pământ cu epicentru în zona Vrancea.

Arealul se încadrează în zona de hazard seismic descris de valoarea de vârf a accelerației orizontale a terenului $a_g = 0,30$ g (accelerația terenului pentru proiectare), determinată pentru intervalul mediu de recurență de referință (IMR) corespunzător stării limită ultime. Valoarea perioadei de control (colț) spectrului de răspuns este $T_c = 1,0$ s. "

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic:

Producția de energie a unui sistem fotovoltaic depinde de mai mulți factori printre care se numără amplasarea, orientarea și înclinația sistemului, precum și condițiile de temperatură și de umbră. O proiectare bună trebuie să ia în considerare toți acești factori.

Modul în care este proiectată o instalație poate influența durata de viață a acesteia. Procesul de proiectare trebuie să fie atent analizat și trebuie să ia în considerare toate aspectele, cu scopul de a obține cele mai bune caracteristici bazate pe resursele disponibile și luând în calcul eventualele pierderi din sistem pentru maximizarea profitabilității. Acest obiectiv poate fi atins în diferite moduri, dar alegerea celor mai bune componente (un invertor de calitate poate crește producția cu 2% utilizând aceleași materiale) precum și alegerea tehnicii adecvate de instalare sunt cruciale[2]. Necesarul pentru procesul de instalare trebuie stabilit în mod clar și trebuie să fie suficient de descriptiv pentru a atinge gradul dorit de profitabilitate a sistemului. De asemenea, planul de întreținere trebuie întocmit din faza de proiectare, chiar dacă va fi revizuit ulterior și adaptat la cerințele specifice ale sistemului.



Determinarea soluției optime de echipare a Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF) Universitatea "Dunarea de Jos" din Galați 1502. kW, are la bază pe de o parte oportunitatea integrării unei soluții relativ noi și avansate de generare a energiei electrice provenită din surse regenerabile de energie prin folosirea echipamentelor de ultimă generație cu randamente ridicate și pe de altă parte studiul comportamentului panourilor fotovoltaice în condiții reale de funcționare analizate în condițiile amplasamentului propus. Performanțele tehnice ale echipamentelor sunt stabilite pe baza modelării matematice fundamentată pe extrapolarea datelor meteorologice (temperatura, radiație, reflexie etc) înregistrate în amplasament, în conformitate cu metodologia de calcul. În urma prelucrării datelor satelitare disponibile pentru amplasamentul selectat, pentru echiparea CEF Universitatea "Dunarea de Jos" din Galați, au fost propuse următoarele variante, adaptate potențialului solar disponibil:

3.2.1 Variante de capacitati pentru centrala fotovoltaica

Varianta 1 putere instalata 1,502.85 kW:

- 30 invertoare de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 2 intrări/MPPT pentru șirurile de panouri fotovoltaice si 4 MPPT (maximum power point tracking) pentru maximizarea energiei convertite provenită din diversele puncte de colectare din interiorul CEF.
- 3495 panouri fotovoltaice tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere aprox. 430Wp/buc cu eficiență ridicată (minimum 19%), având o suprafață de 6,990 m² și o suprafață necesară de montaj de 10,485 m².
- Structură metalică din aluminiu/oțel zincat pentru susținerea panourilor fotovoltaice cât și a invertoarelor și echipamentelor conexe acestora, rezistentă la condițiile meteorologice din amplasament (mediu salin, vânt, încărcare de zăpada etc).

Putere CF	1,502.85 kW
Loc de montaj	Pe acoperis
Panouri fotovoltaice	3495 buc tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere 430Wp/buc cu eficiență ridicata (22.35%)
Invertoare	30 invertoare de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 2 intrări/MPPT pentru șirurile de panouri fotovoltaice si 4 MPPT (maximum power point tracking).

Varianta 2 - putere instalata 617.48 kW:

- 13 invertor de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 8 intrări pentru șirurile de panouri fotovoltaice si 4 MPPT (maximum power point tracking) pentru maximizarea energiei convertite provenită din diversele puncte de colectare din interiorul CEF.
- Cca. 1436 panouri fotovoltaice tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere aprox. 430Wp/buc cu eficiență ridicată (minimum 19%).
- Structură metalică din aluminiu/oțel zincat pentru susținerea panourilor fotovoltaice cât și a invertoarelor și echipamentelor conexe acestora, rezistentă la condițiile meteorologice din amplasament (mediu salin, vânt, încărcare de zăpada etc).

Putere CF	617.48 kW
Loc de montaj	Pe acoperis
Panouri fotovoltaice	1436 buc tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere 430Wp/buc cu eficiență ridicata (22.35%)
Invertoare	13 invertor de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 8 intrări pentru șirurile de panouri fotovoltaice si 4 MPPT (maximum power point tracking) pentru maximizarea energiei convertite provenită din diversele puncte de colectare din interiorul CEF.

Analiza comparativă a investițiilor aferente lucrărilor necesare pentru realizarea CEF Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati se elaborează pe baza metodei analizei tehnice care presupune următoarele etape:

- Determinarea producțiilor de energie
- Determinarea cheltuielilor de exploatare
- Determinarea valorii de investiție
- Determinarea fluxului de venituri și cheltuieli
- Determinarea indicatorilor de eficiența financiară a investiției

S-a ținut cont și de posibilitatea echipării CEF cu orientatoare solare (structură de susținere a panourilor fotovoltaice cu urmărirea traiectoriei solare), care din cauza costurilor de investiție, costurilor de mentenanță mai mari și a fiabilității mai scăzute față de sistemul de echipare cu structura fixă, prezintă riscuri mai mari în exploatarea CEF.

Specificație	Fix	Orientatoare
Pierderi datorate reflexiei unghiulare	3.3%	2.6%
Pierderi datorate temperaturii	6.7%	6.74%
Alte pierderi(module, cabluri etc)	3.9%	3.9%
Pierderi datorate invertorului	2%	2%

La alegerea poziționării obiectivelor s-a ținut cont de următoarele criterii:

- dimensiunile spațiului disponibil și configurația terenului;
- evitarea umbririi rândurilor adiacente și înclinare lunară optimă a panourilor fotovoltaice;
- alegerea orientării optime;
- asigurarea căilor de acces;
- asigurarea fiabilității și siguranței în exploatare pentru elementele componente;

În cadrul suprafeței disponibile la obiectivului de investiții se vor amplasa următoarele elemente componente:

- Modulele fotovoltaice;
- Invertoare de putere;
- Sistem de suport și fixare module fotovoltaice;
- Trasee de cabluri energie tensiune continuă, tensiune alternativă, joasă tensiune, medie tensiune, fibră optică;
- Posturi de transformare / conversie prefabricate în anvelopă din beton;
- Punct de conexiuni în anvelopă din beton;

Proiectantul trebuie să țină seama de eficiența și prețul mediu pe Wp din diferite tehnologii ce utilizează celulele fotovoltaice, și, de asemenea, de toți parametrii electrici, de instalare și de costurile

de întreținere implicate după finalizare. Proiectantul ar trebui să facă mai multe variante de realizare a instalației PV, astfel încât viitorul beneficiar să poată decide ce soluție este potrivită pentru el[3].

Este posibil ca un calcul din care rezultă prețul cel mai scăzut la achiziție să nu reprezinte cea mai bună variantă în timp, din punct de vedere fiabilitate sistem, durată de viață a componentelor, costuri de întreținere, etc.

Tabel : Coeficienți globali de influență pentru eficiența sistemelor PV

Componenta	Valoare tipică	Interval de valori
Abaterea condițiilor reale de la condițiile standard (STC) de temperatură, spectru luminos, intensitatea radiației	1	0.85-1.05
Dispersia parametrilor funcționali ai celulelor fotovoltaice	0,98	0,97 – 0,995
Diode și conexiuni	0,995	0,99 – 0,997
Pierderi în curent continuu în cablurile de legătură, prin disipare de căldură	0.98	0.97-0.99
Pierderi în curent alternativ în cablurile de legătură, prin disipare de căldură	0,99	0,98 – 0,993
Invertor și transformator	0,92	0,88 – 0,98
Umbrire	1	0 - 1
Depuneri de praf și impurități pe panouri	0,95	0,30 – 0,995
Vechime panouri	1	0,70 - 1
Disponibilitate sistem	0,98	0 – 0,995

Configurația sistemului a fost aleasă corespunzător cu obiectivul general al proiectului. Poziționarea aleasă asigură funcționarea optimă a grupurilor generatoare fotovoltaice, la un randament maxim în condițiile specifice proiectului.

3.2.2 Scenarii privind producția de energie în amplasamentul precizat

Principalul scop al unui sistem fotovoltaic conectat la rețea este de a produce cât mai multă energie posibilă, luând în considerare spațiul disponibil și costul investiției, asigurând necesarul și un surplus cât mai mare în rețea. În funcție de cadrul legislativ, energia produsă poate să:

- fie utilizată pentru autoconsum,
- fie livrată în integralitate în rețea (Sistem Energetic National – SEN) la prețul practicat de furnizorul de energie sau diferențiat în funcție de legislația aplicabilă [4]

Utilizarea pachetelor software de simulare și predimensionare a sistemelor PV reprezintă un element de un real sprijin care stabilește apriori eficiența centralei și, eventual, se pot realiza corecții care să maximizeze performanțele.

În funcție de complexitatea și facilitățile pe care la oferă fiecare pachet software informațiile pot fi mai mult sau mai puțin detaliate (se pot face și analize de rentabilitate economico-financiară ca suport în decizia investițională).

Informațiile cele mai relevante sunt cele care se referă la:

- *dimensiunile sistemului , inclusiv unghiul de inclinare*
- *producția anuală de energie*
- *nivelul pierderilor la nivelul fiecărei componente (generator fotovoltaic, invertor, etc)*
- *randamentul global al centralei*

Se recomandă ca validarea datelor rezultate în urma simulărilor efectuate pentru fiecare locație și corespunzător fiecărei configurații să se realizeze pe baza unor coeficienți globali care au fost determinați prin monitorizarea unor centrale deja în funcțiune și prezentate în literatura de specialitate [5].

3.2.3 Pachete software de proiectare/simulare a CEF utilizate

Există o mare varietate de utilitare software pentru dimensionarea și simularea performanțelor sistemelor fotovoltaice conectate la rețea sau autonome. Unele dintre ele sunt complicate; altele ușor de utilizat, altele pot avea precizia și fiabilitatea deficitară. Utilizatorul este sfătuit să verifice rezultatele pentru a avea consistență și date cât mai reale.

Câteva soluții software referitoare la analiza sistemului, planificarea și verificarea locației sunt prezentate în acest capitol *tabel*.

Tabel : Pachete software pentru simularea sistemelor PV

Analiza și planificarea sistemelor fotovoltaice	
PV*SOL	http://valentin-software.com
PV F-CHART	www.fchart.com
PVSYST	www.pvsyst.com
PVDesignPro	www.mauisolarsoftware.com
PVPlanner	http://solargis.info/doc/4)
Nsol!-GT	www.nsolpv.com
Solar Pro	www.lapsys.co.jp/english/products/pro.html
RETScreen	www.retscreen.net
PVGIS	http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php
Solar Sizer	www.solarray.com
PVselect	www.pvselect.com
Calcul de performanță	
http://www.volkerquaschnig.de/software/pvertrag/index_e.ph	
Educational	
Sun applets	http://users.cecs.anu.edu.au/~Andres.Cuevas/Sun/Sun.html
Analiza locației	
ECOTECH	http://usa.autodesk.com/adsk/servlet/pc/index?siteID=123112&id=12602821
Umbrirea	http://www.shadowspro.com

Pentru obiectivul în discuție s-a folosit următorul program de simulare:

PVGIS

Sistemul Geografic de Informare PV reprezintă un serviciu al Comisiei Europene, Institutul pentru Mediu și Sustenabilitate[6]. Acesta este un instrument de cercetare, demonstrație și suport al politicii pentru evaluarea geografică a resurselor de energie solară. Oferă o inventariere bazată pe hartă a resurselor solare și evaluarea energiei electrice generate pentru sisteme fotovoltaice din Europa, Africa și Sud-Vestul Asiei. Este un utilitar gratuit, ușor de folosit, disponibil online.

Pentru software-ul PVGIS au fost utilizate următoarele baze de date pentru radiații solare:

- PVGIS-SARAH (0,05 ° x 0,05 °) Baza de date produsă folosind algoritmul CM SAF pentru Europa, Africa, Asia și alte părți din America de Sud;
- PVGIS-ERA 5.

3.2.4 Estimarea performanțelor centralelor fotovoltaice. Rezultate - Rapoarte de simulare

3.2.4.1 Consideratii asupra disponibilitatii energiei solare in amplasamentul Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

Evaluarea potentialului solar pentru amplasamentul din orasul Galati, judet Galati, s-a realizat utilizand bazele de date meteo satelitare furnizate de platforma PVGIS.

PVGIS este o aplicatie web care permite utilizatorului sa obtina date despre radiatiile solare si productia de energie fotovoltaica (PV) a sistemului, in orice loc din majoritatea lumii.

PVGIS a fost dezvoltat la Centrul comun de cercetare al Comisiei Europene, JRC din Ispira, Italia din 2001. Obiectivul PVGIS este cercetarea in evaluarea resurselor solare, studiile de performanta fotovoltaica (PV) si diseminarea cunoștințelor si datelor despre energie solară. radiatia si performanta fotovoltaica. Cea mai cunoscuta parte a lucrării noastre este aplicatia web PVGIS online, dar exista o mare cantitate de cercetări pe care le-am făcut pentru a face rezultatele PVGIS cât mai precise.

O altă sursă de estimare a radiatiilor solare este din datele de analiză climatică. Datele sunt calculate folosind modele numerice de prognoza meteo, reluarea modelelor pentru trecut si efectuarea corecțiilor folosind măsurătorile meteorologice cunoscute. Producția de modele este un număr mare de cantități meteorologice, incluzând adesea iradierea solară la nivelul solului. Multe dintre aceste seturi de date au acoperire globală, inclusiv zonele polare în care metodele satelitului nu au date. Dezavantajele pe care le prezinta acestor seturi de date constau în faptul că acestea au în mare parte rezoluție spațială scăzută (o valoare la fiecare 30 km sau mai mult) și că, în general, precizia valorilor radiatiilor solare nu este la fel de bună ca datele privind radiatiile solare bazate pe satelit în zonele acoperite de ambele tipuri de seturi de date.

Pentru software-ul PVGIS au fost utilizate urmatoarele baze de date pentru radiatii solare:

- PVGIS-SARAH (0,05 ° x 0,05 °) Baza de date produsă folosind algoritmul CM SAF pentru Europa, Africa, Asia și alte părți din America de Sud;
- PVGIS-ERA 5.

Valorile medii ale nivelelor de radiatie specifice bazei de date realizate prin simulare in amplasamentul de interes sunt prezentate in anexe.

Tabelele urmatoare reprezinta centralizat valorile medii ale nivelului de radiatie calculate in baza datelor statistice prezentate in bazele de date de mai jos:

ROENER ENERGYPRO

Tabel : Valorile radiației solare anuale în plan orizontal pentru PVGIS-SARAH, date statistice 12 ani

Luna	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	media
	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an
Ian	28.23	33.51	28.56	45.04	33.53	33.53	38.56	39.49	43.99	44.23	28.44	42.37	36.62
Feb	42.93	43.00	40.15	33.83	43.35	62.81	59.71	51.64	52.31	43.82	71.50	68.07	51.09
Mar	100.19	96.25	106.58	128.66	83.02	112.18	104.83	100.58	114.59	75.01	124.12	106.76	104.40
Apr	162.74	131.05	151.80	143.72	147.41	126.48	156.21	139.58	131.72	162.28	143.10	180.27	148.03
Mai	187.99	142.26	185.78	172.65	168.37	171.96	174.94	171.41	188.52	207.70	137.45	172.95	173.50
Iun	176.85	177.32	191.83	210.77	171.65	185.58	193.88	179.44	213.41	170.40	203.50	163.50	186.51
Iul	212.25	193.10	181.35	214.51	219.63	188.45	212.91	211.46	211.81	182.45	203.77	191.61	201.94
Aug	172.02	184.02	194.91	202.33	182.13	174.53	171.14	179.18	193.55	184.36	187.69	180.16	183.84
Sep	134.13	113.18	146.99	132.05	109.57	101.98	119.83	129.81	116.20	135.39	129.23	132.03	125.03
Oct	73.37	82.86	95.22	84.13	88.47	84.35	78.29	62.95	95.83	90.97	98.14	74.72	84.11
Noi	43.94	54.14	58.54	50.38	47.33	48.72	50.96	50.44	44.07	52.05	45.59	34.67	48.40
Dec	24.35	25.22	29.61	26.56	38.93	31.31	29.23	37.32	32.57	27.89	35.27	34.36	31.05
Media / an	1358.99	1,275.91	1,411.32	1,444.63	1,333.39	1,321.88	1,390.49	1,353.30	1,438.57	1,376.55	1,407.80	1,381.47	1,375.94

Tabel : Valorile radiației solare anuale în plan orizontal pentru PVGIS-ERA5, date statistice 12 ani

Luna	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	media
	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an	kWh/m ² /an
Ian	41.55	42.38	42.55	43.79	41.76	36.49	43.68	45.56	45.95	43.25	42.27	50.08	43.28
Feb	56.72	53.64	62.01	72.03	48.96	58.82	53.61	58.22	64.19	46.99	62.78	68.76	58.89
Mar	104.72	114.89	110.91	125.53	98.28	103.21	92.55	96.73	102.38	94.57	118.86	113.73	106.36
Apr	166.41	141.23	133.36	140.41	151.37	115.63	147.05	147.19	139.12	164.47	132.98	170.93	145.85
Mai	182.01	166.18	180.21	152.36	187.82	170.69	182.04	162.71	178.06	188.37	156.38	166.55	172.78
Iun	189.02	157.12	175.43	200.48	174.32	168.08	192.57	173.73	178.79	165.84	187.04	180.53	178.58
Iul	189.04	185.78	189.04	212.58	192.67	179.87	191.22	197.8	181.59	167.05	185.7	186.96	188.28
Aug	165.98	171.99	179.47	174.76	168.78	173.03	166.68	170.59	181.1	183.39	176.82	173.76	173.86
Sep	124.41	105.16	132.17	137.69	110.2	129.21	110.45	117.75	129.73	118.26	125.73	131.33	122.67
Oct	69.34	68.27	85.93	78.98	75.9	76.24	65.81	56.56	78.44	95.78	83.32	68.53	75.26
Noi	45.06	51.58	48.3	47.67	46.08	36.1	49.09	40.21	36.84	36.48	38.59	43.93	43.33
Dec	28.15	38.67	35.81	33.3	40.15	29.92	39.18	39.97	36.04	35.85	36.31	23.01	34.7
Media / an	1362.41	1296.89	1375.19	1419.58	1336.29	1277.29	1333.93	1307.02	1352.23	1340.3	1346.78	1378.1	1343.83

3.2.4.2 Nivel de incertitudine

O serie de lucrări științifice au prezentat rezultate de validare a datelor privind radiațiile solare prin satelit utilizate în PVGIS prin compararea cu măsurătorile stațiilor de la sol (Mueller și colab., 2009, Mueller și colab., 2012, Huld et al., 2012, Gracia Amillo și colab., 2014). Aici vom prezenta doar rezultatele de bază ale validării. Majoritatea măsurătorilor stațiilor de la sol provin din Rețeaua de radiație de suprafață de bază (BSRN), care asigură măsurători de radiații solare de înaltă calitate pentru stațiile din întreaga lume.

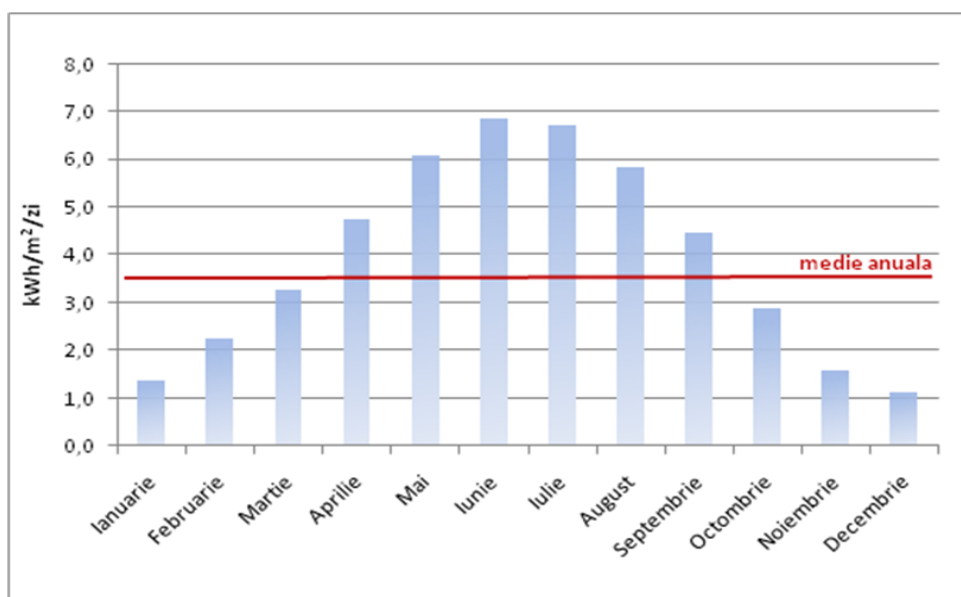
Tabel : Valorile de incertitudine pentru baze de date uzuale PVGIS

Location	Latitude	Longitude	% difference between satellite and station		Reference
			PVGIS-CMSAF	PVGIS-SARAH	
Lindenberg (DE)	52.22N	14.12E	-3.4	-3.2	[1,3]
Cabauw (NL)	51.97N	4.93E	+0.4	-0.4	[1,3]
Carpentras (FR)	44.05N	5.03E	+2.1	+5.5	[1,3]
Payerne (CH)	46.81N	6.94E	-3.0	+0.6	[1,3]
Belsk (PL)	51.70N	20.8E	-5.5	NA	[1]
Camborne (UK)	50.22N	5.32W	+3.0	-1.9	[4,3]
Toravere (EE)	58.27N	26.47E	+5.1	-4.1	[4,3]
Sde Boqer (IL)	30.87N	34.77E	-3.3	+3.4	[4,3]
Almeria (ES)	37.50N	2.2W	-0.9	NA	[4]
Geneve (CH)	46.12N	6.01E	+2.6	NA	[4]
Nantes (FR)	47.25N	1.55W	+3.8	NA	[4]
Vaulx-en-Velin (FR)	45.78N	4.93E	+3.9	NA	[4]
Kishinev (MO)	47.00N	28.82E	+0.4	+1.4	[4,3]
Liepaja (LV)	56.48N	21.02E	+2.5	NA	[4]
Sonnblick (AT)	47.05N	12.95E	-14.0	NA	[4]
Thessaloniki (GR)	40.63N	22.97E	+5.9	+3.6	[4,3]
Wien Hohe Warte (AT)	48.25N	16.35E	-1.5	NA	[4]
Ispira (IT)	45.81N	8.64E	+8.4	+9.0	[4]
Milano (IT)	45.48N	9.26E	-0.5	NA	[4]
Roma (IT)	41.86N	12.62E	+4.1	NA	[4]
Sarreguren (ES)	42.82N	1.60W	+1.6	NA	[4]
A Coruna (ES)	43.37N	8.42W	+11.0	NA	[4]
Lleida (ES)	41.62N	0.60W	+2.4	NA	[4]
Madrid (ES)	40.45N	3.72W	-0.3	NA	[4]
Tamanrasset (DZ)	22.78N	5.51E	-6.0	+2.6	[4,3]
De Aar (ZA)	30.67S	23.99E	+2.2	+0.6	[4,3]
Solar Village (SA)	24.91N	46.41E	+3.2	-0.2	[4,3]
Florianopolis (BR)	27.53S	48.52W	NA	+0.3	[3]
Cocos Island (AU)	12.19S	96.84E	NA	+0.6	[3]
Xianghe (CN)	39.75N	116.96E	NA	+0.8	[3]

Ținând cont de elementele prezentate mai sus, datele prelucrate pentru amplasamentul selectat sunt prezentate în tabelul și graficul următor.

Tabel : Datele privind radiația solară în amplasament

Luna	Temperatura aerului	Umiditate relativă	Radiație solară zilnică - orizontal
	°C	%	kWh/m ² /zi
Ianuarie	0.4	83.5%	1.37
Februarie	5.3	79.8%	2.35
Martie	7.5	80.0%	3.44
Aprilie	13.4	80.8%	6.01
Mai	16.5	77.9%	5.58
Iunie	21.1	76.3%	5.45
Iulie	22.3	75.5%	6.18
August	23.6	76.6%	5.81
Septembrie	19.7	77.6%	4.40
Octombrie	13.3	81.3%	2.41
Noiembrie	5.8	84.7%	1.16
Decembrie	5.1	85.4%	1.11
Anual	12.83	80.0%	3.77



Radiația solară orizontală în amplasament

3.2.4.3 Rapoarte de simulare performanță energetică

Determinarea soluției optime de echipare a Centralei Electrice Fotovoltaice de la Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA) are la bază pe de o parte oportunitatea integrării unei soluții relativ noi și avansate de generare a energiei electrice provenită din surse regenerabile de energie prin folosirea echipamentelor de ultimă generație cu randamente ridicate și pe de altă parte studierea comportamentului panourilor fotovoltaice în condiții reale de funcționare analizate în condițiile amplasamentului propus. Performanțele tehnice ale echipamentelor sunt stabilite pe baza modelării matematice fundamentată pe extrapolarea datelor meteorologice (temperatura, radiație, reflexie etc) înregistrate în amplasament, în conformitate cu metodologia de calcul. În urma prelucrării datelor satelitare disponibile pentru amplasamentul selectat, pentru echipare au fost propuse următoarele variante, adaptate potențialului solar disponibil:

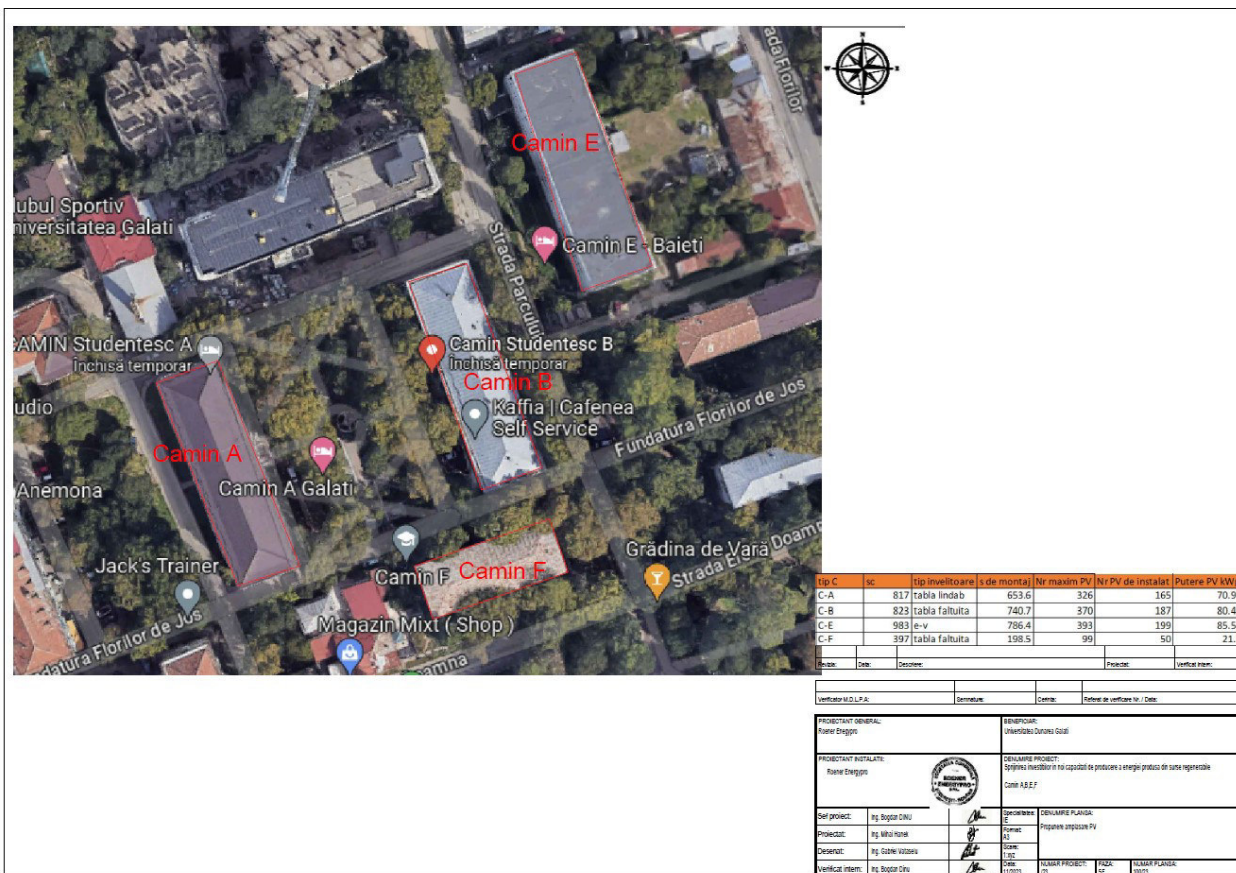
În funcție de disponibilitatea conferită de teren s-au realizat două variante de amplasare în vederea valorificării optime terenului pus la dispoziție

Varianta 1 putere instalată 1,502.85 kW:

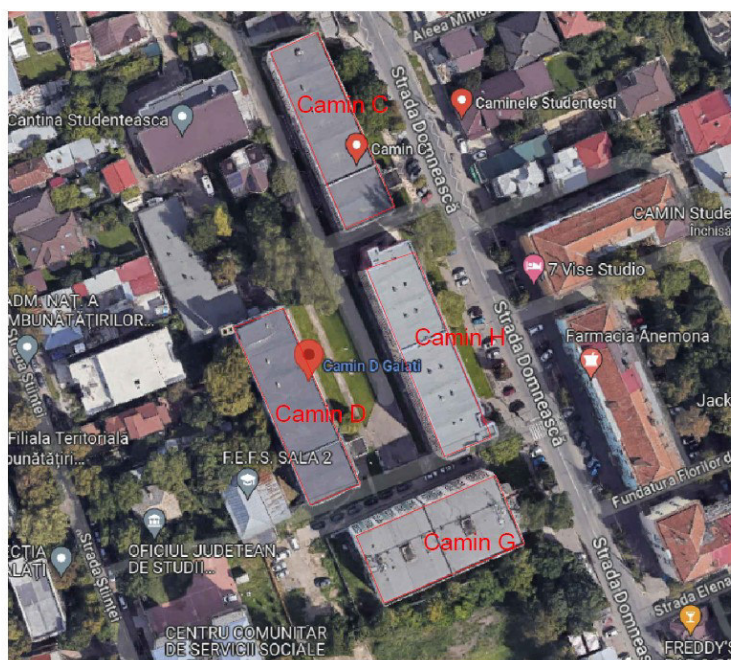
- 30 invertore de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 2 intrări/MPPT pentru șirurile de panouri fotovoltaice și 4 MPPT (maximum power point tracking) pentru maximizarea energiei convertite provenită din diversele puncte de colectare din interiorul CEF.
- 3495 panouri fotovoltaice tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere aprox. 430Wp/buc cu eficiență ridicată (minimum 19%), având o suprafață de 6,990 m² și o suprafață necesară de montaj de 10,485 m².
- Structură metalică din aluminiu/oțel zincat pentru susținerea panourilor fotovoltaice cât și a invertorelor și echipamentelor conexe acestora, rezistentă la condițiile meteorologice din amplasament (mediu salin, vânt, încărcare de zăpadă etc).



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin IA, IB



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin A ,B, E, F



Tip C	sc	Tip învelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-C	962	e-v	769.6	384	194	83.42
C-H	560	e-v	448	224	113	48.59
C-D	979	e-v	783.2	391	198	85.14
C-G	1034	e-v	620.4	310	157	67.51

Proiectant	Deziner	Proiectant	Verificator

Proiectant GENERAL	Beneficiar
Roener EnergyPro	Universitatea Dunarea de Jos

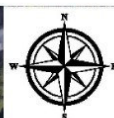
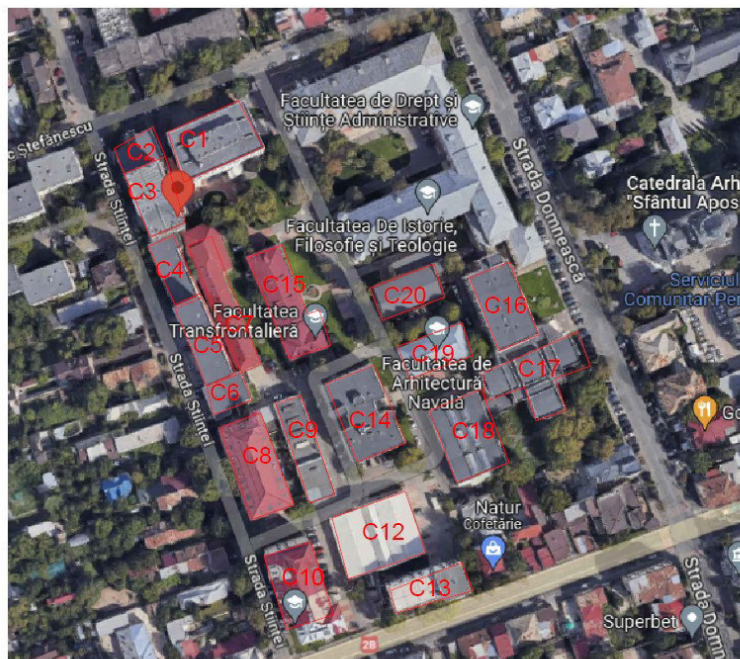
Proiectant INSTALATIE	Deziner PROIECT
Roener EnergyPro	Ing. Mihail Vasile

Deziner PROIECT	Deziner PLASARE
Ing. Bogdan Chiu	Ing. Mihail Vasile

Proiectant	Deziner
Ing. Mihail Vasile	Ing. Bogdan Chiu

Verificator	Deziner
Ing. Bogdan Chiu	Ing. Mihail Vasile

Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin C, D, G, H



tip C	SC	tip învelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C1	896	e-v	716.8	358	152	65.36
C2	292	e-v	233.6	116	49	21.07
C3	507	e-v	405.6	202	86	36.98
C4	398	e-v	318.4	159	67	28.81
C5	447	e-v	357.6	178	75	32.25
C6	288	e-v	230.4	115	48	20.64
C7	818	tabla lîndab	327.2	163	69	29.67
C8	665	e-v	468	234	99	42.57
C9	983	e-v	650	325	138	59.34
C10	871	tabla lîndab	709	354	150	64.5
C12	1137	sandwich	1137	568	241	103.63
C13	413	e-v	206.5	103	43	18.49
C14	885	e-v	442.5	221	94	40.42
C15	857	tabla lîndab	685.6	342	145	62.35
C16	711	e-v	568.8	284	120	51.6
C17	1073	e-v	858.4	429	182	78.26
C18	1015	e-v	609	304	129	55.47
C19	474	tabla falțuită	237	118	50	21.5
C20	650	e-v	520	260	122	52.46

Proiectant:	Roener EnergyPro	Beneficiar:	Universitatea Dunării de Jos
Proiectant instalat:	Roener EnergyPro	Obiectivul proiect:	Realizarea sistemului de producere a energiei electrice din surse regenerabile
Șef proiect:	Ing. Bogdan Dinu	Șef lucrări:	Ing. Bogdan Dinu
Proiectat:	Ing. Mihai Popescu	Verificat:	Ing. Bogdan Dinu
Desenat:	Ing. Gabriela Văduva	Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu
Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu	Verificat extern:	

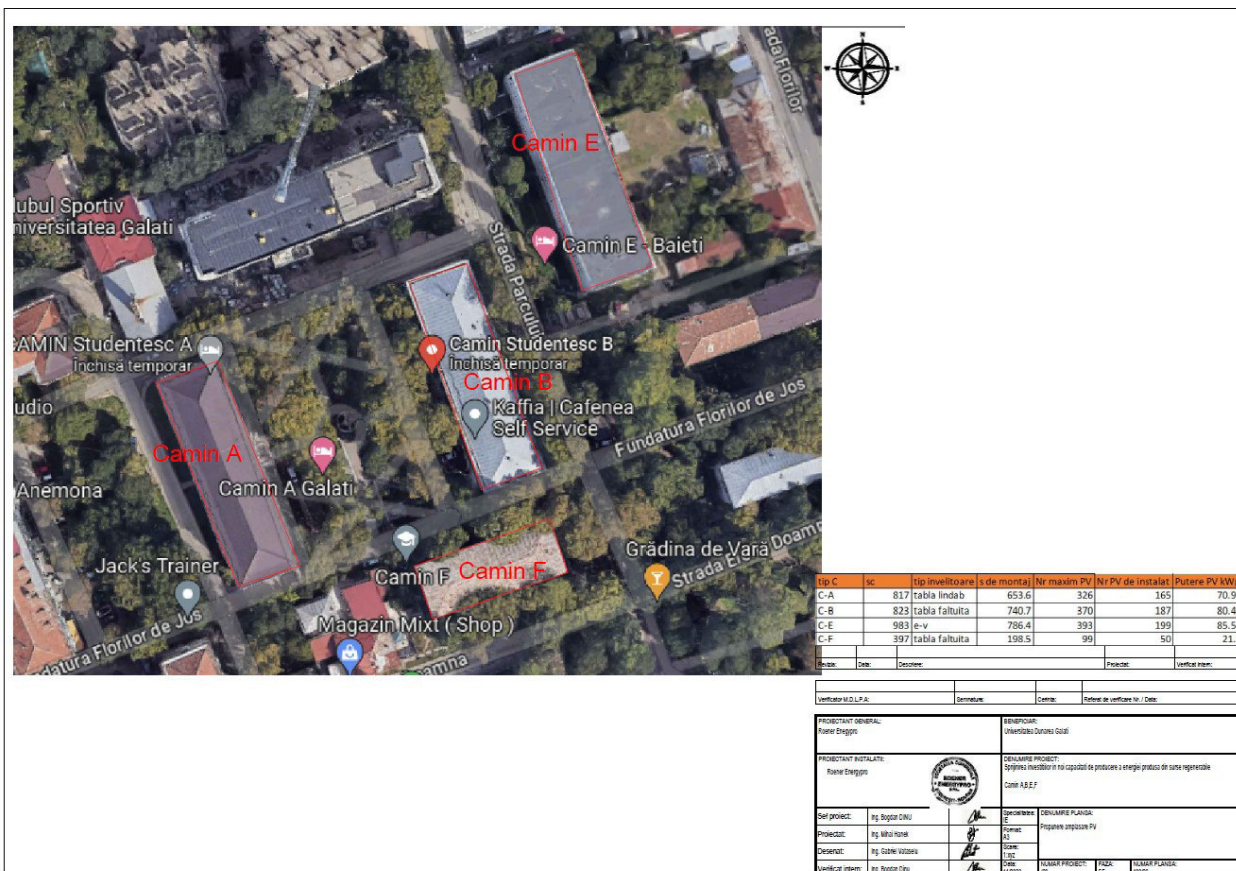
Plan amplasament sistem fotovoltaic – Campus Stiintei

Varianța 2 - putere instalată 617.48 kW:

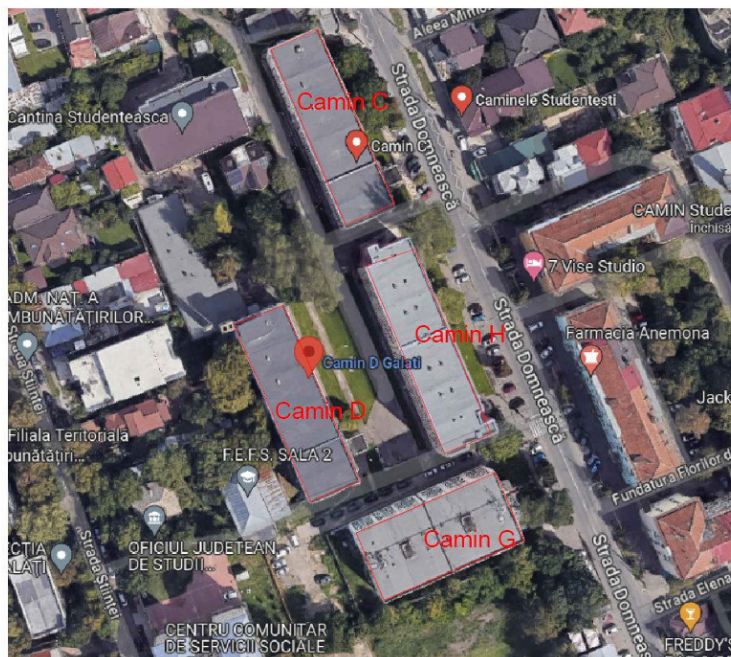
- 13 invertor de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 8 intrări pentru șirurile de panouri fotovoltaice și 4 MPPT (maximum power point tracking) pentru maximizarea energiei convertite provenită din diversele puncte de colectare din interiorul CEF.
- Cca. 1436 panouri fotovoltaice tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere aprox. 430Wp/buc cu eficiență ridicată (minimum 19%).
- Structură metalică din aluminiu/oțel zincat pentru susținerea panourilor fotovoltaice cât și a invertoarelor și echipamentelor conexe acestora, rezistentă la condițiile meteorologice din amplasament (mediu salin, vânt, încărcare de zăpadă etc).



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin IA, IB



Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin A ,B, E, F



Tip C	sc	Tip învelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-C	962	e-v	769.6	384	194	83.42
C-H	560	e-v	448	224	113	48.59
C-D	979	e-v	783.2	391	198	85.14
C-G	1034	e-v	620.4	310	157	67.51

Tipul:	Dele:	Decolte:	Placare:	Verificat înscrit:
Verificat de:	Dele:	Decolte:	Placare:	Verificat înscrit:

PROIECTANT GENERAL: Energi Elogos	BENEFICIAR UNIVERSITATE DUNAREA DE JOS	
PROIECTANT INSTALATIE: Energi Elogos	DEZALAMARE PROIECT Simplificat învelitoare în locașul de producere a energiei produse de surse regenerabile Cant. 0,04,0	

Dele proiect:	Ing. Bogdan Chiu	Dele proiect:	Ing. Bogdan Chiu
Proiectat:	Ing. Mihail Nistor	Proiectat:	Ing. Mihail Nistor
Verificat:	Ing. Bogdan Chiu	Verificat:	Ing. Bogdan Chiu
Verificat intern:	Ing. Bogdan Chiu	Verificat intern:	Ing. Bogdan Chiu

Dele proiect:	Ing. Bogdan Chiu	Dele proiect:	Ing. Bogdan Chiu
Proiectat:	Ing. Mihail Nistor	Proiectat:	Ing. Mihail Nistor
Verificat:	Ing. Bogdan Chiu	Verificat:	Ing. Bogdan Chiu
Verificat intern:	Ing. Bogdan Chiu	Verificat intern:	Ing. Bogdan Chiu

Plan amplasament sistem fotovoltaic – camin C, D, G, H

Schiță amplasare centrala 617.48 kW

In aceste conditii se vor realiza simulari pentru cele doua variante respectiv 1502.85 kW si 617.48 kW
Rapoartele complete se regăsesc în **anexe – Rapoarte simulare producție.**

3.2.4.3.1 Raport de simulare PVGIS ERA5 - 1502.85 kW

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

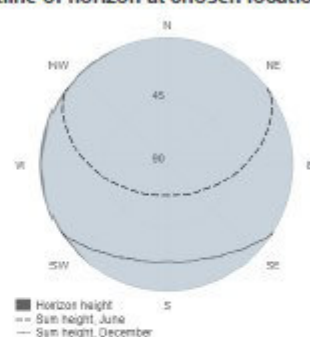
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.447,28.053
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-ERA5
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 1502.85 kWp
System loss: 16 %

Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 1753564.12 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1519.62 kWh/m²
Year-to-year variability: 47873.95 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.33 %
Spectral effects: 1.01 %
Temperature and low irradiance: -6.39 %
Total loss: -23.22 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	69828.256.1	7246.8	
February	90989.872.8	13031.5	
March	151451.124.6	14692.3	
April	189061.661.2	18764.4	
May	214985.688.3	13013.1	
June	218066.093.5	10499.2	
July	223315.202.0	11124.9	
August	210924.390.0	8634.4	
September	157726.637.8	10698.9	
October	108949.92.6	11578.1	
November	65945.155.5	10568.7	
December	54321.045.1	9142.1	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

3.2.4.3.2 Raport de simulare PVGIS SARAH2 - 1502.85 kW

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

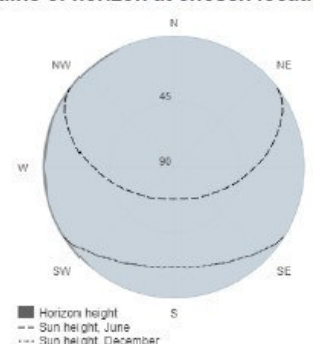
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.447,28.053
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 1502.85 kWp
System loss: 16 %

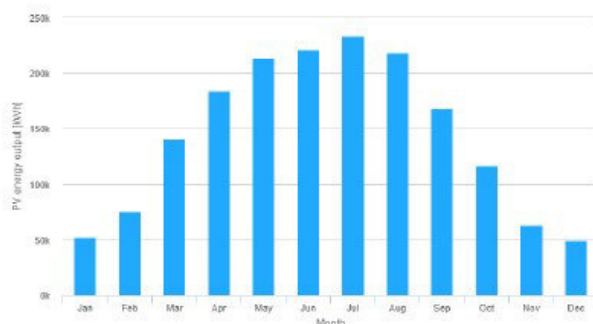
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 1736115.91 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1518.72 kWh/m²
Year-to-year variability: 61883.91 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.23 %
Spectral effects: 0.96 %
Temperature and low irradiance: -7.32 %
Total loss: -23.94 %

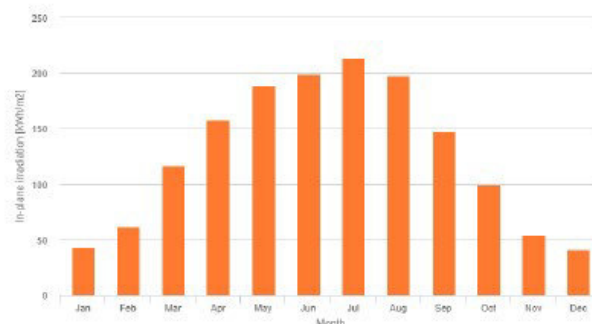
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	52208.643.2	13216.7	
February	75569.961.4	16829.1	
March	140977.016.7	19777.0	
April	184106.957.9	23165.1	
May	213079.488.2	14008.2	
June	220974.599.4	15233.5	
July	233788.213.0	14576.1	
August	218445.497.8	12797.7	
September	168149.647.3	11740.1	
October	116735.89.3	14187.7	
November	63229.853.4	9670.6	
December	48851.041.0	12308.9	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

3.2.4.3.3 Raport de simulare PVGIS ERA5 – 617.48 kW

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

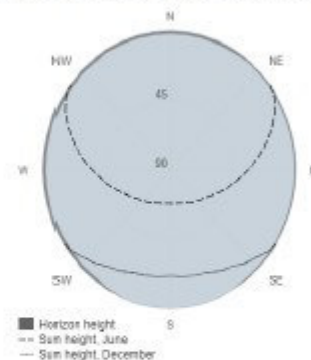
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.453, 28.051
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 617.48 kWp
System loss: 16 %

Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 713280.4 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1518.32 kWh/m²
Year-to-year variability: 24857.52 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.24 %
Spectral effects: 0.97 %
Temperature and low irradiance: -7.3 %
Total loss: -23.92 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	21842.643.9	4923.8	
February	31567.562.3	6498.5	
March	58320.8117.4	7831.6	
April	75637.3157.9	9250.5	
May	87186.1187.4	5967.9	
June	90832.5199.5	6029.4	
July	95845.7212.6	6354.4	
August	89624.7197.6	5288.2	
September	68981.9147.1	4868.0	
October	47507.798.4	5988.9	
November	25744.753.0	3969.1	
December	20208.841.3	4887.5	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

3.2.4.3.4 Raport de simulare PVGIS SARAH2 – 617.48 kW

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

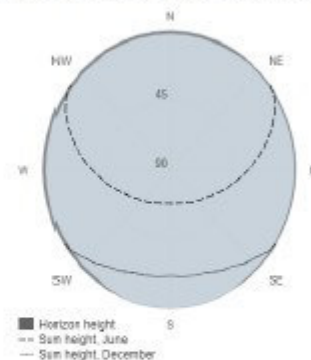
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.453, 28.051
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 617.48 kWp
System loss: 16 %

Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 713280.4 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1518.32 kWh/m²
Year-to-year variability: 24857.52 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.24 %
Spectral effects: 0.97 %
Temperature and low irradiance: -7.3 %
Total loss: -23.92 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	21842.643.9	4923.8	
February	31567.582.3	6498.5	
March	58320.8117.4	7831.6	
April	75637.3157.9	9250.5	
May	87186.1187.4	5967.9	
June	90832.5199.5	6029.4	
July	95845.7212.6	6354.4	
August	89624.7197.6	5288.2	
September	68981.9147.1	4868.0	
October	47507.798.4	5988.9	
November	25744.753.0	3969.1	
December	20208.841.3	4887.5	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

3.2.4.3.5 Centralizare rapoarte de simulare

Scenariile analizate sunt urmatoarele :

Denumire	Tip amplasament	Capacitate [kW]
Scenariu 1	amplasament CONSTRUCTII	1502.85
Scenariu 2	amplasament CONSTRUCTII	617.48

Centralizarea rapoartelor de simulare pentru scenariile analizate este urmatoarea :

Denumire	Capacitate [kW]	PVGIS-ERA5 [kWh/an]	PVGIS-SARAH2 [kWh/an]
Scenariu 1	1502.85	1,753,564.12	1,736,116.19
Scenariu 2	617.48	720,493.26	713,280.39

Din scenariile de simulare alegem varianta „pesimista”, respectiv acea varianta de simulare cu productie de energie electrica mai mica (PVGIS-SARAH2).

In consecinta datele de intrare pentru simularile de productie de energie electrica sunt urmatoarele :

Denumire	Capacitate [kW]	PVGIS-SARAH2 [kWh/an]	Perioada de functionare la capacitate instalata [h/an]	Factor de capacitate
Scenariu 1	1502.85	1,736,116.19	1,155.22	13.19%
Scenariu 2	617.48	713,280.39	1,155.15	13.19%

Nota : Factorul de capacitate se determina functie de perioada de functionare la capacitate instalata, conform datelor din tabelul anterior (Formula de calcul: Producția medie anuală de energie din surse

regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100, respectiv Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 * 8760 h) * 100).

3.3. Costurile estimative ale investiției:

3.3.1 Scenariu 1

Prezentul capitol cuprinde devizul general aferent obiectivului de investiție, scenariu 1 : „ **Noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum la nivelul Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)**” întocmit la faza studiu de fezabilitate, în conformitate cu prevederile HG 907.

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 este de urmatoarea :

inclusiv TVA **9,754,552.58 lei / 1,960,556.45 €**
din care: C+M **1,815,562.98 lei / 364,907.94 €**

fără TVA **8,199,782.57 lei / 1,648,064.99 €**
din care: C+M **1,525,683.18 lei / 306,645.33 €**

Nota : Curs valutar utilizat, conform recomandarii din Ghid, 1 € = 4.9754 lei.

3.3.1.1 Deviz general

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 1							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului							
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 1							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAPITOL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii							
2.1	Asigurarea utilitatilor	27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
TOTAL CAPITOL 2		27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
CAPITOL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica							
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	25,000.00	5,024.72	4,750.00	954.70	29,750.00	5,979.42
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	520,050.00	104,524.26	98,809.50	19,859.61	618,859.50	124,383.87
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 1							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	30,000.00	6,029.67	5,700.00	1,145.64	35,700.00	7,175.30
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	10,000.00	2,009.89	1,900.00	381.88	11,900.00	2,391.77
3.7	Consultanta	130,000.00	26,128.55	24,700.00	4,964.42	154,700.00	31,092.98
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	95,000.00	19,093.94	18,050.00	3,627.85	113,050.00	22,721.79
3.7.2	Auditul financiar	35,000.00	7,034.61	6,650.00	1,336.58	41,650.00	8,371.19
3.8	Asistenta tehnica	137,000.00	27,535.47	26,030.00	5,231.74	163,030.00	32,767.21
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigentie de santier	87,000.00	17,486.03	16,530.00	3,322.35	103,530.00	20,808.38
TOTAL CAPITOL 3		822,050.00	165,222.90	156,189.50	31,392.35	978,239.50	196,615.25
CAPITOL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1	Constructii si instalatii	355,170.79	71,385.38	67,482.45	13,563.22	422,653.25	84,948.60
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,065,512.38	214,156.13	202,447.35	40,689.66	1,267,959.74	254,845.79

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 1							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	5,469,630.24	1,099,334.78	1,039,229.75	208,873.61	6,508,859.99	1,308,208.38
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	213,102.48	42,831.23	40,489.47	8,137.93	253,591.95	50,969.16
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		7,103,415.90	1,427,707.50	1,349,649.02	271,264.43	8,453,064.92	1,698,971.93
CAPITOL 5 Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de santier	78,000.00	15,677.13	14,820.00	2,978.65	92,820.00	18,655.79
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	78,000.00	15,677.13	14,820.00	2,978.65	92,820.00	18,655.79
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	16,782.51	3,373.10	0.00	0.00	16,782.51	3,373.10
5.2.1	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.2	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	7,628.42	1,533.23	0.00	0.00	7,628.42	1,533.23
5.2.3	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	1,525.68	306.65	0.00	0.00	1,525.68	306.65
5.2.4	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	7,628.42	1,533.23	0.00	0.00	7,628.42	1,533.23

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 1							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	71,034.16	14,277.08	13,496.49	2,712.64	84,530.65	16,989.72
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	28,000.00	5,627.69	5,320.00	1,069.26	33,320.00	6,696.95
TOTAL CAPITOL 5		193,816.67	38,954.99	33,636.49	6,760.56	227,453.16	45,715.55
CAPITOL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste							
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	18,500.00	3,718.29	3,515.00	706.48	22,015.00	4,424.77
6.2	Probe tehnologice si teste	35,000.00	7,034.61	6,650.00	1,336.58	41,650.00	8,371.19
TOTAL CAPITOL 6		53,500.00	10,752.90	10,165.00	2,043.05	63,665.00	12,795.96
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 +1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		1,525,683. 18	306,645.33	289,879.80	58,262.61	1,815,562. 98	364,907.94
TOTAL GENERAL		8,199,782. 57	1,648,064. 99	1,554,770. 01	312,491.4 6	9,754,552. 58	1,960,556. 45

3.3.1.2 Deviz obiect

DEVIZ OBIECTULUI nr.1 - Achizitionare si instalare CENTRALA FOTOVOLTAICA - Scenariu 1 (recomandat)							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 4							
Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1	Constructii si instalatii	355,170.79	71,385.38	67,482.45	13,563.22	422,653.25	84,948.60
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	88,792.70	17,846.34	16,870.61	3,390.81	105,663.31	21,237.15
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	266,378.10	53,539.03	50,611.84	10,172.42	316,989.93	63,711.45
Total I - subcap 4.1.		355,170.79	71,385.38	67,482.45	13,563.22	422,653.25	84,948.60
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,065,512.38	214,156.13	202,447.35	40,689.66	1,267,959.74	254,845.79
Total II- subcap 4.2.		1,065,512.38	214,156.13	202,447.35	40,689.66	1,267,959.74	254,845.79
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	5,469,630.24	1,099,334.78	1,039,229.75	208,873.61	6,508,859.99	1,308,208.38
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	213,102.48	42,831.23	40,489.47	8,137.93	253,591.95	50,969.16
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total III- subcap 4.3.+4.4.+4.5.+4.6.		5,682,732.72	1,142,166.00	1,079,719.22	217,011.54	6,762,451.93	1,359,177.54
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II + Total III)		7,103,415.90	1,427,707.50	1,349,649.02	271,264.43	8,453,064.92	1,698,971.93

3.3.1.3 Detalierea cheltuielilor – scenariul de referință selectat/recomandat

Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valoarea eligibilă a cheltuielii	Valoarea neeligibilă a cheltuielii	TVA
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
1	Cheltuieli pentru amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	27,000.00	5,130.00	32,130.00	27,000.00	5,130.00	32,130.00	27,000.00	5,130.00	32,130.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 2	27,000.00	5,130.00	32,130.00	27,000.00	5,130.00	32,130.00	27,000.00	5,130.00	32,130.00	0.00	0.00	0.00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	822,050.00	156,189.50	978,239.50	822,050.00	156,189.50	978,239.50	822,050.00	156,189.50	978,239.50	0.00	0.00	0.00
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.1.1 Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.1.3 Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentații	25,000	4,750.	29,750	25,000	4,750.	29,750	25,000	4,750.	29,750	0.00	0.00	0.00

Ca p/ Su bca p	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valo area eligi bilă a chelt uielii	Valo area neeli gibil ă a chelt uielii	T V A
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
	suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	.00	00	.00	.00	00	.00	.00	00	.00			0
3.3	Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	520,05 0.00	98,809 .50	618,85 9.50	520,05 0.00	98,809 .50	618,85 9.50	520,05 0.00	98,809 .50	618,85 9.50	0.00	0.00	0.00
	3.5.1. Temă de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/docum entație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	245,02 5.00	46,554 .75	291,57 9.75	245,02 5.00	46,554 .75	291,57 9.75	245,02 5.00	46,554 .75	291,57 9.75	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acorduril or/autorizațiilor	30,000 .00	5,700. 00	35,700 .00	30,000 .00	5,700. 00	35,700 .00	30,000 .00	5,700. 00	35,700 .00	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	245,02 5.00	46,554 .75	291,57 9.75	245,02 5.00	46,554 .75	291,57 9.75	245,02 5.00	46,554 .75	291,57 9.75	0.00	0.00	0.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziții	10,000 .00	1,900. 00	11,900 .00	10,000 .00	1,900. 00	11,900 .00	10,000 .00	1,900. 00	11,900 .00	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanță	130,00	24,700	154,70	130,00	24,700	154,70	130,00	24,700	154,70	0.00	0.00	0.00

Ca p/ Su bca p	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valo area eligi bilă a chelt uielii	Valo area neeli gibil ă a chelt uielii	T V A
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
		0.00	.00	0.00	0.00	.00	0.00	0.00	.00	0.00			0
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	95,000.00	18,050.00	113,050.00	95,000.00	18,050.00	113,050.00	95,000.00	18,050.00	113,050.00	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	35,000.00	6,650.00	41,650.00	35,000.00	6,650.00	41,650.00	35,000.00	6,650.00	41,650.00	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistență tehnică	137,000.00	26,030.00	163,030.00	137,000.00	26,030.00	163,030.00	137,000.00	26,030.00	163,030.00	0.00	0.00	0.00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	50,000.00	9,500.00	59,500.00	50,000.00	9,500.00	59,500.00	50,000.00	9,500.00	59,500.00	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.1 pe perioada de execuție a lucrărilor	50,000.00	9,500.00	59,500.00	50,000.00	9,500.00	59,500.00	50,000.00	9,500.00	59,500.00	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	87,000.00	16,530.00	103,530.00	87,000.00	16,530.00	103,530.00	87,000.00	16,530.00	103,530.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 3	822,050.00	156,189.50	978,239.50	822,050.00	156,189.50	978,239.50	822,050.00	156,189.50	978,239.50	0.00	0.00	0.00
4	Cheltuieli pentru investiția de bază	7,103,415.90	1,349,649.02	8,453,064.92	7,103,415.90	1,349,649.02	8,453,064.92	7,103,415.90	1,349,649.02	8,453,064.92	0.00	0.00	0.00
4.1	Construcții și instalații	355,170.79	67,482.45	422,653.25	355,170.79	67,482.45	422,653.25	355,170.79	67,482.45	422,653.25	0.00	0.00	0.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1,065,512.38	202,447.35	1,267,959.74	1,065,512.38	202,447.35	1,267,959.74	1,065,512.38	202,447.35	1,267,959.74	0.00	0.00	0.00

Ca p/ Su bca p	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valo area eligi bilă a chelt uielii	Valo area neeli gibil ă a chelt uielii	T V A
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5,469,630.24	1,039,229.75	6,508,859.99	5,469,630.24	1,039,229.75	6,508,859.99	5,469,630.24	1,039,229.75	6,508,859.99	0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	213,102.48	40,489.47	253,591.95	213,102.48	40,489.47	253,591.95	213,102.48	40,489.47	253,591.95	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 4	7,103,415.90	1,349,649.02	8,453,064.92	7,103,415.90	1,349,649.02	8,453,064.92	7,103,415.90	1,349,649.02	8,453,064.92	0.00	0.00	0.00
5	Alte cheltuieli	193,816.67	33,636.49	227,453.16	193,816.67	33,636.49	227,453.16	193,816.67	33,636.49	227,453.16	0.00	0.00	0.00
5.1	Organizare de șantier	78,000.00	14,820.00	92,820.00	78,000.00	14,820.00	92,820.00	78,000.00	14,820.00	92,820.00	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	78,000.00	14,820.00	92,820.00	78,000.00	14,820.00	92,820.00	78,000.00	14,820.00	92,820.00	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	16,782.51	0.00	16,782.51	16,782.51	0.00	16,782.51	16,782.51	0.00	16,782.51	0.00	0.00	0.00
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul	7,628.42	0.00	7,628.42	7,628.42	0.00	7,628.42	7,628.42	0.00	7,628.42	0.00	0.00	0.00

Ca p/ Su bca p	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valo area eligi bilă a chelt uielii	Valo area neeli gibil ă a chelt uielii	T V A
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
	calității lucrărilor de construcții												
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	1,525.68	0.00	1,525.68	1,525.68	0.00	1,525.68	1,525.68	0.00	1,525.68	0.00	0.00	0.00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	7,628.42	0.00	7,628.42	7,628.42	0.00	7,628.42	7,628.42	0.00	7,628.42	0.00	0.00	0.00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuielile diverse și neprevăzute	71,034.16	13,496.49	84,530.65	71,034.16	13,496.49	84,530.65	71,034.16	13,496.49	84,530.65	0.00	0.00	0.00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	28,000.00	5,320.00	33,320.00	28,000.00	5,320.00	33,320.00	28,000.00	5,320.00	33,320.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 5	193,816.67	33,636.49	227,453.16	193,816.67	33,636.49	227,453.16	193,816.67	33,636.49	227,453.16	0.00	0.00	0.00
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	53,500.00	10,165.00	63,665.00	53,500.00	10,165.00	63,665.00	53,500.00	10,165.00	63,665.00	0.00	0.00	0.00
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	18,500.00	3,515.00	22,015.00	18,500.00	3,515.00	22,015.00	18,500.00	3,515.00	22,015.00	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	35,000.00	6,650.00	41,650.00	35,000.00	6,650.00	41,650.00	35,000.00	6,650.00	41,650.00	0.00	0.00	0.00
	Total capitol 6	53,500.00	10,165.00	63,665.00	53,500.00	10,165.00	63,665.00	53,500.00	10,165.00	63,665.00	0.00	0.00	0.00

Ca p/ Su bca p	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valo area eligi bilă a chelt uielii	Valo area neeli gibil ă a chelt uielii	T V A
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
TOTAL GENER AL	Lei	8,199, 782.57	1,554, 770.01	9,754, 552.58	8,199, 782.57	1,554, 770.01	9,754, 552.58	8,199, 782.57	1,554, 770.01	9,754, 552.58	0.00	0.00	0.00
	Eur o ⁽²⁾	1,648, 064.99	312,49 1.46	1,960, 556.45	1,648, 064.99	312,49 1.46	1,960, 556.45	1,648, 064.99	312,49 1.46	1,680, 488.42	0.00	0.00	0.00

3.3.2 Scenariu 2

Prezentul capitol cuprinde devizul general aferent obiectivului de investiție, scenariu 2: **"Noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum la nivelul Universitatea "Dunarea de Jos" din Galați (ROMÂNIA)"**

întocmit la faza studiu de fezabilitate, în conformitate cu prevederile HG 907.

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 este de următoarea :

inclusiv TVA **4,626,531.15 lei / 929,881.25 €**
din care: C+M **773,166.68 lei / 155,397.89 €**

fără TVA **3,888,982.41 lei / 781,642.16 €**
din care: C+M **649,719.90 lei / 130,586.47 €**

Nota : Curs valutar utilizat, conform recomandarii din Ghid, 1 € = 4.9754 lei.

3.3.2.1 Deviz general

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului							
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii							
2.1	Asigurarea utilitatilor	27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
TOTAL CAPITOL 2		27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
CAPITOL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica							
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	25,000.00	5,024.72	4,750.00	954.70	29,750.00	5,979.42
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	520,050.00	104,524.26	98,809.50	19,859.61	618,859.50	124,383.87
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor or	30,000.00	6,029.67	5,700.00	1,145.64	35,700.00	7,175.30
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
	de executie						
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	10,000.00	2,009.89	1,900.00	381.88	11,900.00	2,391.77
3.7	Consultanta	130,000.00	26,128.55	24,700.00	4,964.42	154,700.00	31,092.98
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	95,000.00	19,093.94	18,050.00	3,627.85	113,050.00	22,721.79
3.7.2	Auditul financiar	35,000.00	7,034.61	6,650.00	1,336.58	41,650.00	8,371.19
3.8	Asistenta tehnica	137,000.00	27,535.47	26,030.00	5,231.74	163,030.00	32,767.21
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigentie de santier	87,000.00	17,486.03	16,530.00	3,322.35	103,530.00	20,808.38
TOTAL CAPITOL 3		822,050.00	165,222.90	156,189.50	31,392.35	978,239.50	196,615.25
CAPITOL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1	Constructii si instalatii	145,929.97	29,330.30	27,726.70	5,572.76	173,656.67	34,903.06
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	437,789.92	87,990.90	83,180.09	16,718.27	520,970.01	104,709.17
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2,247,321.61	451,686.62	426,991.11	85,820.46	2,674,312.71	537,507.08
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si	87,557.98	17,598.18	16,636.02	3,343.65	104,194.00	20,941.83

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
	echipamente de transport						
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		2,918,599.4	586,606.0	554,533.9	111,455.1	3,473,133.4	698,061.1
		9	0	0	4	0	4
CAPITOL 5 Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de santier	39,000.00	7,838.57	7,410.00	1,489.33	46,410.00	9,327.89
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	39,000.00	7,838.57	7,410.00	1,489.33	46,410.00	9,327.89
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	7,146.92	1,436.45	0.00	0.00	7,146.92	1,436.45
5.2.1	Comisiioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.2	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	3,248.60	652.93	0.00	0.00	3,248.60	652.93
5.2.3	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	649.72	130.59	0.00	0.00	649.72	130.59
5.2.4	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	3,248.60	652.93	0.00	0.00	3,248.60	652.93
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	29,185.99	5,866.06	5,545.34	1,114.55	34,731.33	6,980.61
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	3,000.00	602.97	570.00	114.56	3,570.00	717.53

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
TOTAL CAPITOL 5		78,332.91	15,744.04	13,525.34	2,718.44	91,858.25	18,462.49
CAPITOL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste							
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	15,000.00	3,014.83	2,850.00	572.82	17,850.00	3,587.65
6.2	Probe tehnologice si teste	28,000.00	5,627.69	5,320.00	1,069.26	33,320.00	6,696.95
TOTAL CAPITOL 6		43,000.00	8,642.52	8,170.00	1,642.08	51,170.00	10,284.60
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 +1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		649,719.90	130,586.47	123,446.78	24,811.43	773,166.68	155,397.89
TOTAL GENERAL		3,888,982.41	781,642.16	737,548.74	148,239.08	4,626,531.15	929,881.25

3.3.2.2 Deviz obiect

DEVIZ OBIECTULUI nr.1 - Achiziționare și instalare CENTRALA FOTOVOLTAICA - Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 4							
Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1	Construcții și instalații	145,929.97	29,330.30	27,726.70	5,572.76	173,656.67	34,903.06
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	36,482.49	7,332.58	6,931.67	1,393.19	43,414.17	8,725.76
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	109,447.48	21,997.73	20,795.02	4,179.57	130,242.50	26,177.29
Total I - subcap 4.1.		145,929.97	29,330.30	27,726.70	5,572.76	173,656.67	34,903.06
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	437,789.92	87,990.90	83,180.09	16,718.27	520,970.01	104,709.17
Total II- subcap 4.2.		437,789.92	87,990.90	83,180.09	16,718.27	520,970.01	104,709.17
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	2,247,321.61	451,686.62	426,991.11	85,820.46	2,674,312.71	537,507.08
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	87,557.98	17,598.18	16,636.02	3,343.65	104,194.00	20,941.83
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total III- subcap 4.3.+4.4.+4.5.+4.6.		2,334,879.59	469,284.80	443,627.12	89,164.11	2,778,506.72	558,448.91
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II + Total III)		2,918,599.49	586,606.00	554,533.90	111,455.14	3,473,133.40	698,061.14

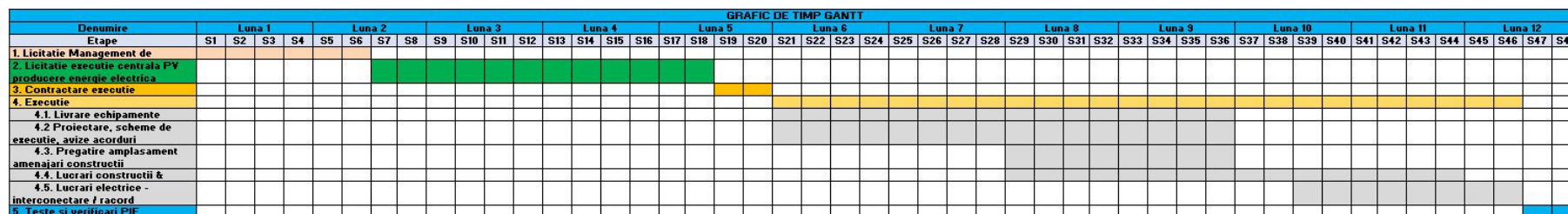
3.4 Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:

Recomandăm ca toate studiile de specialitate care se vor realiza în stadiul de dezvoltare efectivă a proiectului să fie corelate cu cerințele de avizare/aprobare a documentațiilor solicitate de autorități.

Cel puțin următoarele studii sunt necesare fără însă a se limita la acestea:

- studiu topografic
 - nu este cazul
- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului
 - nu este cazul
- studiu hidrologic, hidrogeologic
 - nu este cazul
- studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice
 - nu este cazul
- studiu de trafic și studiu de circulație
 - nu este cazul
- raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică
 - nu este cazul
- studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere
 - nu este cazul
- studiu privind valoarea resursei culturale
 - nu este cazul
- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției
 - studiu de soluție privind racordarea centralei fotovoltaice
 - expertiza tehnica

3.5 Grafice orientative de realizare a investiției



CAPITOLUL 4

ANALIZA FIECĂREI OPTIUNI TEHNICO - ECONOMICE PROPUSE

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință

În proiectul de față au fost analizate scenarii de implementare a unei centrale fotovoltaice de producere energie electrică, astfel :

- într-o primă etapă au fost analizate facturile aferente consumului de energie electrică, pe perioada a 12 luni calendaristice consecutive (conform datelor primite de la beneficiar)
- ulterior s-au identificat posibilitățile de montaj plecând de la spațiul disponibil
- aceste date au fost puse în paralel (având în vedere cerințele din Ghid- capacitate și grad de utilizare al producției de energie electrică prin consum propriu)
- s-au considerat 2 scenarii de analiză, un scenariu „complet”, care presupune dimensionarea funcției de consumul global de energie electrică (realizat și/sau previzionat)
- pentru fiecare scenariu în parte s-au făcut simulări în soft specific : PVGIS (bibliotecii ERA5 și SARAH2), în vederea evidențierii cantităților lunare de energie electrică valorificabile, detalierea acestor aspecte fiind prezentată în conținutul studiului
- în urma simularilor s-a ales varianta „pesimistă”, respectiv PVGIS-SARAH2 (utilizat ca bază de calcul și date de intrare în analiza financiară)
- s-au făcut proiecții financiare aferente implementării investiției în cele 2 scenarii (analiză comparativă a indicatorilor tehnico-economici) :
 - SCENARIU 1 : putere instalată construcții 1502.85 kW
 - Acest scenariu ține cont de capacitatea de dimensionare rezultată în cadrul calculelor din prezentul document, astfel încât condiția de autoconsum 100% să fie îndeplinită.
 - SCENARIU 2 : putere instalată construcții 617.48 kW
 - Acest scenariu ține cont de implementarea unui proiect fotovoltaic cu o capacitate aferentă consumului de energie electrică corespunzător iluminatului public .
- funcția de analiză financiară pentru cele 2 scenarii (analiză comparativă indicatori de performanță financiară) s-a ales capacitatea de instalat în scenariul „optim” (scenariul 1 recomandat : SCENARIU 1 : putere instalată construcții 1502.85 kW)

- pentru scenariul „optim” (scenariul 1 selectat/recomandat) s-a alcătuit bugetul proiectului, cu detalierea cheltuielilor (conform Ghicului Specific)

Denumire	Locatie	Capacitate [kW]
Scenariu 1	amplasament CONSTRUCTII	1502.85
Scenariu 2	amplasament CONSTRUCTII	617.48

Centralizarea rapoartelor de simulare pentru scenariile analizate este urmatoarea :

Denumire	Capacitate [kW]	PVGIS-ERA5 [kWh/an]	PVGIS-SARAH2 [kWh/an]
Scenariu 1	1502.85	1,753,564.12	1,736,116.19
Scenariu 2	617.48	720,493.26	713,280.39

Din scenariile de simulare alegem varianta „pesimista”, respectiv acea varianta de simulare cu productie de energie electrica mai mica (PVGIS-SARAH2).

In consecinta datele de intrare pentru simularile de productie de energie electrica sunt urmatoarele :

Denumire	Capacitate [kW]	PVGIS-SARAH2 [kWh/an]	Perioada de functionare la capacitate instalata [h/an]	Factor de capacitate
Scenariu 1	1502.85	1,736,116.19	1,155.22	13.19%
Scenariu 2	617.48	713,280.39	1,155.15	13.19%

Nota : Factorul de capacitate se determina functie de perioada de functionare la capacitate instalata, conform datelor din tabelul anterior.

Simularile efectuate aferente scenariilor de baza sunt urmatoarele :

SCENARIU 1 : 1502.85 kWp		
Indicativ	Denumire	Pret unitar energie electrica [Lei fara TVA]
Simulare 1	Scenariu 1 – 1502.85 kWp	1,092.44
SCENARIU 2 : 617.48 kWp		
Indicativ	Denumire	Pret unitar energie electrica [Lei fara TVA]
Simulare 2	Scenariu 2 – 617.48 kWp	1,092.44

Nota : Pretul considerat al energiei electrice este de 1,300.00 Lei cu TVA, respectiv 1,092.44 Lei fara TVA.

Analizele financiare, de senzitivitate si economica s-au efectuat pentru o perioada de 21 ani (1 an pentru implementare si 20 ani de operare) si pentru o rata de actualizare de 5%.

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

Nu este cazul.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum :

– necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;

Nu este cazul.

– soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Nu este cazul.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse:

În cadrul proiectului propus, respectiv în echipele de proiectare/implementare/management, nu se vor impune condiții legate de sex/etnie/handicap/religie etc.

b) estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare:

Implementarea proiectului crează locuri de muncă în fiecare etapă de dezvoltare, atât în etapa de implementare (faza de realizare), cât și în etapa de exploatare (faza de operare) :

Etapă Implementare :

Pentru implementarea proiectului în locația aleasă sunt necesare :

Denumire	SCENARIU 1 : 1502.85 kWp	SCENARIU 2 : 617.48 kWp
Specialități	Numar	Numar
Manager de Proiect	1	1
Economisti	1	1
Ingineri	4	3
Electricieni	5	2
Constructori	9	5
Necalificați	10	9
TOTAL	30 persoane	21 persoane

Etapa Operare :

Pentru operarea proiectului în locația aleasă sunt necesare :

Denumire	SCENARIU 1 : 1502.85 kWp	SCENARIU 2 : 617.48 kWp
Specialități	Numar	Numar
Sef Centrala - Inginer	1	1
Tehnicienii exploatare	1	1
TOTAL	2 persoane	2 persoane

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz:

Nu este cazul.

d) impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.

Nu este cazul.

4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții

Există un interes mare pentru implementarea de măsuri specifice de producere energie electrică din surse regenerabile de energie, mai ales în contextul actual al creșterii prețurilor pentru energia electrică.

Amintim despre plafonarea prețurilor la energie electrică pentru un orizont de timp limitat (aprilie 2023), aceasta măsură având caracter de „protejare” a consumatorilor, dar în același timp fiind o măsură temporară.

Creșterea continuă și accelerată a prețurilor la energia electrică a orientat consumatorii către căutarea de soluții în ceea ce privește eficientizarea consumurilor de energie electrică, fie prin măsuri de eficiență energetică, fie prin măsuri de producere energiei din surse regenerabile.

În contextul energetic național, dezvoltarea durabilă înseamnă asigurarea necesarului de energie, dar nu prin creșterea utilizării acesteia (cu excepția energiei regenerabile), ci prin creșterea eficienței energetice, modernizarea tehnologiilor și restructurarea economiei. Intensitatea energetică finală reprezintă unul din principalii indicatori macroeconomici pentru analiza eficienței de utilizare a energiei și este inclusă în lista indicatorilor de dezvoltare durabilă a organismelor internaționale.

Producția energiei din resurse regenerabile pe termen lung poate fi asigurată prin dezvoltarea infrastructurii pentru creșterea capacității de producere a energiei din resurse regenerabile, prin dezvoltarea unor mecanisme de piață fezabile și transformarea rețelelor de transport și distribuție, luând în considerare proiecte de modernizare și digitalizare.

Aceste măsuri sunt trans-sectoriale și sunt prezentate în detaliu în cadrul dimensiunilor care le vizează în mod direct pe acestea. Specific, măsurile descrise în cadrul altor dimensiuni ce contribuie și la îndeplinirea cotei SRE la nivelul anului 2030 sunt menționate în cele ce urmează; detalii cu privire la acestea se regăsesc în secțiunea politicilor și măsurilor (capitolul 3) aferente dimensiunii respective.

□ Decarbonare – componenta emisiile și absorbțiile GES:

□ Promovarea investițiilor în **capacități noi de producere a energiei electrice**, cu emisii reduse de carbon – **SRE-E**;

Înlocuirea capacităților existente de producție a energiei electrice din resurse convenționale cu cele cu emisii reduse de carbon va avea ca efect și promovarea surselor regenerabile în producerea energiei electrice (de exemplu resursă eoliană, solară).

□ **Posibilitatea folosirii veniturilor din Mecanismele EU-ETS și din Fondurile Structurale aferente noului Cadru Financiar Multianual 2021-2027** pentru proiectele în **domeniul SRE și al eficienței energetice la nivel național și internațional – SRE global**;

Veniturile din Mecanismele EU-ETS și din Fondurile Structurale aferente noului Cadru Financiar Multianual 2021-2027 pot fi folosite pentru finanțarea unor proiecte SRE.

Proiectul vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul PNRR, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie eoliană și solară.

În cazul de față discutăm despre un consumator important, care prezintă valori ridicate de consum energie electrică, iar posibilitatea de a implementa o centrală fotovoltaică a fost limitată de considerente legate de spațiu disponibil pentru montaj.

Toate obiectivele vor fi asociate cu rezultatele așteptate la măsura Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsum, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei din cadrul FM și vor fi cuantificate în indicatori.

Investițiile finanțate în cadrul acestei măsuri vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

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

- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative;
- e) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- g) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;
- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- i) decongestionarea Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate;
- j) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

În cadrul acestui apel de proiecte vor fi putea fi finanțate proiecte care au ca obiectiv implementarea uneia dintre acțiunile menționate mai jos:

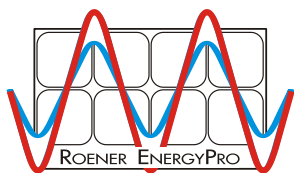
- a) Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse eoliene;
- b) Realizarea capacităților noi de producere energie electrică din surse solare;
- c) Realizarea capacităților noi de producere de energie electrică din surse hidro.

Autoconsumul în cadrul instituției/unității/organizației, etc. este consumul propriu de energie în domeniul public (spre exemplificare neexhaustivă: iluminatul public, iluminatul în incinta unităților, consumul de energie electrică în clădirile unităților și clădirile publice în care nu se desfășoară activități economice de către terți – primărie, cămin cultural, creșă/grădiniță/unități învățământ/unități medicale de stat/centre îngrijire bătrâni, etc.) și reprezintă întreaga producție a capacității noi de producere de energie din surse regenerabile pentru care se solicită finanțarea.

În același timp se urmărește și valorificarea infrastructurii electrice interne existente, care poate fi utilizată în acest sens.

În proiectul de față au fost analizate scenarii de implementare a unei centrale fotovoltaice de producere energie electrică, astfel :

- într-o prima etapă au fost analizate facturile aferente consumului de energie electrică, pe perioada a 12 luni calendaristice consecutive (conform datelor primite de la beneficiar)
- ulterior s-au identificat posibilitățile de montaj plecând de la spațiul disponibil
- aceste date au fost puse în paralel (având în vedere cerințele din Ghid- capacitate și grad de utilizare al producției de energie electrică prin consum propriu)
- s-au considerat 2 scenarii de analiză, un scenariu „complet”, care presupune dimensionarea funcției de consumul global de energie electrică (realizat și/sau previzionat)
- pentru fiecare scenariu în parte s-au făcut simulări în soft specific : PVGIS (bibliotecă ERA5 și SARAH2), în vederea evidențierii cantităților lunare de energie electrică valorificabile, detalierea acestor aspecte fiind prezentată în conținutul studiului
- în urma simularilor s-a ales varianta „pesimistă”, respectiv PVGIS-SARAH2 (utilizat ca bază de calcul și date de intrare în analiza financiară)
- s-au făcut proiecții financiare aferente implementării investiției în cele 2 scenarii (analiză comparativă a indicatorilor tehnico-economici) :
 - SCENARIU 1 : putere instalată construcții 1502.85 kW
 - SCENARIU 2 : putere instalată construcții 617.48 kW
- funcția de analiză financiară pentru cele 2 scenarii (analiză comparativă indicatori de performanță financiară) s-a ales capacitatea de instalat în scenariul „optim” (scenariul 1 recomandat : SCENARIU 1 : putere instalată construcții 1502.85 kW)
- pentru scenariul „optim” (scenariul 1 selectat/recomandat) s-a alcătuit bugetul proiectului, cu detalierea cheltuielilor (conform Ghicului Specific)



Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

- Studiu de fezabilitate -

EFFICIENT ENVIRONMENT

ROENER ENERGYPRO

4.6. Analiza financiară

În cadrul acestui subcapitol definim scenariile de baza ce vor fi analizate în cadrul prezentei analize financiare :

- ✓ SCENARIU 1 : PV 1502.85 kW,
- ✓ SCENARIU 2 : PV 617.48 kW.

4.6.2 Definire parametri/ipoteze de calcul

4.6.2.1 Valori de simulare energie electrica produsa din PV valorificabila – Scenariu 1

Au fost efectuate simulări în PVGIS-ERA5 și PVGIS-SARAH2.

Rezultate pentru cantitățile lunare de energie electrică valorificabilă sunt detaliate în forma tabelară în continuare :

SCENARIU 1 : 1502.85 kWp		
Denumire	PVGIS-ERA5 (kWh)	PVGIS-SARAH2 (kWh)
Ianuarie	69,828.20	52,208.64
Februarie	90,989.77	75,569.94
Martie	151,451.10	140,977.40
Aprilie	189,061.50	184,106.90
Mai	214,985.86	213,079.40
Iunie	216,066.00	220,974.55
Iulie	223,315.00	233,788.24
August	210,924.25	218,445.42
Septembrie	157,726.46	168,149.60
Octombrie	108,949.90	116,735.30
Noiembrie	65,945.08	63,229.80
Decembrie	54,321.00	48,851.00
Total	1,753,564.12	1,736,116.19

Valorile selectate sunt cele „pesimiste” realizate în PVGIS-SARAH2.

4.6.2.2 Valori de simulare energie electrică produsă din PV valorificabilă – Scenariu 2

Au fost efectuate simulări în PVGIS-ERA5 și PVGIS-SARAH2.

Rezultate pentru cantitățile lunare de energie electrică valorificabilă sunt detaliate în forma tabelară în continuare :

SCENARIU 2 : 617.48 kWp		
Denumire	PVGIS-ERA5 (kWh)	PVGIS-SARAH2 (kWh)
Ianuarie	28,681.97	21,842.57
Februarie	37,382.92	31,567.51
Martie	62,228.47	58,320.85
Aprilie	77,682.66	75,637.28
Mai	88,333.28	87,166.09
Iunie	88,777.16	90,832.49
Iulie	91,755.66	95,845.73
August	86,665.22	89,624.72
Septembrie	64,806.82	68,981.89
Octombrie	44,765.16	47,507.72
Noiembrie	27,093.11	25,744.73
Decembrie	22,320.83	20,208.81
Total	720,493.26	713,280.39

Valorile selectate sunt cele „pesimiste” realizate în PVGIS-SARAH2.

4.6.2.3 Variabile de intrare

Analiza financiară s-a făcut pe o perioadă de 21 ani (1 an pentru implementare și 20 ani de operare) și pentru o rată de actualizare de 5%.

Venituri

Venituri prin valorificarea energiei electrice.

Au fost considerate variante de valorificare :

Consum local, respectiv injecție în SEN atunci când nu este posibil consumul propriu integral.

Cheltuieli

Au fost luate în calcul toate cheltuielile generate de implementarea unei investiții de acest fel, și anume :

P1 : Cheltuieli aferente autoconsumului de energie electrică (în proiecțiile financiare acest cost este neglijabil, deoarece la partea de venituri a fost prezentată direct cantitatea de energie electrică valorificabilă, nu cea produsă efectiv),

P2 : care reprezintă cheltuielile cu mentenanța și întreținerea echipamentelor (pentru care am considerat 0.50 €/MWh_{electric} valorificat),

P3 : care reprezintă costul de garanție totală / reparații capitale (cost estimat la 0.50% din valoare investițională totală),

P4 : care reprezintă cheltuielile aferente de credit, cheltuielile aferente mobilizării fondurilor proprii și cheltuielile aferente asigurărilor (acest cost a fost neglijat).

Astfel putem să facem balanța operatorului care reprezintă diferența dintre încasarile totale și cheltuielile conexe totale și cash flow.

Pentru a aprecia rentabilitatea investiției în funcție de rații folosite curent în analizele financiare, în tabelele de analiză de rentabilitate am calculat următorii indicatori:

Randamentul Intern sau rata internă de rentabilitate : Această rată reprezintă rata de actualizare pentru care valoarea netă actualizată este egală cu 0 (această este rata de rentabilitate minimă acceptată pentru proiect, o rată mai mică indicând faptul că veniturile nu vor acoperi cheltuielile),

Valoare actuală netă : Această valoare indică valoarea actuală, la momentul 0, a implementării unui proiect ce va genera în viitor diverse fluxuri de venituri și cheltuieli. În cazul în care această valoare este pozitivă veniturile viitoare vor excedea cheltuielile. În calculul valorii actuale nete ținem cont de o rată de actualizare de 5% în cazul analizei financiare. Suplimentar am calculat și valorile pentru valoarea actuală netă a încasărilor și a cheltuielilor, diferența dintre cele două fiind chiar valoarea valorii actuale nete.

Raportul cost-beneficiu : Acesta este un indicator complementar valorii nete actualizate și compară valoarea actualizată a beneficiilor viitoare cu valoarea actualizată a costurilor viitoare,

Termenul de recuperare al investiției : Acesta s-a calculat cu următoarea formulă:

$$I_{total} = \sum_{i=PIF+1}^{PIF+TR} (V_i - C_i)$$

unde : I_{total} = investiția totală efectuată în perioada de implementare

V_i = venit obtinut anual in perioada de operare

C_i = cheltuieli anuale efectuate in perioada de operare

PIF = anul punerii in functiune a instalatiei

TR = termenul de recuperare

Castig mediu anual. Acesta se calculeaza facand diferenta dintre valoarea totala a incasarilor si valoarea totala a cheltuielilor conexe si impartind rezultatul la numarul de ani pentru care se face analiza de rentabilitate,

Valorile folosite pentru simularea rentabilitatii sunt urmatoarele :

Denumire	Valoare
Putere instalata instalatie PV SCENARIU 1	1502.85 kWp
Investitie SCENARIU 1	8,199,782.57 Lei fara TVA
Putere instalata instalatie PV SCENARIU 2	617.48 kWp
Investitie SCENARIU 2	3,888,982.41 Lei fara TVA
Energie electrica valorificabila SCENARIU 1 (conform simulare PVGIS-SARAH2)	1,736,115,91 kWh/an
Energie electrica valorificabila SCENARIU 2 (conform simulare PVGIS-SARAH2)	713,280.40 kWh/an
Pret energie electrica	1,300.00 Lei cu TVA/MWh
	1,092.44 Lei fara TVA/MWh
Mentenananta si intretinere	0.50 €/MWh
Garantie totala investitie	0.50%/an
Curs valutar	4.9754 Lei/€

4.6.3 Principali indicatori de performanta financiara

Pentru fiecare scenariu in parte, respectiv varianta de simulare, vom ilustra in cadrul acestui capitol valorile obtinute pentru indicatorii de performanta financiara.

4.6.3.1 SCENARIU 1 – 1502.85 kWp

Simulare 1

Valorile de simulare sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA FINANCIARA</u>	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila			
Denumire		Valoare	
RIRF	22.17%	%	
VANF	14,163.10	mii LEI	
VANF incasari	22,510.28	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	5.43	ani	
Castig mediu anual	674.43	mii LEI	
RBC	2.70	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in anexe, cu valorile pe fiecare an.

In cazul acestei variante de simulare se constata $RIRF > \text{rata de actualizare de } 5\%$, VANF are valoare pozitiva, implicit raportul cost beneficiu este supraunitar, fapt care demonstreaza fezabilitatea proiectului, in ipotezele de calcul considerate.

4.6.3.2 SCENARIU 2 – 617.48 kWp

Simulare 2

Valorile de simulare sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA FINANCIARA</u>	
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila			
Denumire		Valoare	
RIRF	18.88%	%	
VANF	5,292.67	mii LEI	
VANF incasari	9,248.31	mii LEI	
VANF cheltuieli	3,955.64	mii LEI	
TR	6.13	ani	
Castig mediu anual	252.03	mii LEI	
RBC	2.34	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in anexe, cu valorile pe fiecare an.

In cazul acestei variante de simulare se constata $RIRF >$ rata de actualizare de 5%, VANF are valoare pozitiva, implicit raportul cost beneficiu este supraunitar, fapt care demonstreaza fezabilitatea proiectului, in ipotezele de calcul considerate.

4.6.4. Analiza comparativa scenarii de baza – observatii si concluzii

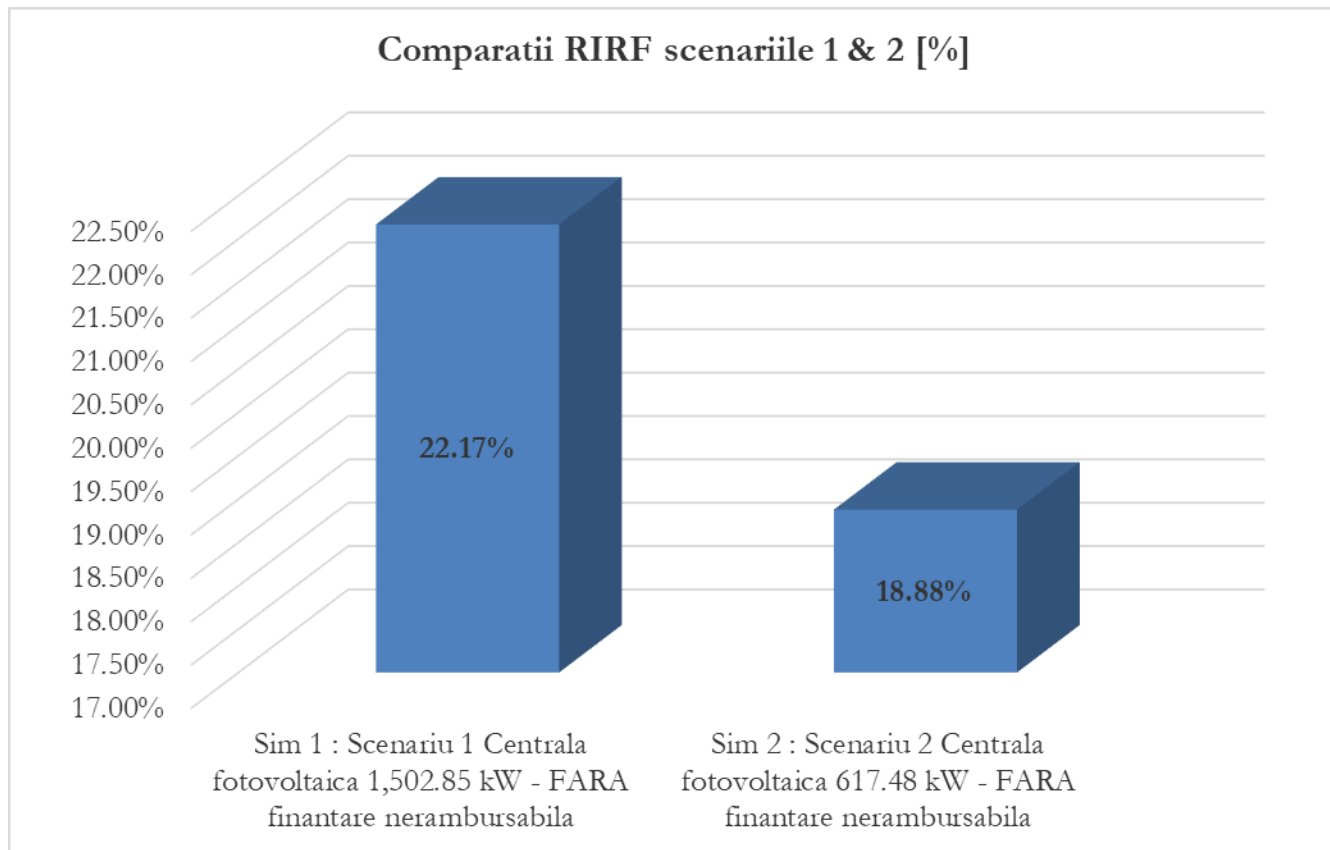
In cadrul acestui subcapitol vom analiza rezultatele obtinute in urma proiectiilor financiare in scenariile de baza selectate :

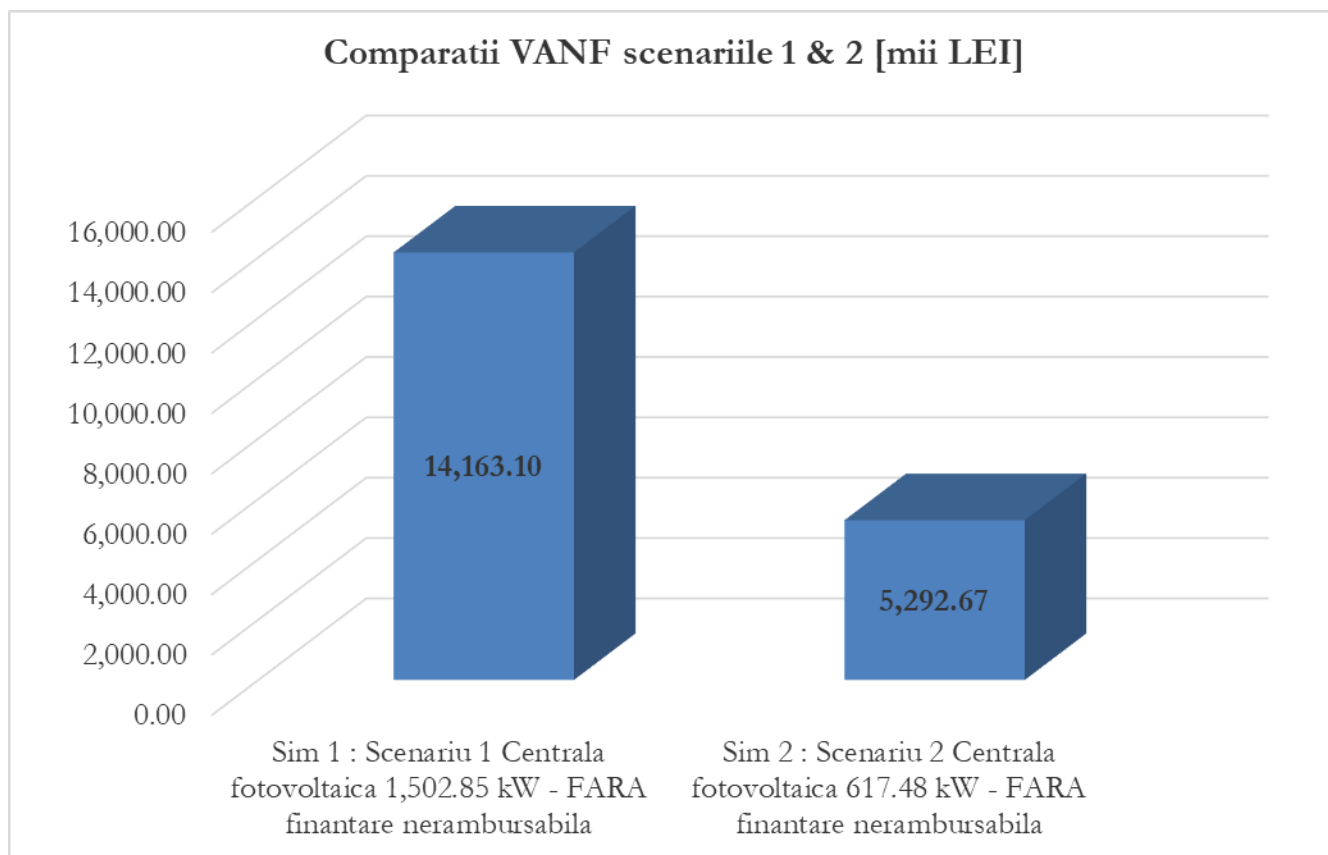
Varianta simulare	<u>ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 1</u>	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Varianta simulare	<u>ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 2</u>	
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	18.88%	%
VANF	5,292.67	mii LEI
VANF incasari	9,248.31	mii LEI
VANF cheltuieli	3,955.64	mii LEI
TR	6.13	ani
Castig mediu anual	252.03	mii LEI
RBC	2.34	-

Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
<u>Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila</u>	<u>22.17%</u>	<u>14,163.10</u>
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila	18.88%	5,292.67

Apreciere RIRF scenariu 1 versus scenariu 2	Apreciere VANF scenariu 1 versus scenariu 2
[%]	[%]
17.42%	167.60%





Constatam o superioritate neta in favoarea scenariului 1, atat din punct de vedere al ratei interne de rentabilitate, cat si din punct de vedere al venitului net actualizat.

Astfel, in varianta fara finantare nerambursabila constatam :

- O rata interna de rentabilitate in valoare de 22.17% in cazul scenariului 1 versus o rata interna de rentabilitate in valoare de 18.88% in cazul scenariului 2,
- Un venit net actualizat in valoare de 14,163.10 miiLei in cazul scenariului 1 versus un venit net actualizat in valoare de 5,292.67 miiLei in cazul scenariului 2.

In consecinta scenariul de referinta selectat, scenariul recomandat, va fi scenariul 1.

4.7. Analiza economică

Ca și în cazul analizei financiare, analiza economică s-a făcut pe o perioadă de 21 ani (1 an pentru implementare și 20 ani de operare) și pentru o rată de actualizare de 5%.

4.7.1 Definiție parametri / ipoteze de calcul

Toți parametrii de intrare / ipotezele de calcul utilizate pentru analiza economică sunt aceleași cu cei definiți în cadrul analizei financiare.

În plus față de analiza financiară, pentru determinarea indicatorilor de performanță economică (RIRE – rata internă de rentabilitate economică, VANE – venit net actualizat economic), se va lua în considerare și un beneficiu indirect generat de implementarea, respectiv operarea ulterioară a centralei fotovoltaice. Acest beneficiu indirect definit în prezenta analiză economică se regăsește în tonele de carbon evitate, aferente producției de energie electrică valorificabilă din fotovoltaic.

4.7.2 Variabile de intrare

Singura modificare față de descrierea de la analiza financiară este reprezentată în categoria de venituri, prin adăugarea beneficiului indirect, completând partea de venituri astfel :

Venituri

Venituri prin valorificarea energiei electrice.

Beneficiu indirect tone de carbon evitate, aferente producției de energie electrică valorificabilă din fotovoltaic.

Cheltuieli

Din aceste considerente analiza economică se va face plecând de la acest scenariu, integrând și beneficiul indirect amintit anterior.

Determinarea cantității de carbon evitat se face plecând de la un factor de conversie de 0.6119 tCO₂ pentru fiecare MWh.

Astfel, dacă în scenariul recomandat avem o cantitate de 1,736.12 MWh/an, ținând cont de factorul de conversie în valoare de 0.6119 tCO₂/MWh, rezultă o cantitate de 1,062.33 tCO₂/an evitate.

Beneficiu indirect pentru fiecare tonă de carbon evitat este de 325.00 lei/tCO₂, ceea ce determină un beneficiu indirect de 345,26 mii Lei/an.

4.7.3 Principali indicatori de performanță economică

Ilustrăm în continuare indicatorii de performanță economică obținuți în urma proiecției financiare realizate.

Valorile de simulare sunt următoarele :

Varianta simulare	<u>ANALIZA - FOTOVOLTAIC</u>	
ANALIZA ECONOMICA : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRE	26.55%	%
VANE	18,260.87	mii LEI
VANE incasari	26,608.06	mii LEI
VANE cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	4.73	ani
Castig mediu anual	869.57	mii LEI
RBC	3.19	-

Nota : Proiecțiile financiare detaliate se regăsesc în Anexe, cu valorile pe fiecare an.

În cazul acestei variante de simulare se constată $RIRE > \text{rata de actualizare de } 5\%$, VANE are valoare pozitivă, implicit raportul cost/beneficiu este supraunitar, fapt care demonstrează fezabilitatea proiectului, în ipotezele de calcul considerate.

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate a proiectului este necesara, deoarece in cadrul analizei cost beneficiu se utilizeaza diversi parametrii care pot varia pe parcursul duratei de analiza considerata.

In consecinta acest fapt poate determina variatii ale indicatorilor calculati. Indicatorii de performanta financiara relevanti in acest caz sunt reprezentati de rata interna de rentabilitate financiara (RIRF), respectiv valoarea actuala neta financiara (VANF), in special VANF datorita comparatiei specificului scenariilor analizate.

Prin intermediul analizei de senzitivitate identificam parametrii variabili folositi in calculul de proiect.

Scenariul de referinta pentru analiza de senzitivitate va fi scenariul :

Indicativ simulare	Descriere
1	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila

4.8.1 Definire ipoteze de calcul – variabile selectate

Datorita specificului proiectului de fata am definit urmatorii parametrii variabili – variabile critice :

- Valoare productie de energie electrica valorificabila (vom realiza o proiectie cu plafonare la valoarea maxima pentru productia de energie electrica, scenariu optimist, cu scop de prezentare),
- Pret energie electrica (tendinte de pret analizate : diminuare pret cu analiza valorilor de comutatie, tendintele de crestere ale pretului energiei electrice conducand la accelerarea recuperarii investitiei – scopul este de a determina comutatia proiectului din fezabil in nefezabil, cu indicarea valorii pentru pretul energiei electrice pentru care proiectul devine nefezabil),
- Cost investitional (tendinte de cost analizate : apreciere cost investitional cu analiza valorilor de comutatie, tendintele de scadere ale costului investitional conducand la accelerarea recuperarii investitiei – scopul este de a determina comutatia proiectului din fezabil in nefezabil, cu indicarea valorii pentru costul investitional pentru care proiectul devine nefezabil).

Scopul determinarii acestor parametrii critici este acela de a-i varia si de a evidentia impactul pe care aceste variatii il au asupra indicatorilor de performanta ai proiectului.

Vom determina valorile de comutatie pentru variabilele critice identificate pentru a reflecta variatiile indicatorilor RIRF si VANF.

Valoarea de comutatie pentru fiecare variabila critica in parte ne indica variatiile pentru care proiectul devine nefezabil, adica $RIRF < 5\%$ (rata de actualizare), respectiv VANF devine negativ.

În cazul variabilei critice, valoarea producției de energie electrică valorificabilă, vom simula pe plafonul maxim.

Determinarea valorilor de comutație ne va ilustra nivelul de risc al preturilor pentru care proiectul ar deveni nefezabil.

În consecința simularilor de sensibilitate, pentru fiecare variabilă critică în parte identificată, vor fi detaliate în cadrul următoarelor subcapitole.

4.8.2 Definire scenariilor de simulare

4.8.2.1 Variabilă identificată „producție valorificabilă de energie electrică”

Prezentăm în forma tabelară scenariile de simulare considerate :

Denumire	Indicativ simulare	Valoare producție [MWh/an]	Observatii
Sim 1 : Scenariu 1 Centrală fotovoltaică 1502.85 kW - FARA finanțare nerambursabilă	1	1,736.12	producție energie electrică de referință
Sim 1.1 : Scenariu 1 Centrală fotovoltaică 1502.85 kW - FARA finanțare nerambursabilă (producție MAXIMA - PVGIS-ERA5)	1.1	1,753.56	producție MAXIMA de energie electrică

4.8.2.2 Variabila identificata „pret energie electrica”

Prezentam in forma tabelara scenariile de simulare considerate :

Denumire	Indicativ simulare	Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	1	1,092.44
Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	1.2	900.00
Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	1.3	700.00
Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	1.4	500.00
Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	1.5	450.00
Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	1.6	400.00

Nota : Pe ultimul rand este indicata valoarea pentru care proiectul este nefezabil.

4.8.2.3 Variabila identificata „investitie”

Prezentam in forma tabelara scenariile de simulare considerate :

Denumire	Indicativ simulare	Aprecierea valorii investitiei [%]
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	1	0.00%
Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	1.7	50.00%
Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	1.8	100.00%
Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	1.9	150.00%
Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	1.10	170.00%
<i>Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)</i>	<i>1.11</i>	<i>175.00%</i>

Nota : Pe ultimul rand este indicata valoarea pentru care proiectul este nefezabil.

4.8.3 Principalii indicatori de performanta financiara – senzitivitati

Pentru fiecare scenariu in parte, respectiv varianta de simulare, vom ilustra in cadrul acestui capitol valorile obtinute pentru indicatorii de performanta financiara.

4.8.3.1 Variabila identificata „productie valorificabila de energie electrica”

Simulari aferente SCENARIU 1 – 1502.85 kWp

Valorile de simulare pentru scenariul de referinta sunt urmatoarele :

SCENARIU DE REFERINTA		
Varianta simulare	<u>Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila</u>	
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Valorile de simulare sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) -</u> <u>productie MAXIMA</u>	
Sim 1.1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (productie MAXIMA - PVGIS-ERA5)			
Denumire		Valoare	
RIRF	22.41%	%	
VANF	14,388.81	mii LEI	
VANF incasari	22,736.51	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.70	mii LEI	
TR	5.38	ani	
Castig mediu anual	685.18	mii LEI	
RBC	2.72	-	

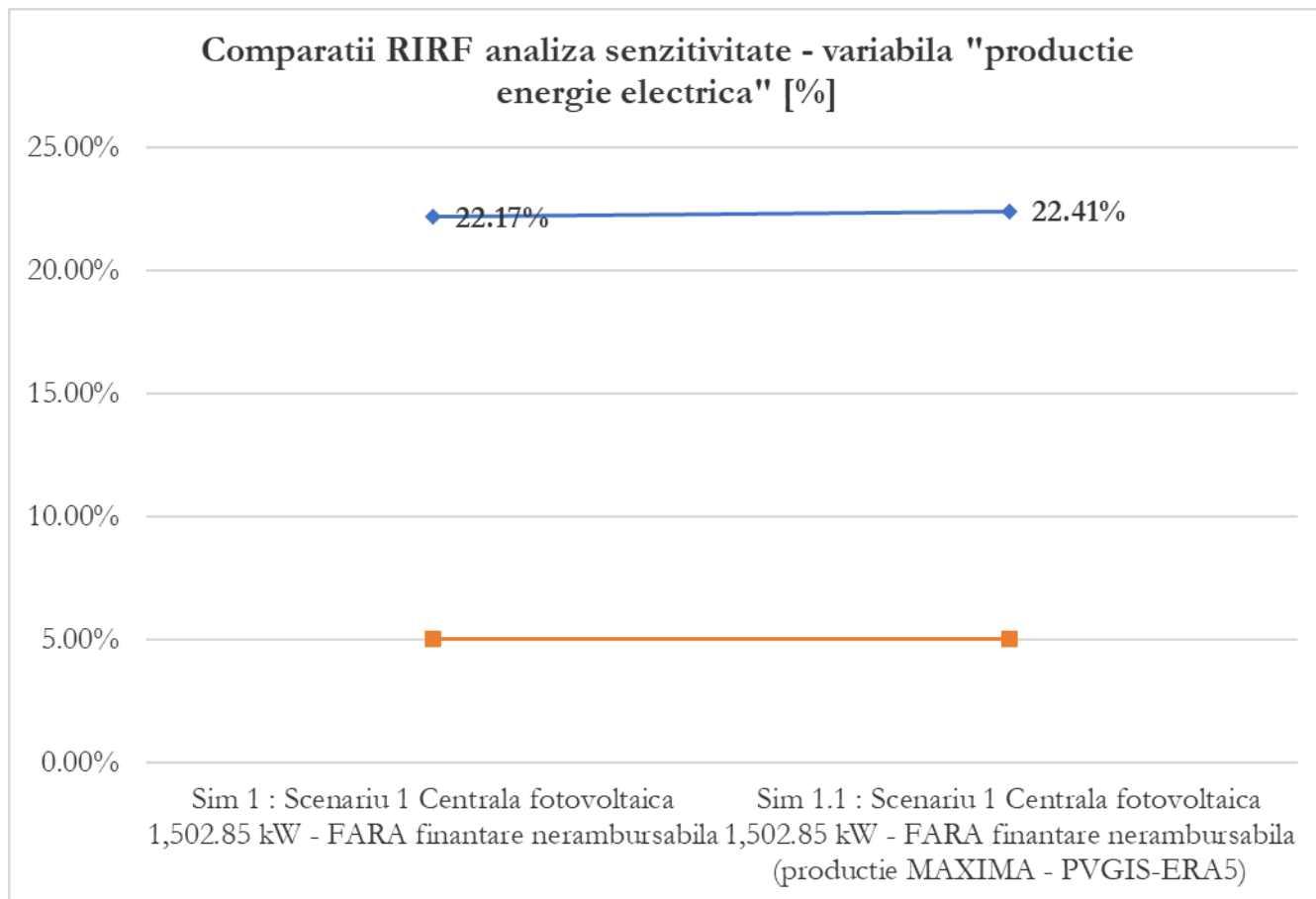
Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

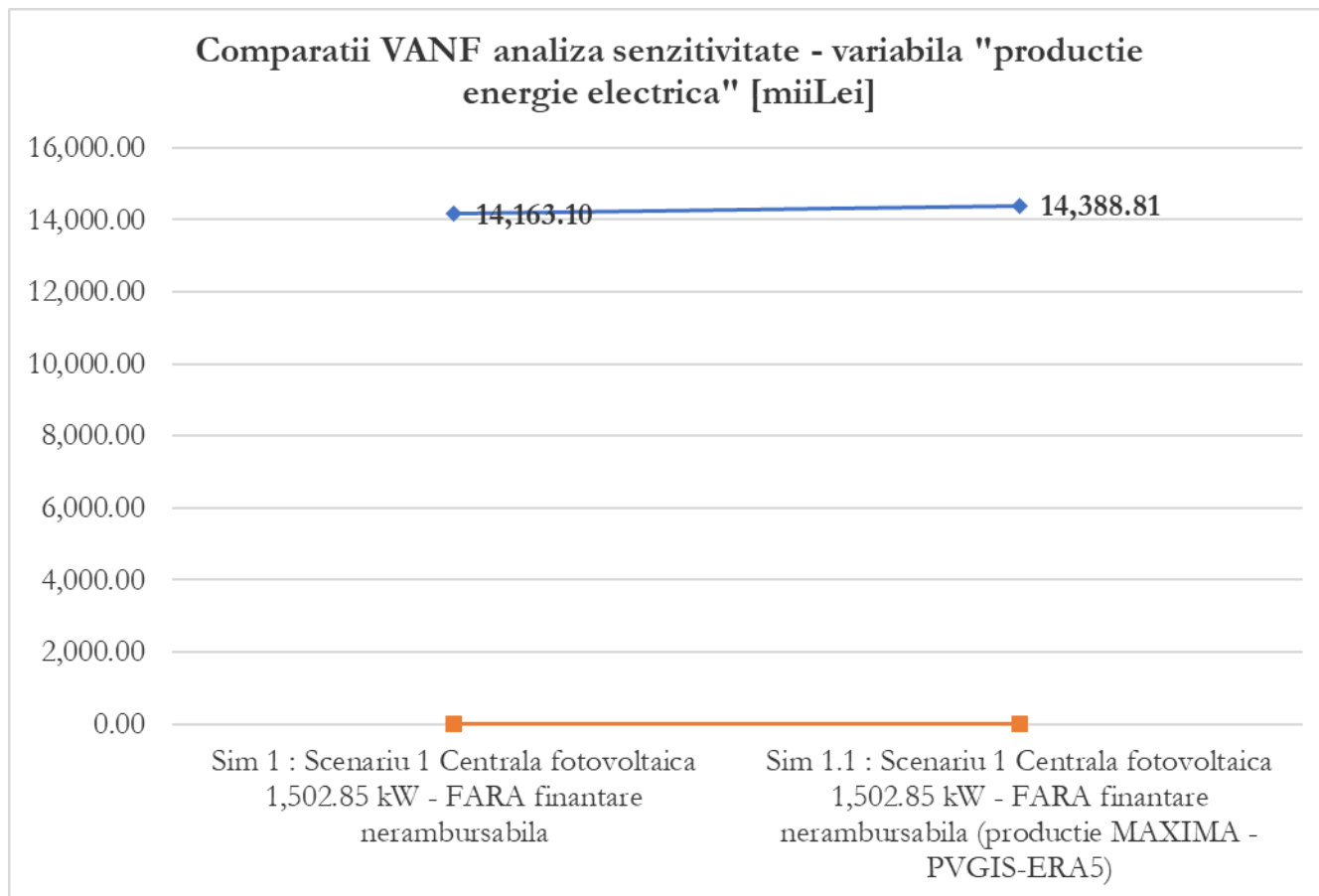
Se constata $RIRF >$ rata de actualizare de 5%, VANF are valoare pozitiva, implicit raportul cost beneficiu este supraunitar, fapt care demonstreaza fezabilitatea proiectului, in ipotezele de calcul considerate.

CENTRALIZARE senzitivitati variabila „productie energie electrica” :

Senzitivitate productie energie electrica			
Apreciere a valorii productiei de energie electrica [MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,736.12	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
1,753.56	Sim 1.1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (productie MAXIMA - PVGIS-ERA5)	22.41%	14,388.81

Reprezentările grafice ale indicatorilor de performanță financiară RIRF și VANF sunt următoarele :





4.8.3.2 Variabila identificata „pret energie electrica”

Simulari aferente SCENARIU 1 – 1502.85 kWp

Valorile de simulare pentru scenariul de referinta sunt urmatoarele :

SCENARIU DE REFERINTA		
Varianta simulare	<u>Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila</u>	
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Valorile de simulare sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) - pret</u> <u>energie electrica</u>	
Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)			
Denumire		Valoare	
RIRF	17.80%	%	
VANF	10,197.82	mii LEI	
VANF incasari	18,545.01	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	6.40	ani	
Castig mediu anual	485.61	mii LEI	
RBC	2.22	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) - pret</u> <u>energie electrica</u>	
Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)			
Denumire		Valoare	
RIRF	13.04%	%	
VANF	6,076.71	mii LEI	
VANF incasari	14,423.89	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	8.01	ani	
Castig mediu anual	289.37	mii LEI	
RBC	1.73	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) - pret</u> <u>energie electrica</u>	
Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)			
Denumire		Valoare	
RIRF	7.80%	%	
VANF	1,955.60	mii LEI	
VANF incasari	10,302.78	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	10.97	ani	
Castig mediu anual	93.12	mii LEI	
RBC	1.23	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) - pret</u> <u>energie electrica</u>	
Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)			
Denumire		Valoare	
RIRF	6.36%	%	
VANF	925.32	mii LEI	
VANF incasari	9,272.50	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	12.14	ani	
Castig mediu anual	44.06	mii LEI	
RBC	1.11	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) - pret</u> <u>energie electrica</u>	
Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)			
Denumire		Valoare	
RIRF	4.84%	%	
VANF	-104.96	mii LEI	
VANF incasari	8,242.23	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	13.63	ani	
Castig mediu anual	-5.00	mii LEI	
RBC	0.99	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

CENTRALIZARE senzitivitati variabila „pret energie electrica” :

In cadrul acestui subcapitol centralizam rezultatele fiecarei simulari din cadrul analizei de senzitivitate, considerand variatiile pentru variabila critica „pret energie electrica”.

In acest sens vom prezenta in forma tabelara functie de fiecare simulare in parte, senzitivitatile negative, pentru a avea o imagine de ansamblu asupra evolutiei indicatorilor de performanta financiara. Atingerea valorilor mai mici de 5% pentru RIRF, respectiv valori ale VANF negative vor fi evidentiata in cadrul tabelelor cu culoare galbena pentru a vedea trecerea in conditii de nefezabilitate a proiectului, functie de scenariile imaginate :

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,092.44	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
900.00	Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	17.80%	10,197.82
700.00	Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	13.04%	6,076.71
500.00	Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	7.80%	1,955.60

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
450.00	Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	6.36%	925.32
400.00	<i>Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)</i>	4.84%	-104.96

Nota :

Intre simularile „Simulare 1.6” (nefezabil : RIRF<5% si VANF<0) si „Simulare 1.5” (fezabil : RIRF>5% si VANF>0) se regaseste valoarea de comutatie a variabilei critice.

Valoarea de comutatie, pentru variabila critica identificata "pret energie electrica", este cuprinsa intre o scadere a acestuia cuprinsa intre :	450.00 Lei fara TVA/MWh
	400.00 Lei fara TVA/MWh

4.8.3.3 Variabila identificata „investitie”

Simulari aferente SCENARIU 1 – 1502.85 kWp

Valorile de simulare pentru scenariul de referinta sunt urmatoarele :

SCENARIU DE REFERINTA		
Varianta simulare	<u>Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila</u>	
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Valorile de simulare sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) -</u> <u>investitie</u>	
Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)			
Denumire		Valoare	
RIRF	13.75%	%	
VANF	10,015.13	mii LEI	
VANF incasari	22,510.28	mii LEI	
VANF cheltuieli	12,495.15	mii LEI	
TR	7.72	ani	
Castig mediu anual	476.91	mii LEI	
RBC	1.80	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare	<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) -</u> <u>investitie</u>	
Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)		
Denumire	Valoare	
RIRF	9.11%	%
VANF	5,867.17	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	16,643.11	mii LEI
TR	10.06	ani
Castig mediu anual	279.39	mii LEI
RBC	1.35	-

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare	<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) -</u> <u>investitie</u>	
Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)		
Denumire	Valoare	
RIRF	6.02%	%
VANF	1,719.21	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	20,791.07	mii LEI
TR	12.45	ani
Castig mediu anual	81.87	mii LEI
RBC	1.08	-

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare	<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) -</u> <u>investitie</u>	
Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)		
Denumire	Valoare	
RIRF	5.03%	%
VANF	60.03	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	22,450.25	mii LEI
TR	13.43	ani
Castig mediu anual	2.86	mii LEI
RBC	1.00	-

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

Varianta simulare		<u>ANALIZA SENZITIVITATE -</u> <u>SCENARIU 1 (recomandat) -</u> <u>investitie</u>	
Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)			
Denumire		Valoare	
RIRF	4.80%	%	
VANF	-354.77	mii LEI	
VANF incasari	22,510.28	mii LEI	
VANF cheltuieli	22,865.05	mii LEI	
TR	13.67	ani	
Castig mediu anual	-16.89	mii LEI	
RBC	0.98	-	

Nota : Proiectiile financiare detaliate se regasesc in Anexe, cu valorile pe fiecare an.

CENTRALIZARE senzitivitati variabila „investitie” :

In cadrul acestui subcapitol centralizam rezultatele fiecarei simulari din cadrul analizei de senzitivitate, considerand variatiile pentru variabila critica „investitie”.

In acest sens vom prezenta in forma tabelara functie de fiecare simulare in parte, senzitivitatile negative, pentru a avea o imagine de ansamblu asupra evolutiei indicatorilor de performanta financiara.

Atingerea valorilor mai mici de 5% pentru RIRF, respectiv valori ale VANF negative vor fi evidentiata in cadrul tabelelor cu culoare galbena pentru a vedea trecerea in conditii de nefezabilitate a proiectului, functie de scenariile imaginate :

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
0.00%	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
50.00%	Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	13.75%	10,015.13
100.00%	Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	9.11%	5,867.17
150.00%	Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	6.02%	1,719.21

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
170.00%	Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	5.03%	60.03
175.00%	<i>Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)</i>	4.80%	-354.77

Nota :

Intre simularile „Simulare 1.11” (nefezabil : RIRF<5% si VANF<0) si „Simulare 1.10” (fezabil : RIRF>5% si VANF>0) se regaseste valoarea de comutie a variabilei critice.

Valoarea de comutatie, pentru variabila critica identificata "investitie", este cuprinsa intre o apreciere a acesteia cuprinsa intre :	175.00%
	170.00%

4.8.4 Analiza SWOT

Dupa definirea scenariilor de baza a fost facuta o selectie primara, conform tabelului de mai jos :

Varianta simulare	<u>ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 1</u>	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Varianta simulare	<u>ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 2</u>	
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	18.88%	%
VANF	5,292.67	mii LEI
VANF incasari	9,248.31	mii LEI
VANF cheltuieli	3,955.64	mii LEI
TR	6.13	ani
Castig mediu anual	252.03	mii LEI
RBC	2.34	-

Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
<u>Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila</u>	<u>22.17%</u>	<u>14,163.10</u>
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila	18.88%	5,292.67

Apreciere RIRF scenariu 1 versus scenariu 2	Apreciere VANF scenariu 1 versus scenariu 2
[%]	[%]
17.42%	167.60%

Clasificare primara scenarii de baza	
Denumire scenariu	Filtrare din punct de vedere tehnico-economic ACTIUNE
<u>Scenariu 1 – 1502.85 kWp</u>	<u>selectat</u>
Scenariu 2 – 617.48 kWp	Scenariul a fost eliminat datorita faptului ca indicatorii de performanta financiara sunt net inferiori scenariului 1

Conform analizei de senzitivitate rezultatele centralizate (din punct de vedere al RIRF și VANF) sunt următoarele :

- Variabila „valoare producție” :

Senzitivitate producție energie electrică			
Apreciere a valorii producției de energie electrică [MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,736.12	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaică 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabilă	22.17%	14,163.10
1,753.56	Sim 1.1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaică 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabilă (producție MAXIMA - PVGIS-ERA5)	22.41%	14,388.81

Concluzie : Considerarea unui soft de calcul cu o anumită librărie sau altă de valori pentru modelul matematic de calcul NU influențează în mod decisiv fezabilitatea proiectului, respectiv indicatorii de performanță financiară ai acestuia, neexistând riscuri din acest punct de vedere.

- Variabila „pret energie electrica” :

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,092.44	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
900.00	Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	17.80%	10,197.82
700.00	Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	13.04%	6,076.71
500.00	Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	7.80%	1,955.60
450.00	Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	6.36%	925.32

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
400.00	<i>Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)</i>	4.84%	-104.96

Valoarea de comutatie, pentru variabila critica identificata "pret energie electrica", este cuprinsa intre o scadere a acestuia cuprinsa intre :	450.00 Lei fara TVA/MWh
	400.00 Lei fara TVA/MWh

Concluzie :

Considerand variatii de depreciere ale pretului energiei electrice se determina valoarea de comutatie a proiectului, valoare cuprinsa intre 450.00 – 400.00 Lei fara TVA/MWh (fata de pretul de referinta considerat in datele de intrare ale analizei financiare).

Nici in acest caz nu identificam un risc real de nefezabilitate a proiectului, sansele pentru pretul energiei electrice de a se regasi in intervalul anterior precizat fiind foarte mici.

Pe de alta parte, atragem atentia asupra senzitivitatilor +, pentru aceleasi variatii considerate la determinarea valorilor de comutatie ale pretului energiei electrice in senzitivitatea -, care ating valori de piata actuale (neluand in calcul pretul plafonal, ca masura temporara), respectiv atrag aprecieri semnificative ale RIRF si VANF.

Cu alte cuvinte, orice modificare a pretului energiei electrice in sens de crestere a acestuia, accelereaza considerabil amortizarea investitiei (avand influenta directa in venitul generat de proiect).

- Variabila „investitie” :

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
0.00%	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
50.00%	Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	13.75%	10,015.13
100.00%	Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	9.11%	5,867.17
150.00%	Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	6.02%	1,719.21
170.00%	Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	5.03%	60.03

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
175.00%	<i>Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)</i>	4.80%	-354.77

Valoarea de comutatie, pentru variabila critica identificata "investitie", este cuprinsa intre o apreciere a acesteia cuprinsa intre :	175.00%
	170.00%

Concluzie :

Considerand variatii de apreciere ale investitiei se determina valoarea de comutatie a proiectului, valoare cuprinsa intre 170.00 – 175.00% (fata de costul investitional de referinta considerat in datele de intrare ale analizei financiare).

Nici in acest caz NU identificam un risc real de nefezabilitate a proiectului, sansele pentru costul investitional de a se regasi in intervalul anterior precizat fiind foarte mici.

Pe de alta parte, orice modificare a costului investitional in sens de scadere a acestuia, accelereaza considerabil amortizarea investitiei (avand influenta directa in venitul generat de proiect).

4.9. Analiza de riscuri

Prin intermediul analizei de risc definim factorii de risc care pot avea un impact major asupra indicatorilor de performanță ai proiectului analizat.

Pretul de achiziție al echipamentelor poate reprezenta un factor de risc. Acest risc poate să apară, deoarece piața este una relativ instabilă și are impact asupra rentabilității proiectului. În acest moment nu considerăm acest aspect ca fiind un factor decisiv în fezabilitatea proiectului.

Riscul de operare nu este un risc major, deoarece operarea sistemelor este o operare clasică, nu se deosebește de operarea sistemelor clasice gen cazane. Acesta poate fi însă generat de o proiectare defectuoasă sau de achiziția de echipamente de la un producător puțin credibil.

Riscul de venit are impact mare asupra indicatorilor economici. Rentabilitatea proiectului depinde în mod direct de producția de energie electrică realizată.

Riscul de finalizare nu reprezintă un risc major al investiției. Echipamentele propuse sunt echipamente clasice, dovedindu-și randamentul și funcționarea de-a lungul anilor (singurul aspect ce poate influența finalizarea proiectului este „întârzierea” livrărilor de materiale datorată unei cereri mari în această perioadă).

O eventuală extindere pe o perioadă mai mare decât cea estimată a activităților de pregătire a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție nu va afecta indicatorii de performanță ai proiectului.

În sensul celor precizate anterior, am considerat implementarea investiției în circa 1 an în cadrul proiectelor financiare, an în care centrala fotovoltaică nu generează venituri – asigurându-ne astfel de orice întârziere ce poate să apară în acest sens.

Activitățile necesare implementării proiectului se vor executa de către firme specializate, cu experiență similară în acest gen de proiecte, pentru a nu exista riscul de întârziere a PIF.

4.9.1 Prezentarea factorilor de risc tehnic/tehnologic și a măsurilor de prevenire a acestora, pentru faza SF

A) Sisteme tehnologice de producere a energiei

Factori de risc:

- Ridicarea de construcții, depozitarea de materiale, efectuarea de lucrări subterane/supraterane pe traseele instalațiilor de utilizare a gazelor naturale și/sau pe traseele instalațiilor operatorului sistemului de distribuție/transport al gazelor naturale aflate pe proprietatea consumatorului, fără acordul scris, prealabil, al operatorului sistemului de distribuție/transport al gazelor naturale;
- Metode de proiectare neadecvate;
- Proiectare fără respectarea Prescripțiilor Tehnice, ISCIR etc., în vigoare;

- Achiziționarea de echipamente cu fiabilitate necorespunzătoare condițiilor de funcționare impuse;
- Achiziționarea de materiale incompatibile cu condițiile de funcționare impuse, altele decât cele din proiect;
- Contractarea unor firme de montaj neautorizate pentru montarea categoriilor de instalații care fac obiectul investiției.

Măsuri de prevenire a riscurilor:

- Alegerea unor echipamente cu fiabilitate ridicată;
- Alegerea unor echipamente compatibile cu sistemele existente pe amplasament, care rămân în continuare în funcțiune.
- Nu se va construi, nu se vor depozita materiale și nu se vor efectua lucrări subterane/supraterane pe traseele instalațiilor de utilizare a gazelor naturale și/sau pe traseele instalațiilor operatorului sistemului de distribuție/transport al gazelor naturale aflate pe proprietatea consumatorului, fără acordul scris, prealabil, al operatorului sistemului de distribuție/transport al gazelor naturale;
- Achiziționarea de materiale care să corespundă tuturor condițiilor tehnice impuse.

B) Sisteme electrice și de automatizare

Instalații electrice de joasă tensiune:

Factori de risc:

- funcționare necorespunzătoare
- scoaterea de sub tensiune a barelor de alimentare
- șocuri termice și mecanice datorită exploziilor de echipamente sau acționărilor greșite
- poluarea mediului ambiant de lucru cu noxe periculoase pentru sănătate
- zone zgomotoase peste limitele admise
- temperaturi peste limitele suportabile în zonele de lucru

Măsuri de prevenire a riscurilor:

- dimensionarea corectă a echipamentelor corespunzător curenților de scurtcircuit ce pot apare
- dimensionarea corespunzătoare a surselor de alimentare
- utilizarea de echipamente fiabile, cu mentenanță redusă și corespunzătoare mediului în care funcționează
- utilizarea de dulapuri compartimentate în vederea limitării efectelor unor defecțiuni

- prevederea de protecții electrice corespunzătoare, performante și reglate conform condițiilor de funcționare
- coordonarea protecțiilor electrice în vederea realizării selectivității declanșărilor
- gruparea corespunzătoare a consumatorilor, funcție de categoria lor, pe bare având alimentări de lucru și rezervă
- realizarea unor scheme de blocaj pentru evitarea unor manevre greșite
- stabilirea unui ansamblu de măsuri tehnico-organizatorice pentru desfășurarea lucrărilor de construcții, montaj și exploatare în condiții de siguranță

Cabluri

Factori de risc:

- încălzirea peste limitele admisibile care conduce la deteriorarea izolației
- producerea de scurtcircuite prin persistența unei puneri la pământ
- transmiterea de perturbații electromagnetice
- apariția de incendii
- poluarea mediului ambiant de lucru cu noxe periculoase pentru sănătate
- temperaturi peste limitele suportabile în zonele de lucru

Măsuri de prevenire a riscurilor:

- prevederea de cabluri corespunzătoare mediului în care sunt pozate și realizate constructiv pentru posibilitatea funcționării în mediile respective
- prevederea de protecții specifice corespunzătoare
- prevederea de cabluri cu izolație necombustibilă sau greu combustibilă (cu întârziere la propagarea flăcării)
- prevederea de capete terminale din materiale incombustibile sau greu combustibile
- prevederea de etanșări, separări și compartimentări realizate constructiv și cu materiale incombustibile sau greu combustibile
- prevederea ventilației de lucru și de avarie în încăperile gospodăriei de cabluri

Instalația de legare la pământ:

Factori de risc:

- pierderea continuității care poate conduce la accidentarea prin electrocutare a personalului.

Măsuri de prevenire a riscurilor:

- prevederea de materiale care să evite coroziunea sau să o limiteze (oțel zincat)
- prevederea de măsurători și verificări specifice la punerea în funcțiune și pe durata exploatării

Sisteme de automatizare

Factori de risc:

- funcționare necorespunzătoare a echipamentelor;
- scoaterea din funcțiune datorită defectelor apărute în instalație;
- scoaterea din funcțiune datorită dispariției curentului operativ de climatizare al echipamentelor;
- poluarea mediului ambiant de lucru cu noxe periculoase pentru sănătate;
- temperaturi peste limitele suportabile în zonele de lucru.

Măsuri de prevenire a riscurilor:

- prevederea de echipamente fiabile, cu mentenanță redusă
- prevederea unor sisteme de protecție redundante
- prevederea de protecții electrice corespunzătoare, performante și reglate conform condițiilor de funcționare a echipamentelor pe care le deserveșc
- prevederea aparatelor/echipamentelor cu grad de protecție corespunzător mediului

4.9.2 Managementul riscurilor de incendiu

Prezentarea factorilor de risc de incendiu și a măsurilor de prevenire

A) Sisteme tehnologice de producere a energiei

Identificarea riscului de incendiu reprezintă procesul de stabilire și determinare a factorilor ce pot genera, contribui și/sau favoriza producerea, dezvoltarea și/sau propagarea unui incendiu.

Principalii factori de risc de incendiu sunt:

- materialele și substanțele combustibile existente în sistemele tehnologice de producere a energiei;
- incompatibilitatea dintre natura incendiilor și substanțele de stingere utilizate;
- scurtcircuit la acționările electrice.

Măsuri de prevenire a incendiilor:

- În perioada de montaj, executantul are obligația de a asigura securitatea obiectivelor învecinate împotriva incendiilor și de a dota locurile de muncă cu materiale și echipamente de stins incendiu;
- Este interzisă folosirea focului deschis în locurile în care se utilizează, manipulează, depozitează substanțe combustibile, sau care în prezența focului deschis prezintă pericol de incendiu sau de explozie;
- Căile de acces, de evacuare și de intervenție trebuie să fie menținute în permanență practicabile și curate;
- Deșeurile și reziduurile combustibile rezultate, se colectează ritmic, dar obligatoriu la terminarea schimbului și se depun în locurile destinate depozitării sau distrugerii lor, astfel încât locurile de muncă să fie în permanență curate;
- Se vor lua măsurile impuse de normele lucrărilor cu foc deschis, sudură electrică și tăiere cu flacăra, lucrările fiind executate și supravegheate numai de persoane calificate, experimentate și instruite, iar echipamentele sau aparatele utilizate vor fi în stare bună; se vor respecta distanțele impuse în ceea ce privește amplasarea locului unde se efectuează sudură și amplasarea buteliei de carbid, oxigen sau/și acetilenă;
- Materialele utilizate la izolarea termică a conductelor vor fi în limita posibilităților incombustibile și se vor asigura împotriva îmbibării cu substanțe inflamabile, motorină, ulei sau păcură și vor fi complet evacuate după terminarea montajului;
- Se vor prevedea dotații de prima intervenție în caz de incendiu.

B) Sisteme electrice și de automatizare

Instalații electrice de joasă tensiune:

S-au avut în vedere:

- Echipamente și cabluri electrice corespunzătoare categoriei de pericol de incendiu a zonei respective;
- Elemente de construcție incombustibile sau greu combustibile;
- Separări, distanțări, compartimentări, etanșări;
- Colectarea uleiului de la echipamentele cu ulei;
- Instalații de semnalizare a începutului de incendiu:
 - manuale;
 - cu comandă centralizată.

Prevederea dotațiilor de primă intervenție în caz de incendiu.

Instalația de legare la pământ:

Instalația de legare la pământ fiind executată numai din metal (oțel, cupru) nu prezintă nici un fel de pericol de incendiu și nu necesită nici un fel de măsuri speciale din punct de vedere al securității la incendiu.

Sisteme de automatizare:

S-au avut în vedere:

Elemente de construcție și de montaj incombustibile sau greu combustibile.

Echipamente AMC corespunzătoare categoriei de pericol de incendiu a încăperii.

C) Instalații electrice aferente clădirilor

În documentație s-a urmărit prevederea soluțiilor tehnice care să nu favorizeze declanșarea sau extinderea incendiilor.

Pentru perioada de exploatare, s-au prevăzut:

- materiale și aparataj corespunzător categoriei de pericol de incendiu
- instalație de iluminat de siguranță.

Pentru perioada de execuție măsurile respective se stabilesc de către elaboratorul documentației de organizare a șantierului și de către unitatea de execuție, cu respectarea prevederilor Normativului C300/94.

D) Instalații sanitare aferente clădirilor

S-a avut în vedere asigurarea combustibilității și rezistenței la foc a elementelor componente ale instalațiilor, în limitele normate.

Pentru perioada de execuție a lucrărilor, se vor respecta măsurile de securitate la incendiu stabilite de executantul lucrării.

E) Instalații de încălzire aferente clădirilor

S-a urmărit prevederea de soluții tehnice care corespund cerințelor normelor/normativelor aplicabile în vigoare.

Măsuri pentru perioada de exploatare: se vor respecta prevederile firmei producătoare/ furnizoare cuprinse în cartea tehnică/prospectul produselor.

Pentru perioada de execuție: măsurile specifice stabilite de firmele de execuție, în conformitate cu prevederile Normativului C300-94 și PE009/93.

F) Rețele hidrotehnice

Factorii de risc de incendiu sunt aferenți lucrărilor de montaj (conducte, confecții metalice etc.), respectiv:

- manipularea produselor inflamabile (diluanti, vopsele, etc.);
- executarea lucrărilor de sudură;
- manipularea necorespunzătoare a combustibilului pentru utilajele din dotare;
- factorul uman prin nerespectarea normelor de apărare împotriva incendiilor.

Se menționează următoarele măsuri de prevenire a riscurilor de incendiu:

- Se va avea grijă ca în timpul montajului să se mențină o curățenie perfectă, eventualele rămășițe de materiale de izolații și soluții inflamabile să fie evacuate, întrucât pot provoca sau extinde incendii. Executantul are obligația să predea locul de muncă curat. Se vor curăța spațiile în care, în timpul montajului conductelor de drenaj, s-au depozitat materiale de montaj.
- Periodic se va face instruirea personalului. Executantul are obligația de a asigura securitatea obiectivelor împotriva incendiilor în timpul execuției lucrărilor.
- Execuția lucrărilor prevazute trebuie să se facă astfel încât să nu se blocheze căile de acces pentru intervenție în caz de incendiu.

4.9.3 Managementul riscurilor de accidentare și îmbolnăviri profesionale

Legislație aplicabilă

- Hotărârea nr. 191/2018 pentru aprobarea Strategiei naționale în domeniul securității și sănătății în muncă pentru perioada 2018-2020 Legea securității și sănătății în muncă nr.319/2006, cu modificările ulterioare Hotărârea Guvernului Nr. 1425/2006 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor Legii securității și sănătății în muncă nr.319/2006, cu modificările și completările ulterioare
- Hotărârea Guvernului nr.557/2007 privind completarea măsurilor destinate să promoveze îmbunătățirea securității și sănătății la locul de muncă pentru salariații încadrați în baza unui contract individual de muncă pe durată determinată și pentru salariații temporari încadrați la agenți de muncă temporară (transpune Directiva 91/383/CEE a Consiliului din 25 iunie 1991 de completare a măsurilor destinate să promoveze îmbunătățirea securității și sănătății la locul de muncă în cazul lucrătorilor care au un raport de muncă pe durată determinată sau un raport de muncă temporară)
- Legea nr.346/2002 privind asigurarea pentru accidente de muncă și boli profesionale *** Republicată, cu modificările și completările ulterioare Hotărârea Guvernului nr. 355 din 11 aprilie 2007 privind supravegherea sănătății lucrătorilor, cu modificările și completările ulterioare
- Hotărârea Guvernului nr.1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă.
- Hotărârea Guvernului nr.1146/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă
- Hotărârea Guvernului nr.1048/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă .
- Hotărârea Guvernului nr. 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă, cu modificările și completările ulterioare Hotărârea Guvernului nr. "Regulamentul privind protecția și igiena muncii în construcții" elaborat de Ministerul Lucrarilor Publice și Amenajării Teritoriului (Ordinul Nr. 9/N/1993);
- Ordinul Ministrului Muncii și Protecției Sociale nr. 807/2000 privind aprobarea Normelor specifice de protecția muncii pentru lucrări de reparații, consolidări, demolări și translații de clădiri nr. 92/2000;
- HGR nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile, completată prin HGR 601/2007;
- HGR nr. 1.146/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- HGR Nr. 971/2006, privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1.051/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special de afecțiuni dorsolombare;

- HGR nr. 1048/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1218/2006 privind stabilirea cerințelor minime de securitate și sănătate în muncă pentru asigurarea protecției lucrătorilor împotriva riscurilor legate de prezența agenților chimici;
- HGR nr. 493/2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de zgomot;
- Ordinul Ministrului Muncii, Solidarității Sociale și Familiei nr. 242/2007, pentru aprobarea Regulamentului privind formarea specifică de coordonator în materie de securitate și sănătate pe durata elaborării proiectului și/sau a realizării lucrării pentru șantiere temporare ori mobile.

Planul de prevenire și protecție

Conform prevederilor art. 13 lit. b) din legea 319/2006 angajatorul (firma de montaj) trebuie să întocmească un plan de prevenire și protecție care va fi revizuit ori de câte ori intervin modificări ale condițiilor de muncă, respectiv apariția unor riscuri noi.

În urma evaluării riscurilor pentru fiecare loc de muncă/post de lucru se stabilesc măsuri de prevenire și protecție, de natură tehnică, organizatorică, igienico-sanitară și de altă natură, necesare pentru asigurarea securității și sănătății lucrătorilor.

În urma analizei măsurilor prevăzute la aliniatul anterior, se stabilesc resursele umane și materiale necesare realizării lor.

Planul de prevenire și protecție va cuprinde cel puțin informațiile prevăzute în tabelul de mai jos.

Planul de prevenire și protecție se supune analizei lucrătorilor și/sau reprezentanților lor sau comitetului de securitate și sănătate în muncă, după caz, și trebuie să fie semnat de angajator.

Nr. crt.	Loc de muncă/post de lucru	Riscuri evaluate	Măsuri tehnice	Măsuri organizatorice	Măsuri igienico-sanitare	Măsuri de altă natură	Acțiuni în scopul realizării măsurii	Termen de realizare	Persoana care răspunde de realizarea măsurii	Observații
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Prezentarea factorilor de risc din punctul de vedere al securității muncii (locuri și operațiuni periculoase) și măsurile de securitate a muncii considerate la faza de SF

A) Sisteme tehnologice de producere a energiei

Principalii factori de risc de accidentare și îmbolnăviri profesionale cu care se confruntă participanții în procesul de muncă sunt:

- Neutilizarea echipamentului individual de protecție și alte mijloace de protecție acordate salariaților, precum și altor categorii de persoane care desfășoară activități la persoana juridică;
- Nerespectarea instrucțiunilor de protecția muncii specifice locului de muncă, respectiv activității depuse de persoanele participante la procesul de muncă;
- Utilizarea de echipamente tehnice necorespunzătoare din punct de vedere al prevederilor din norme, standardele și din alte reglementări referitoare la protecția muncii;
- Utilizarea de echipamente tehnice fără a avea aparatură de măsură, control, semnalizare și protecție necesară, într-o stare ireproșabilă de funcționare;
- Nerespectarea instrucțiunilor de exploatare a instalațiilor și echipamentelor tehnice, precum și a tehnologiilor de lucru specifice;
- Desfășurarea activității fără autorizație din partea inspectoratului teritorial de muncă, pentru funcționarea unității în condițiile legii din punct de vedere al sănătății și securității în muncă;
- Lipsa măsurilor tehnice, sanitare și organizatorice de securitate a muncii, corespunzător condițiilor de muncă și factorilor de mediu specifici unității, respectiv activităților din cadrul unității sau nerespectarea acestora;
- Nerespectarea de către conducerea unității, a obligațiilor ce-i revin conform legii, referitor la stabilirea atribuțiilor și răspunderilor participanților din subordine la procesul de muncă, corespunzător funcțiilor exercitate;
- Neelaborarea de reguli proprii pentru aplicarea normelor de protecția muncii, corespunzător condițiilor de desfășurare a activității la locul de muncă;
- Neefectuarea controlului în ceea ce privește cunoașterea și aplicarea de către toți participanții la procesul de muncă, a măsurilor tehnice, sanitare și organizatorice stabilite în conformitate cu prevederile legii în domeniul sănătății și securității în muncă;
- Neinformarea fiecărei persoane, asupra riscurilor la care se expune la locul de muncă, precum și asupra măsurilor de prevenire necesare;
- Angajarea de persoane neautorizate pentru exercitarea de meserii la care sunt prevăzute în mod expres prin normele de sănătate și securitate în muncă, condiții speciale de autorizare;
- Nesesizarea și/sau nesemnălarea la timp a oricăror defecțiuni tehnice sau situații care constituie pericole potențiale de accidentare sau îmbolnăvire profesională;
- Nespecificarea în instrucțiunile de lucru a acțiunilor și măsurilor ce trebuie întreprinse în cazul producerii accidentelor;
- Neadoptarea de măsuri de bună organizare și crearea unor condiții optime de lucru, în scopul prevenirii stresului la locul de muncă;
- Neacordarea materialelor igienico-sanitare, corespunzător locului de muncă.

Factorii specifici de risc din punct de vedere al securității muncii sunt:

- Lumina iradiată de arcul voltaic la sudarea electrică și la stiloscoparea materialelor pe perioada montajului;
- Echipamentele de gamagrafiere utilizate la verificarea sudurilor conductelor și elementelor de instalații;

- Lucrări cu foc deschis, sudură sau tăiere cu flacără oxiacetilenică;
- Folosirea de schele provizorii la montaj și circulația în vecinătatea acestora;
- Zonele cu sarcini ridicate în cârligul instalațiilor de ridicat;
- Podestele și scările cu urme de ulei sau motorină.

Lucrările de dezmembrare, dezafectare, a instalațiilor tehnologice termomecanice pot prezenta în principal următoarele pericole:

- Balans la piese în timpul deplasării;
- Căderea de pe structura metalică/beton a persoanelor ce se ocupă de demontare;
- Căderi de scule și materiale.

Măsuri de prevenire a riscurilor:

- Toate operațiile se vor face sub conducerea directă a responsabilului lucrării;
- Se vor prevedea avertizoare de pericol în zonele care prezintă pericol de accidentare;
- Se vor afișa în locuri vizibile marcaje care să indice sarcina admisibilă pe platforme și scări și se va urmări nedepășirea lor de către personal;
- Schelele provizorii vor fi bine fixate și marcate pentru sarcinile admisibile;
- Platformele și scările vor fi ținute în stare curată, neadmițându-se depozitarea pe ele a obiectelor de orice fel;
- Se vor face instructaje cu muncitorii astfel încât fiecare să-și cunoască locul și obligațiile ce-i revin în timpul lucrării;
- Cablurile de legare trebuie să corespundă sarcinii care se ridică, înscrisă pe fiecare element în parte, să nu prezinte îndoituri, ștrangulări, fire rupte, să fie ferite de muchiile ascuțite ale pieselor prin adaosuri de lemn sau metalice;
- Sarcinile se vor lega la dispozitivul de ridicat numai de către muncitorii instruiți în acest scop și numiți prin decizie drept "legători de sarcină";
- Comanda de ridicare se va da numai de către o singură persoană și anume maestrul responsabil de lucrare după ce s-a convins că legătura pentru ridicare (demontare) este corect realizată și este asigurată supravegherea corespunzătoare, iar personalul de deservire este instruit și la posturi;
- Se va controla:
 - stabilitatea (echilibrul) sarcinii;
 - îmbinările cablurilor;
 - eventualele tendințe de alunecare a legăturilor;
 - continuarea ridicării (coborârii sarcinii) este permisă numai dacă totul este în perfectă ordine;
- Personalul care lucrează la înălțime va fi asigurat cu centuri de siguranță și verificat înainte de începerea lucrării dacă este apt pentru astfel de lucrări;
- Nu se va lucra sub sarcina ridicată în cârligul instalațiilor de ridicat;

- Se vor folosi obligatoriu căștile de protecție și întreg echipamentul corespunzător lucrărilor prestate (ochelari, mănuși, șorțuri etc);
- Se vor lua măsurile impuse de normele lucrărilor cu foc deschis și tăierea cu flacăra;
- Lucrările de sudură vor fi efectuate de sudori autorizați conform prescripțiilor tehnice în vigoare;
- Întreprinderea de montaj va pune la dispoziția sudorilor și echipei de montaj întregul echipament de protecție;
- Beneficiarul va urmări ca executantul să predea locul de muncă curat, inclusiv spațiile în care în timpul montajului s-au depozitat provizoriu materialele;
- Se va interzice accesul persoanelor străine în zonele de montaj sau exploatare.
- Spațiile de depozitare, de demontare, vor fi iluminate, încălzite, ventilate și dotate cu instalații sanitare și toate dotările de securitate la incendiu și de securitate în muncă, conform legii;
- Se va asigura însușirea temeinică de către întregul personal a măsurilor de prevenire a accidentelor de muncă și îmbolnăvirilor profesionale și se va asigura respectarea conștientă a măsurilor respective;
- În fiecare loc de muncă se vor afișa instrucțiuni cu prevederile care trebuie respectate pentru evitarea accidentelor de muncă și a îmbolnăvirilor profesionale, precum și interdicțiile privind efectuarea unor manevre sau utilizarea unor metode necorespunzătoare de lucru.

B) Sisteme electrice și de automatizare

Pericole de accidentare avute în vedere

- a) Electrocutări sau arsuri prin atingere directă: protecția împotriva atingerilor nedorite a unui element aflat normal sub tensiune;
- b) Electrocutări sau arsuri prin atingere indirectă: protecția împotriva atingerii unui element (carcasă sau element de susținere) intrat accidental sub tensiune datorită unui defect de izolație, ruperi și căderi de conductoare etc.;
- c) Șocuri termice și mecanice datorită exploziilor de echipamente;
- d) Explozii în zonele unde se pot acumula amestecuri explozive (de gaze, vapori sau prafuri);
- e) Mediul ambiant de lucru poluat cu noxe periculoase pentru sănătate, zone zgomotoase peste limitele admise, temperaturi nesuportabile în zonele de lucru etc.

Măsuri de securitate și sănătate în muncă prevăzute în proiect

a) Protecția împotriva atingerilor directe:

- îngrădiri fixe sau mobile;
- echipamente în carcase închise;
- respectarea distanțelor de protecție, de izolație și de lucru;
- respectarea distanțelor pentru coridoare și accese;
- folosirea mijloacelor individuale de protecție pentru lucrări de exploatare;
- respectarea măsurilor de delimitare a zonelor de lucru și de eșalonare a operațiilor în timpul lucrului.

b) Protecția împotriva atingerilor indirecte la carcase și elemente de susținere, inclusiv stelaje și învelișuri metalice ale cablurilor:

- legarea la pământ;
- legarea la nul;
- egalizarea potențialelor.

c) Verificări în vederea punerii în funcțiune:

- măsurarea rezistențelor de izolație;
- verificarea legăturilor la instalația de protecție;
- măsurarea rezistenței de dispersie în pământ;
- măsurarea tensiunilor de atingere și de pas.

d) Asigurarea iluminatului normal și de siguranță.

C Lucrări de construcții și arhitectură

În conformitate cu prevederile HGR nr. 300/2006, în cazul unui proiect în care conlucrează mai multe specialități, beneficiarul are obligația de a desemna "coordonatori de securitate și sănătate" atât pentru faza de realizare a proiectului cât și în faza de execuție. Acești coordonatori vor întocmi:

- planul de securitate și sănătate care va avea în vedere prevederile Directivei 89/391/CCE;
- registrul de coordonare;
- dosarul de intervenții ulterioare;
- declarația prealabilă.

Antreprenorul, contractorii și subcontractorii vor întocmi planurile de securitate și sănătate proprii, integrate în planul de securitate și sănătate al lucrării.

La execuția lucrărilor cât și în activitatea de exploatare și întreținere a instalațiilor proiectate se va urmări respectarea cu strictețe a prevederilor actelor normative care vizează activitatea pe șantier.

În cele ce urmează se prezintă principalele măsuri care trebuie avute în vedere la execuția lucrărilor:

Personalul muncitor trebuie să aibă cunoștințele profesionale și cele de securitate a muncii, specifice lucrărilor ce se execută, precum și cunoștințe privind acordarea primului ajutor în caz de accident.

Este necesar să se facă instructajul tuturor oamenilor care iau parte la procesul de realizare a investiției, precum și verificările cunoștințelor referitoare la securitatea muncii.

Instructajul este obligatoriu pentru întreg personalul muncitor din șantier, precum și pentru cel din alte unități care vin pe șantier în interes de serviciu sau interes personal.

Pentru evitarea accidentelor sau a îmbolnăvirilor, personalul va purta echipament de protecție corespunzător în timpul lucrului sau de circulație prin șantier.

Aparatele de sudură (grupuri de sudură) precum și generatoarele de acetilenă vor trebui controlate înainte de începerea execuției și în timpul ei de șeful șantierului respectiv.

Mecanismele de ridicat vor fi deservite numai de personalul calificat.

Nu se vor deplasa sarcini suspendate pe deasupra muncitorilor.

În timpul transportului pe verticală, elementele de construcție vor fi asigurate contra deplasărilor longitudinale sau transversale.

Operațiile de încărcare și descărcare manuală se vor face prin rostogolire pe plan înclinat cu ajutorul unor dispozitive corespunzătoare sarcinilor respective și controlate înainte de începerea lucrărilor.

În cazul folosirii utilajelor de ridicat se va respecta sarcina admisă a acestora.

Efectuarea operațiilor de încărcare – descărcare se va face sub conducerea șefului de echipă care răspunde de așezarea macaralelor în raport cu greutatea materialelor de construcții și cu capacitatea acestora, precum și de întreaga manevră de coborâre.

Se vor monta plăcuțe avertizoare pentru locurile periculoase.

Se interzice prezența personalului muncitor în șanțuri, puțuri sau goluri când se coboară sau se ridică, în acestea sau prin acestea, țevi, accesoriile lor sau alte materiale.

În timpul montajului se vor evita manevrele lângă stâlpii electrici aerieni pentru a nu se produce avariarea acestora.

În jurul zonelor înalte sau adânci se vor fixa balustrade care să fie capabile să împiedice căderea și plăci avertizoare.

Pentru lucrul la înălțime este obligatoriu să se poarte centura de siguranță cu fixare în patru puncte.

Toate schelele, podestele, podinile de lucru, macaralele se vor fixa în așa fel încât să nu existe nici o posibilitate de răsturnare, desprindere, rupere etc.

Actele normative, legislația și prevederile prezentului subcapitol, nu sunt exhaustive putând fi completate prin planurile de securitate și sănătate de către întocmitorii acestora.

CAPITOLUL 5

OPȚIUNEA TEHNICO-ECONOMICĂ RECOMANDATĂ

5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor

Scenariile de baza sunt conform tabelului de mai jos :

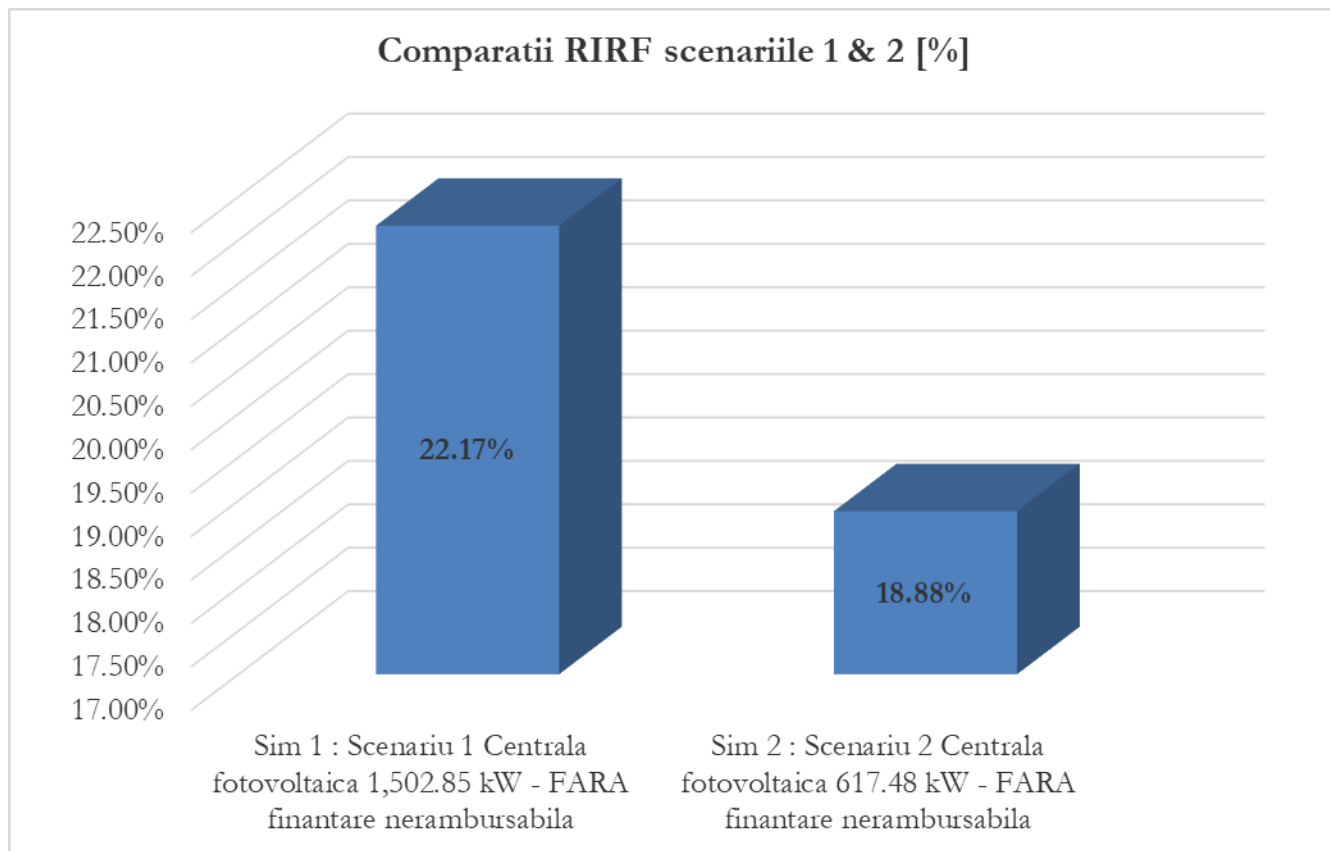
Dupa definirea scenariilor de baza a fost facuta o selectie primara, conform tabelului de mai jos :

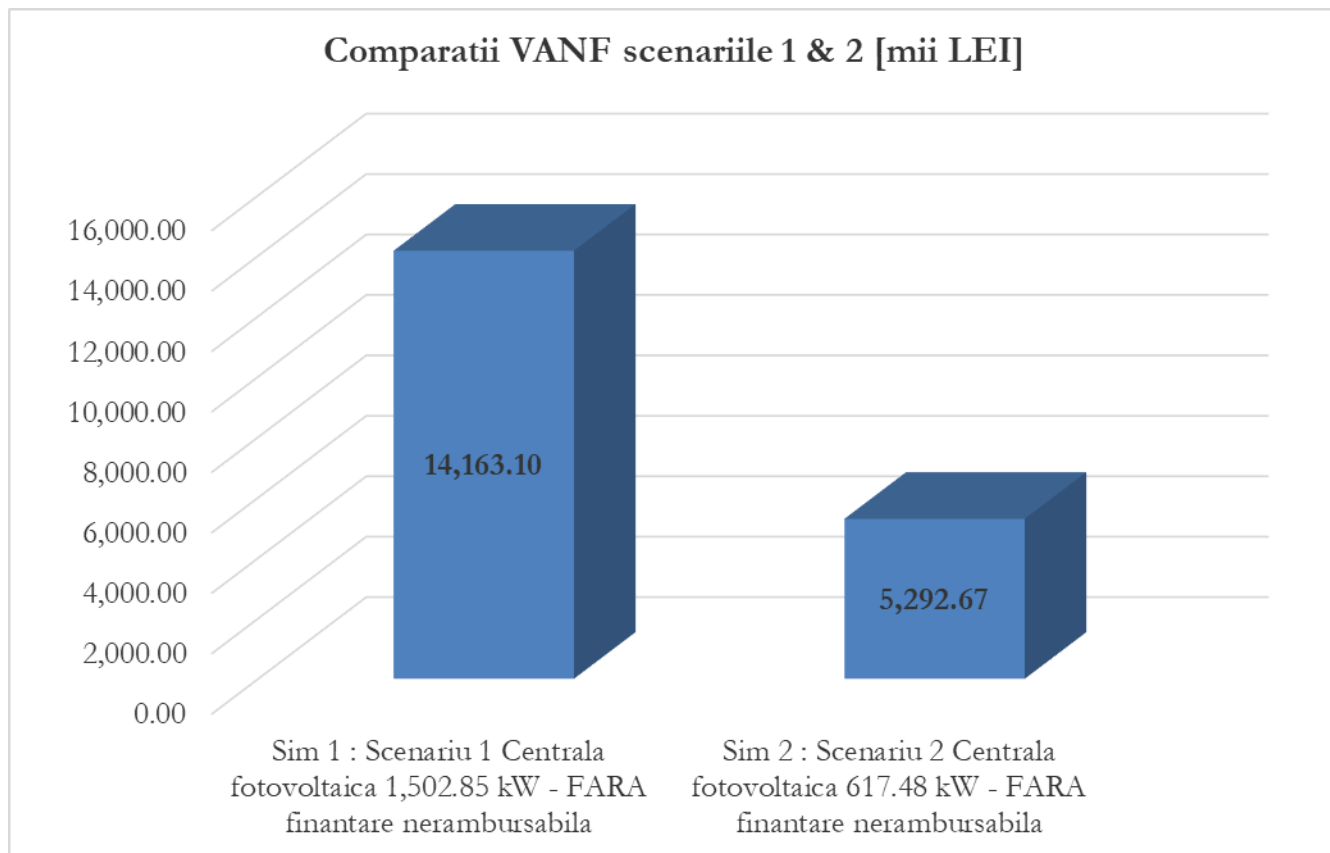
Varianta simulare	<u>ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 1</u>	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Varianta simulare	<u>ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 2</u>	
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	18.88%	%
VANF	5,292.67	mii LEI
VANF incasari	9,248.31	mii LEI
VANF cheltuieli	3,955.64	mii LEI
TR	6.13	ani
Castig mediu anual	252.03	mii LEI
RBC	2.34	-

Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
<u>Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila</u>	<u>22.17%</u>	<u>14,163.10</u>
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila	18.88%	5,292.67

Apreciere RIRF scenariu 1 versus scenariu 2	Apreciere VANF scenariu 1 versus scenariu 2
[%]	[%]
17.42%	167.60%





Clasificare primara scenarii de baza	
Denumire scenariu	Filtrare din punct de vedere tehnico-economic ACTIUNE
<u>Scenariu 1 – 1502.85 kWp</u>	<u>Selectat (scenariu de referinta)</u>
Scenariu 2 – 617.48 kWp	Scenariul a fost eliminat datorita faptului ca indicatorii de performanta financiara sunt net inferiori scenariului 1

Valorile obtinute pentru analiza financiara aferenta scenariului de referinta sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA FINANCIARA -</u> <u>SCENARIU 1</u>	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila			
Denumire		Valoare	
RIRF	22.17%	%	
VANF	14,163.10	mii LEI	
VANF incasari	22,510.28	mii LEI	
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	5.43	ani	
Castig mediu anual	674.43	mii LEI	
RBC	2.70	-	

Valorile obtinute pentru analiza economica aferenta scenariului de referinta sunt urmatoarele :

Varianta simulare		<u>ANALIZA ECONOMICA -</u> <u>SCENARIU 1</u>	
ANALIZA ECONOMICA : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila			
Denumire		Valoare	
RIRE	26.55%	%	
VANE	18,260.87	mii LEI	
VANE incasari	26,608.06	mii LEI	
VANE cheltuieli	8,347.18	mii LEI	
TR	4.73	ani	
Castig mediu anual	869.57	mii LEI	
RBC	3.19	-	

Conform analizei de senzitivitate rezultatele centralizate (din punct de vedere al RIRF și VANF) sunt următoarele :

- Variabila „valoare producție” :

Senzitivitate producție energie electrică			
Apreciere a valorii producției de energie electrică [MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,736.12	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaică 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabilă	22.17%	14,163.10
1,753.56	Sim 1.1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaică 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabilă (producție MAXIMA - PVGIS-ERA5)	22.41%	14,388.81

Concluzie : Considerarea unui soft de calcul cu o anumită librărie sau altă de valori pentru modelul matematic de calcul NU influențează în mod decisiv fezabilitatea proiectului, respectiv indicatorii de performanță financiară ai acestuia, neexistând riscuri din acest punct de vedere.

- Variabila „pret energie electrica” :

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,092.44	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
900.00	Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	17.80%	10,197.82
700.00	Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	13.04%	6,076.71
500.00	Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	7.80%	1,955.60
450.00	Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	6.36%	925.32

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
400.00	Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	4.84%	-104.96

Valoarea de comutatie, pentru variabila critica identificata "pret energie electrica", este cuprinsa intre o scadere a acestuia cuprinsa intre :	450.00 Lei fara TVA/MWh
	400.00 Lei fara TVA/MWh

Concluzie :

Considerand variatii de depreciere ale pretului energiei electrice se determina valoarea de comutatie a proiectului, valoare cuprinsa intre 450.00 – 400.00 Lei fara TVA/MWh (fata de pretul de referinta considerat in datele de intrare ale analizei financiare).

Nici in acest caz nu identificam un risc real de nefezabilitate a proiectului, sansele pentru pretul energiei electrice de a se regasi in intervalul anterior precizat fiind foarte mici.

Pe de alta parte, atragem atentia asupra senzitivitatilor +, pentru aceleasi variatii considerate la determinarea valorilor de comutatie ale pretului energiei electrice in senzitivitatea -, care ating valori de piata actuale (neluand in calcul pretul plafonal, ca masura temporara), respectiv atrag aprecieri semnificative ale RIRF si VANF.

Cu alte cuvinte, orice modificare a pretului energiei electrice in sens de crestere a acestuia, accelereaza considerabil amortizarea investitiei (avand influenta directa in venitul generat de proiect).

- Variabila „investitie” :

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
0.00%	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
50.00%	Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	13.75%	10,015.13
100.00%	Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	9.11%	5,867.17
150.00%	Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	6.02%	1,719.21
170.00%	Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	5.03%	60.03

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
175.00%	<i>Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)</i>	4.80%	-354.77

Valoarea de comutatie, pentru variabila critica identificata "investitie", este cuprinsa intre o apreciere a acesteia cuprinsa intre :	175.00%
	170.00%

Concluzie :

Considerand variatii de apreciere ale investitiei se determina valoarea de comutatie a proiectului, valoare cuprinsa intre 170.00 – 175.00% (fata de costul investitional de referinta considerat in datele de intrare ale analizei financiare).

Nici in acest caz NU identificam un risc real de nefezabilitate a proiectului, sansele pentru costul investitional de a se regasi in intervalul anterior precizat fiind foarte mici.

Pe de alta parte, orice modificare a costului investitional in sens de scadere a acestuia, accelereaza considerabil amortizarea investitiei (avand influenta directa in venitul generat de proiect).

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

Toate cele prezentate anterior susțin alegerea scenariului 1 ca și scenariu recomandat.

Riscurile asociate acestui scenariu există, după cum au fost ilustrate anterior, dar NU sunt riscuri de natură a afecta fezabilitatea proiectului (în comparație cu scenariul 2 de analiză acestea oricum sunt mai limitate).

Mai jos prezentăm în paralel rezultatele analizei financiare și analizei economice pentru scenariul 1 recomandat :

Varianta simulare	<u>ANALIZA - FOTOVOLTAIC</u>	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Varianta simulare	<u>ANALIZA - FOTOVOLTAIC</u>	
ANALIZA ECONOMICA : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRE	18.88%	%
VANE	5,292.67	mii LEI
VANE incasari	9,248.31	mii LEI
VANE cheltuieli	3,955.64	mii LEI
TR	6.13	ani
Castig mediu anual	252.03	mii LEI
RBC	2.34	-

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:

a) obținerea și amenajarea terenului:

În momentul amenajării acestuia va trebui defrișat de vegetația scundă și sălbatică și curățat de stratul vegetal natural (dacă va fi cazul și doar în anumite zone) înainte de începerea lucrărilor la parcul fotovoltaic.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului:

Lucrări instalații electrice

Racord la SEN a capacității energetice Lucrări instalații electrice

Măsurarea energiei electrice pe partea de medie tensiune se realizează prin contor electronic bidirecțional, cu trei sisteme 3x57,5/100V, 3x5(6)A, clasa 0,5S, în montaj indirect, cu curba de sarcină, interfața RS232 și modem sub capac integrabil în sistemul de telecitire, cu TC 3x200/5A, TT 3x6000/20000/(57,7)100V. Pentru îmbunătățirea semnalului GSM în vederea transmiterii curbelor de sarcină din contor se va monta în exterior o antenă GSM pentru amplificarea semnalului.

Conectarea ieșirilor din invertoare la rețeaua de joasă tensiune spre punctul de transformare se va face prin intermediul unor cutii de conexiuni unde cablurile de energie electrică vor fi astfel aranjate, astfel încât să poată fi montat grupul de măsurare al energiei electrice produse din centrala al operatorului de distribuție (OD). Ieșirea din cutia de conexiuni va fi conectată la tabloul de distribuție general al locului de consum existent. Legăturile electrice dintre cutiile de conexiune și tablourile din stație vor fi realizate cu cablu din cupru sau aluminiu.

Lucrări electrice în interiorul parcului fotovoltaic

Pentru echiparea CEF Universitatea "Dunarea de Jos" din Galați (ROMÂNIA) au fost prevăzute minim 3495 panouri solare monocristaline sau policristaline cu putere de aprox 430Wp montate în sistem fix care vor fi legate la 30 invertoare de putere 50 kW.

Panourile vor avea următoarele cerințe tehnice (în funcție de tipul și puterea acestuia)

Caracteristici tehnice	
Putere nominală	Aprox. 430 Wp
Tensiunea nominală	32-39 V
Curent nominal	13.52-14.26A
Tipul celulei (cantitate & tehnologie)	108 celule monocristalin/policristalin
Eficiența	Min 22.35%
Dimensiunile panourilor (Lxl)	~1722 X 1134mm

Invertoarele folosite în dimensionarea centralei sunt de putere maximă 55 kW. S-a ales această variantă și nu varianta cu invertor de centrală datorită flexibilității și siguranței în exploatare. Echipamentul va

avea 8 intrări și 4 MPPT, maximizându-se astfel energia produsă. Invertoarele vor fi instalate pe structura de montaj a panourilor fotovoltaice. Caracteristicile tehnice sunt prezentate în tabelul următor:

Caracteristici tehnice	
Putere nominală/maximală în curent alternativ	50/55 kW
Tensiune maximă în curent continuu	1100V
Plaja tensiunii în curent continuu pentru care pornește invertorul	200 - 1000V
Curent maxim în curent continuu	~30A/MPPT
Eficiența minimă	98
Protecție IP	IP66

La invertoare se vor conecta 5 intrări fiecare cu câte un șir de 20 panouri și o intrare cu un șir de 17 panouri fotovoltaice, rezultând 117 buc pe inverter.

Instalații electrice de curenți slabi

Instalațiile de curenți slabi rezolvă două probleme: sistemul de monitorizare și control al centralei și problema protecției perimetrale pentru zona ocupată de panourile fotovoltaice.

Sistemul de monitorizare și control

Componenta cea mai importantă a sistemului de monitorizare și control este datalogerul dedicat ce va fi conectat la invertoare prin intermediul unui cablu de semnal RS485 și care permite vizualizarea datelor în timp real. Suplimentar pot fi instalate și aparate de măsură clasa A ce permit monitorizarea calității energiei pe partea de medie tensiune/joasă tensiune. Echipamentele vor avea ieșire de semnal standardizată fie serial RS485, fie ethernet sau ambele tipuri de ieșiri. Pentru vizualizarea datelor va fi instalat în locație un calculator pe care va rula o interfață HMI ce prezintă starea și parametri de funcționare ai centralei. De asemenea cu acest calculator se vor putea extrage date istorice din data logger pentru evaluarea în timp a performanței centralei.

Controlul invertoarelor va fi realizat tot prin intermediul datalogerului, prin interfața RS485.

c) soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, 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;

Plan general

Panourile fotovoltaice vor fi poziționate pe suport fix (structură metalică fixă) astfel încât să fie evitate eventualele umbriți datorate rândurilor vecine de panouri fotovoltaice sau după caz de gardurile din vecinătatea acestora permițând astfel o funcționare normală în orele de însorire relevante.

Panourile fotovoltaice fixe vor fi amplasate la o distanta suficienta de limitele de proprietate astfel incat sa permita accesul neconditionat pentru realizarea mentenantei sistemului.

Racordarea la punctul de injectare a energiei electrice, ce se va realiza fie in PTAB(post de transformare in anvelopa de beton), a CEF va fi efectuata prin intermediul punctului de conexiune, fie in instalatiile existente ale actualului consumator. Amplasarea este generată de posibilitatea executării bransamentului la rețeaua electrică existentă.

Constructii si rezistenta

a) Fundarea structurii

Pentru a monta panourile fotovoltaice a fost aleasă varianta constructiva cu un numar de stucturi bine determinate, numarul standard de panouri ce se vor monta pe o structura fiind de 22, dar in conditii la limita aceasta va fi sectionata pentru un nr mai redus de panouri fotovoltaice. Montarea panourilor fotovoltaice va fi realizata pe o structura din otel zincat/aluminiu pe care vor fi fixate bare de aluminiu cu profil H.

Pentru conversia tensiunii continue a modulelor fotovoltaice în tensiune alternativă cele 4 de invertoare se vor fixa în spatele rândurilor de module fotovoltaice. Poziționarea invertoarelor in parcul fotovoltaic va fi făcută pentru optimizarea traselor de cabluri si pentru conectarea șirurilor de panouri la acestea.

d) probe tehnologice și teste

Punerea în funcțiune

Procedura stabilește criteriile, modul de desfășurare și etapele procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a unei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și ale procesului de certificare/verificare a conformității centralei electrice eoliene sau fotovoltaice cu cerințele normelor tehnice de conectare la rețele de interes public.

În procedură sunt prezentate: etapele, documentele, testele și verificările necesare a fi urmate pentru demonstrarea conformității centralelor electrice eoliene sau fotovoltaice cu cerințele tehnice de conectare la rețele de interes public, în vederea acordării acceptului pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, a funcționării centralei în perioada de probă și a certificării conformității tehnice la sfârșitul perioadei de probă.

Documentele care stau la baza acestei proceduri:

- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
- Codul tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/2004, cu modificările ulterioare;
- Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 128/2008;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;
- Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;
- Codul de măsurare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2002;
- Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public în vigoare;
- Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 129/2008;
- Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2008, cu modificările ulterioare;
- Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice — revizia I, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2007, cu modificările și completările ulterioare;

Verificări minime ale sistemelor fotovoltaice la punerea în funcțiune

1. Corespondența datelor cu cele din proiect (denumirea proiectului, proprietar, plan de amplasament, puterea nominală, tipul și numărul modulelor fotovoltaice, tipul și numărul invertoarelor)
2. Verificarea montajului conform schemelor din proiectul de execuție
3. Verificarea corectitudinii conexiunilor și continuitatea schemei electrice
4. Verificarea electrică a continuității sirului (engl. *string*) prin măsurarea tensiunii de ieșire
5. Existența buletinului de verificare pe stand al invertoarelor, emis de către executantul

CEF, continând:

- test de functionare;
- test de cuplare la retea;
- absenta tensiunilor la masa;
- absenta ambalarii termice;
- decuplarea la disparitia tensiunii retelei;
- forma de unda;

6. Masurarea rezistentei de izolatie a panourilor fotovoltaice cf. SR EN 62446

7. Buletine de verificari conf. PE 116/94 pentru instalatiile din interiorul CEF (cutii de distributie, conexiuni, circuite sau echipamente primare si secundare, instalatii de legare la pamânt, sisteme de back-up – redresoare, baterii de acumuloare, iluminat de siguranta)

8. Absenta tensiunilor la masa în circuitele de c.c.

9. Verificarea dispozitivelor de deconectare si a protectiilor la supracurent, supratensiuni, si împotriva punerilor la pamânt

10. Tensiune de iesire, cuplare automata la detectarea tensiunii retelei

11. Masurare termica a punctelor de contact si a echipamentelor în functionare – absenta încălzirilor periculoase

12. Functionarea sistemelor de ventilatie si aer conditionat

13. Functionarea corecta a sistemelor de back-up (daca exista)

14. Monitorizarea functionarii invertoarelor, indicarea corecta a puterilor generate sau a curentilor, repartitia echilibrata între faze.

În tabelul urmator sunt prezentate, în funcție de tipul centralei testele de evaluare a performanțelor privind indeplinirea cerințelor de conectare la rețea.

Tabel : Mărimi măsurate și calculate pentru evaluarea performanțelor CEF

CEF verificat			Denumirea/ Descrierea probei	Condiții de funcționare	Simulări	Mărimi măsurate	Durata probei	Conditii de evaluare
Tip A	Tip B	Tip C						
DA	NU	NU	Verificarea implementării curbei de dependență frecvență-putere	In condițiile $P_d > 60\% P_i$ se aleg valorile $P_1 = 70\% P_d$ P_2 puterea disponibilă (fără consemn de P)	Aplicarea treptelor de frecvențe simulate 47,5; 48; 48,5; 49; 49,8; 50,2; 50,5; 51; 51,5; 52; 52,1 Hz	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, P_c , P_d , $f_{simulat}$	1-3 minute la fiecare treaptă în funcție de timpul de stabilizare	înregistrări: evoluția în timp a P_c , P și frecvență; graficul P-f simulat conform figurii 2 evaluare: CEFD trebuie să răspundă conform dependenței cerute putere-frecvență
DA	NU	NU	Verificarea opririi /pornirii pe criterii de frecvență					înregistrări: timpi de pornire/oprire evaluare: la oprirea CEFD se vor nota și urmări: timpul de oprire/pornire și evaluarea procedurilor de oprire/pornire
DA	DA	NU	Verificarea reglajului puterii active la o valoare de consemn mai mică decât puterea disponibilă	$P_d > 60\% P_i$ 3 paliere: $P_1 = 60\% P_d$ $P_2 = 40\% P_d$ $P_3 = 20\% P_d$	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, P_c și P_d	proba se face și cu revenire, câte 5 minute pe fiecare palier; pentru fiecare probă se va alege o altă rampă (se vor verifica 2 rampe)	înregistrări: evoluția în timp a P_c , P_d , P , Q, U în PCC, fiind în funcțiune eglajul de putere reactivă la $Q_{consemn} = 0$ evaluare: CEF trebuie să mențină noul consemn de putere în plaja $\pm 5\% P_i$
DA	NU	NU	Verificarea vitezei de reglaj a puterii active la o valoare de consemn					înregistrări: evoluția în timp a P_c , P , Q, U în PCC, fiind în funcțiune reglajul de putere reactivă la $Q_{consemn} = 0$ evaluare: CEED trebuie să asigure viteza de variație a puterii setate
DA	DA	DA	Asigurarea factorului de putere 0,90	$P = P_i$	fără	P, Q, U, f atât la nivelul	5 minute/proba cu	înregistrări: evoluția în timp a P , Q, U în PCC

CEF verificat			Denumirea/ Descrierea probei	Condiții de funcționare	Simulări	Mărimi măsurate	Durata probei	Condiții de evaluare
Tip A	Tip B	Tip C						
			inductiv/ capacitiv în PCC la $P = P_i$			stației (PCC), cât și la nivelul centralei	verificarea 0,90 inductiv/ capacitiv	evaluare: CEED trebuie să asigure valoarea FP 0,9 inductiv/capacitiv
DA	DA	DA	Asigurarea schimbului de reactiv zero cu sistemul în cazul P produse nul	$P = 0$	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	5 minute	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC evaluare: CEED trebuie să asigure schimb zero de reactiv cu SEN în PCC
DA	NU	NU	Asigurarea reglajului de tensiune în PCC	P în domeniul (10%÷100%) P_i	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei și Ucons	se menține consemnul minimum 10 minute, după atingerea valorii de consemn se vor alege 2 viteze de variație diferite	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U, P_c și Uconsemn evaluare: CEED trebuie să asigure reglajul de tensiune în punctul de racordare
DA	DA	NU	Asigurarea reglajului de putere reactivă în PCC	P în domeniul (10%÷100%) P_i se aleg 3 valori de consemn pentru Q	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei și Qcons	se menține consemnul minimum 10 minute, după atingerea valorii de consemn pentru CEF $\geq$ 10MW se vor alege viteze de variație diferite	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U, Q_c în PCC evaluare: CEED trebuie să asigure reglajul de putere reactivă în punctul de conectare în plaja ± 2 MVar
DA	NU	NU	trecerea fără șoc la alegerea între regimurile de reglaj Q/U	proba se poate realiza în cadrul probelor anterioare		P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC),	trecere din reglaj $Q \rightarrow U$, $U \rightarrow Q$	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC evaluare: CEFD trebuie să asigure

CEF verificat			Denumirea/ Descrierea probei	Condiții de funcționare	Simulări	Mărimi măsurate	Durata probei	Condiții de evaluare
Tip A	Tip B	Tip C						
						cât și la nivelul centralei		trecere fără șoc
DA	DA	DA	înregistrări în funcționare normală	fără	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	minimum 24 de ore	evaluare: se vor urmări variații de putere activă tensiune și putere reactivă din PCC și CEF înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC și a numărului de invertoare în funcțiune
DA	DA	DA	Verificarea funcționării la deconectarea/ conectarea CEF	Prin deconectarea întreruptorului CEF în PCC la un palier $P = (50\% \div 100\%)P_i$	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	10 minute	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC și la nivel CEF evaluare: se vor urmări variațiile de Q și U în PCC, variația de U trebuie să fie $< 5\%U_n$
DA	DA	DA	Verificarea schimbului de date CEF-EMS- SCADA	$P_d > 60\%P_i$	fără	P, Q, U, f în PCC	1 oră	evaluare: la nivel DET/DED prin transmiterea de consemne P, Q, U și comutare regimuri P/f și Q/U înregistrări: modul de răspuns al CEF
DA	DA	DA	Verificarea calității energiei electrice în punctul de racord al CEF	fără	fără	conform standardului EN 50160	minimum 2 săptămâni	evaluare: prin comparare cu standardul EN 50160 înregistrări: analize de calitatea energiei electrice clasa A

Tip A $1 \text{ MW} \leq P_i < 5 \text{ MW}$

Tip B $5 \text{ MW} \leq P_i < 10 \text{ MW}$

Tip C $P_i > 10 \text{ MW}$

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

a) 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;

Scenariul 1 recomandat intitulat :

„ Noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum la nivelul Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati”

, întocmit la faza studiu de fezabilitate, în conformitate cu prevederile HG 907.

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 este de urmatoarea :

inclusiv TVA	9,754,552.58 lei / 1,960,556.45 €
din care: C+M	1,815,562.98 lei / 364,907.94 €
fără TVA	8,199,782.57 lei / 1,648,064.99 €
din care: C+M	1,525,683.18 lei / 306,645.33 €

Nota : Curs valutar utilizat, conform recomandarii din Ghid, 1 € = 4.9754 lei.

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;

Varianța 1 putere instalată 1,502.85 kW:

- 30 invertore de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 2 intrări/MPPT pentru șirurile de panouri fotovoltaice și 4 MPPT (maximum power point tracking) pentru maximizarea energiei convertite provenită din diversele puncte de colectare din interiorul CEF.
- 3495 panouri fotovoltaice tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere aprox. 430Wp/buc cu eficiență ridicată (minimum 19%), având o suprafață de 6,990 m² și o suprafață necesară de montaj de 10,485 m².
- Structură metalică din aluminiu/oțel zincat pentru susținerea panourilor fotovoltaice cât și a invertorelor și echipamentelor conexe acestora, rezistentă la condițiile meteorologice din amplasament (mediu salin, vânt, încărcare de zăpadă etc).

Putere CF	1,502.85 kW
Loc de montaj	Pe acoperis
Panouri fotovoltaice	3495 buc tehnologie siliciu mono/poli cristalin, cu o putere 430Wp/buc cu eficiență ridicată (22.35%)
Invertore	30 invertore de putere de cca. 50kW cu eficiență ridicată (minimum 98%) prevăzute cu 2 intrări/MPPT pentru șirurile de panouri fotovoltaice și 4 MPPT (maximum power point tracking)

c) indicatori financiari, socioeconomi, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții:

Având în vedere programul pentru care se dorește aplicarea se identifică conform Ghidului următorii indicatori specifici :

Indicatori prestabiliți/obligatorii:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură
Indicatorul I.1 - realizare	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile	1.50285	MW
Indicatorul I.2 - rezultat	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (scăderea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră)	1,062.33	Echivalent tone de CO ₂ /an
Indicatorul I.3 - rezultat	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	1,736.12	MWh/an
Indicatorul I.4 - rezultat	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	34,722.32	MWh
Indicatorul I.5 - rezultat	Factorul de capacitate al centralei electrice	13.19	%

Astfel, indicatorul I.5=13.19% este mai mare decât Factorul de capacitate de minimum 11,4%, reprezentând echivalentul a 1000 h/an de funcționare la capacitatea instalată.

d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.

Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții este de circa 12 luni.

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice

La amplasarea lucrărilor din prezentul studiu de fezabilitate și la stabilirea soluțiilor tehnice pentru obiectele care fac parte din investiție, s-au avut în vedere respectarea cerințelor fundamentale aplicabile în conformitate cu Legea 10/1995 cu modificările și completările ulterioare:

- a) rezistența mecanică și stabilitate;
- b) securitate la incendiu;
- c) igiena, sănătate și mediu înconjurător;
- d) siguranța și accesibilitate în exploatare;
- e) protecție împotriva zgomotului;

În cadrul documentațiilor de atribuire, se vor detalia modurile în care au fost respectate aceste cerințe, pentru fiecare obiect în parte, în funcție de cerința aplicabilă.

Documentațiile vor fi întocmite cu respectarea normativelor și standardelor în vigoare și se va ține seama de toate prevederile legislației din domeniul calității construcțiilor, în scopul realizării și menținerii cerințelor fundamentale, pe întreaga durată de existență a construcțiilor.

Proiectele întocmite vor fi verificate de către verificatori tehnici atestați, privind respectarea reglementărilor tehnice referitoare la cerințele fundamentale aplicabile.

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

Pentru a acoperi nevoile de investiții preconizate în sectorul energetic în valoare de aproximativ 22,6 mld. EUR în perioada 2021 – 2030 și pentru a atinge țintele și obiectivele propuse în acest plan, România intenționează să acceseze diverse surse de finanțare, detaliate mai jos; aceasta este o listă non-exhaustivă. Din cadrul noului Cadru Financiar Multianual 2021 - 2027:

1. Fonduri Structurale: Fondul European de Dezvoltare Regională (FEDR) și Fondul de Coeziune (FC)

Comisia Europeană a propus pentru noul CFM 2021 - 2027 o alocare de 273 mld. EUR pentru FEDR și FC. României îi sunt alocate, printre altele, 17,323 mld. EUR prin FEDR și 4,499 mld. EUR prin FC. Noul CFM va avea o concentrare tematică, dintre care :

obiectivul de politică (OP) 2: o Europă mai verde și

OP3: o Europă mai conectată

Pentru **sectorul energetic**, OP2 este cel mai relevant. Acest obiectiv promovează o Europă mai ecologică cu emisii scăzute de carbon, prin promovarea tranziției către energia nepoluantă și echitabilă, a investițiilor verzi, a economiei circulare, a adaptării la schimbările climatice și a prevenirii și gestionării riscurilor. Pentru România, în cadrul OP 2 pentru sectorul energetic sunt alocate 3,1 mld. EUR. În cadrul acestui OP, obiectivele specifice FEDR/FC sunt:

- ☐ **Promovarea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră**
- ☐ **Promovarea generării energiei din surse regenerabile**
- ☐ **Dezvoltarea de sisteme inteligente de energie, rețele și stocare în afara TEN-E**

2. InvestEU

Programul InvestEU din cadrul noului CFM prevede o garanție de la bugetul UE în valoare de 38 mld. EUR pentru mobilizarea capitalului și atingerea unei ținte de investiții estimată la 650 mld.

EUR în perioada 2021 - 2027. Acest instrument se va derula prin intermediul partenerilor de implementare, principalul fiind grupul Băncii Europene de Investiții (BEI).

☐ **Infrastructura sustenabilă**

o Acest domeniu vizează dezvoltarea sectorului energetic, dezvoltarea de infrastructuri de transport sustenabile, echipamente și tehnologii inovative, protecția mediului și a resurselor, dezvoltarea conectivității digitale a infrastructurii. Investițiile eligibile vor constitui, printre altele:

o Producția, furnizarea sau utilizarea energiei curate, sustenabile și sigure din resurse regenerabile și alte surse de energie similare cu emisii zero sau scăzute;

o Eficiența energetică și economiile de energie;

Se are în vedere posibilitatea de combinare a finanțării din Programul InvestEU cu alte tipuri de finanțare din bugetul UE, cum ar fi Programul Orizont Europa sau "Connecting Europe Facility".

3. Fondul pentru o tranziție echitabilă (FTJ - Just Transition Fund)

Conform propunerii de Regulament al Parlamentului European și al Consiliului de instituire a Fondului pentru o tranziție justă, Resursele bugetare pentru FTJ ar trebui să fie de 7,5 mld. EUR (la prețurile din 2018), cu posibilitatea de a majora acest nivel, dacă este cazul, la un moment ulterior. Propunerea va fi inclusă în negocierea următorului CFM și se estimează că va fi integrată în cadrul unui acord global cu privire la următorul CFM.

FTJ se va concentra asupra diversificării economice a teritoriilor celor mai afectate de tranziția climatică și asupra recalificării și a incluziunii active a lucrătorilor și a persoanelor aflate în căutarea unui loc de muncă din aceste teritorii. Propunerea de alocare pentru România este de 757 mil. EUR.

4. Fondul de Modernizare (FM)

2% din cantitatea totală de certificate pentru perioada 2021 - 2030 vor fi licitate pentru a institui FM, conform Art. 10(d) Directiva EU ETS85. României îi va reveni o cotă parte de 11,98%. Vor fi finanțate investițiile din următoarele domenii, definite ca fiind prioritare în Directiva ETS:

- ☐ **Producerea și utilizarea energiei electrice obținute din resurse regenerabile;**
- ☐ Îmbunătățirea eficienței energetice (inclusiv în transport, clădiri, agricultură și deșeuri) cu excepția producției de energie pe bază de combustibili fosili solizi
- ☐ Stocarea energiei;

5. Împrumuturi Banca Europeană de Investiții

În conformitate cu obiectivele noii Comisii Europene, inclusiv cel care vizează ca BEI să devină Banca UE pentru climă/ mediu, sprijinind proiectele și investițiile pentru a combate schimbările climatice, prioritățile BEI sunt:

- ☐ Investiții în **eficiența energetică**, ținând cont de ținta UE de 32,5% până în 2030, în special pentru clădiri rezidențiale, fiind anticipată lansarea unui noi facilități pentru eficiență energetică - Inițiativa europeană pentru renovarea clădirilor (European Initiative for Building Renovation), care va viza și eficiența energetică a IMM-urilor;
- ☐ **Decarbonarea furnizării de energie**, având în vedere ținta asumată la nivelul UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% față de nivelul din 1990

Analiza rentabilității investițiilor în proiectele de energie verde se bazează pe faptul că până în prezent mediul industrial global s-a concentrat pe atingerea unor obiective majore fără a-și impune să țină sub control și să limiteze poluarea, pentru a păstra un mediu nepoluat; majoritatea activităților desfășurate

în cadrul organizațiilor se desfășoară cu mare precizie la viteză mare și afectează mai mult sau mai puțin mediul înconjurător. Având în vedere această problemă, poluarea a generat o nouă ramură a producției de energie, și anume energia "verde", din care producerea de energie fotovoltaică face parte, de unde și importanța deosebită care trebuie acordată acestei ramuri industriale. Implementarea proiectelor tehnologice care generează energie verde prin utilizarea resurselor regenerabile reprezintă o problemă de mare importanță, având în vedere faptul că acceptarea demarării unor astfel de proiecte se produce numai după o analiză tehnică și economică prealabilă și atentă care poate evidenția profitabilitatea unor astfel de inițiative.

Din perspectiva surselor de finanțare disponibile la nivelul IMM pentru asigurarea fluxului investițional necesar punerii în operă a unei capacități industriale de producție energie fotovoltaică, sunt de menționat următoarele surse:

1. Mecanisme financiare SEE și Norvegia, 2014-2021, "Program pentru energie în România":

"Programul pentru energie în România" (denumit în continuare "Programul") este finanțat prin Mecanismele financiare SEE și Norvegia, 2014-2021. Programul va contribui la realizarea obiectivelor generale prevăzute de granturile SEE și Norvegiene pentru perioada 2014-2021, respectiv la reducerea discrepanțelor economice și sociale în Spațiul Economic European (SEE) și la consolidarea relațiilor bilaterale dintre Statele SEE și Statele beneficiare ale granturilor SEE și Norvegiene. Obiectivul Programului este: "Energie cu emisii scăzute de carbon și siguranță mai mare în furnizare". Prin apelul "Capacitate crescută pentru furnizarea energiei regenerabile" – Alte SRE, pot fi finanțate proiecte de energie solară și eoliană, respectiv noi proiecte la scară mică (capacitate instalată de maxim 1.000 kW) și producția de energie electrică pentru utilizare în regim propriu Solicitant. La acest moment, depunerea de proiecte este finalizată pentru primul Call, urmând să fie furnizate date privind cel de-al doilea call.

2. FONDUL PENTRU MODERNIZARE

Fondul de modernizare este un mecanism de finanțare introdus de Directiva (UE) 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 (UE) 2015/1814, care stabilește regulile ce vizează Sistemul de Tranzacționare a Emisiilor (ETS) pentru perioada 2021-2030, faza a IV-a, denumită în continuu Fondul de modernizare va sprijini investițiile cu emisii reduse de carbon în sistemele energetice din zece state membre ale UE cu venituri sub media europeană: Bulgaria, Croația, Cehia, Estonia, Ungaria, Letonia, Lituania, Polonia, România și Slovacia. Domeniile prioritare ale fondului includ electricitatea regenerabilă, îmbunătățirea eficienței energetice, modernizarea rețelelor și stocarea de energie și sprijinirea unei tranziții juste în regiunile dependente de carbon. Fiecare stat membru beneficiar poate determina sectoarele în care dorește să investească. Are Directiva EU-ETS revizuită, cu termen de implementare începând cu anul 2021. Sunt avute în vedere următoarele tipuri de proiecte:

- Proiecte prioritare – investiții care se încadrează în prevederile art. 10d alin. (2) din Directiva EU-ETS, respectiv investițiile în producția și utilizarea energiei electrice din surse regenerabile, îmbunătățirea eficienței energetice (cu excepția eficienței energetice legate de producerea de energie cu utilizarea de combustibili fosili solizi), stocarea energiei și modernizarea rețelelor

energetice, inclusiv a conductelor centralelor de termoficare, rețelele pentru transportul de electricitate și creșterea interconectărilor dintre statele membre, investiții în sprijinul regiunilor dependente de emisiile de dioxid de carbon, astfel încât să se sprijine relocarea, recalificarea și îmbunătățirea competențelor lucrătorilor, educația, inițiativele legate de căutarea unui loc de muncă și start-upurile, precum și investiții în eficiența energetică în transporturi, construcții, agricultură și deșeuri.

- Proiecte non-prioritare - investiții care nu se încadrează în prevederile art. 10d alin. (2) din Directiva EU-ETS, astfel cum sunt expuse mai sus. Până la 70 % din costurile relevante ale unei investiții care nu se încadrează în domeniile proiectelor prioritare, pot fi asigurate din resurse ale fondului pentru modernizare, cu condiția ca restul costurilor să fie finanțate de entități juridice private.
- Proiecte non-prioritare la scară mică – investiții clasificate ca non-prioritare care beneficiază de ajutor de stat conform criteriului ajutorului de minimis prevăzut în art. 3 din Regulamentul (UE) nr. 1407/2013.

3. FONDUL PENTRU INOVARE

Fondul pentru inovare este instituit prin articolul 10a alineatul (8) din Directiva 2003/87/CE pentru a sprijini, în toate statele membre, tehnologii cu emisii reduse de carbon din sectoare precum energie regenerabilă și stocare de energie produsă de aceste instalații, captare, stocare și utilizare de carbon, diverse sectoare din industrie și segmente inter-sectoriale în care inovarea poate contribui substanțial la diminuarea schimbărilor climatice și facilita evoluția către energia curată.

Proiectele trebuie să aibă potențialul de a fi aplicate pe scară largă sau de a diminua semnificativ costurile tranziției către o economie cu emisii scăzute de carbon pentru sectoarele în cauză.

Tehnologiile care primesc sprijin trebuie să nu fie încă disponibile pe piață, dar trebuie să reprezinte soluții revoluționare și să fie suficient de mature, la scară precomercială.

Exemplificativ:

<i>Sectoare care se supun criteriilor de eligibilitate conform, art. 10a (8) din Directiva 2003/87/CE</i>	<i>Exemple de potențiale proiecte</i>
<i>Solar energy</i>	<i>Concentrated solar power plants</i> <i>Flexible organic cells</i> <i>Floating photovoltaics installations</i> <i>Hybrid photovoltaic, concentrating solar power and storage technologies</i>

Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS).

În România, Fondul pentru Modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Finanțarea proiectelor în cadrul acestui program este de tip nerambursabil și constă în prefinanțarea și rambursarea cheltuielilor eligibile efectuate pentru realizarea proiectului, la valoarea și în condițiile stabilite prin Contractul de finanțare, al cărui model este prevăzut în Anexa 5 la prezentul Ghid

Programul vizează promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și eficiență energetică în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, țintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul FM, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie eoliană, solară sau hidro.

Investițiile finanțate în cadrul acestei măsuri vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative;
- e) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor

climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;

- g) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;
- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
- i) decongestionarea Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate;
- j) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

Bugetul total estimat al apelului este echivalentul în lei a:

Acțiune	Buget (euro)
Realizarea capacităților noi de producere energie din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro pentru entități publice	500.000.000

Bugetul alocat apelului de proiecte se angajează în temeiul principiului "primul venit, primul evaluat și contractat, cu respectarea condițiilor din ghid".

CAPITOLUL 6

URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

În curs de obținere, dovada depunerii conform anexa.

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

Conform anexa.

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 curs de obținere, dovada depunerii conform anexa.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Utilități necesare – racordarea la rețeaua electrică, în curs de obținere, dovada depunerii conform anexă.

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

În curs de obținere.

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

Conform certificatului de urbanism, se vor obține toate actele necesare la faza DTAC.

CAPITOLUL 7

IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Universitatea "Dunarea de Jos " din Galati (ROMÂNIA)

Amplasament centrală fotovoltaică:

- Campus Stiintei, str. Domneasca nr. 111
- Complex studentesc, Str. Domneasca nr. 155
- Camin studentesc A, str Parcului nr 4
- Camin studentesc B, str Parcului nr 4
- Camin studentesc F, str Parcului nr 4
- Camin studentesc E, str. Florilor nr.2
- Camine studentesti IA si IB, Str. Garii nr.61-63

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare

Cele mai raspandite strategii de implementare, pentru a minimiza riscul Beneficiarului in ceea ce priveste interventiile si garantiile sunt cele „la cheie”.

Estimam ca o procedura „proiectare si executie CEF” este cea mai adaptata contextului actual.

In ceea ce priveste procedura, aplicam Legea 99/2016 pentru Entitatile Contractante, urmand etapele definite de cadrul legislativ.

Termenele de care se va tine cont sunt evidentiate in normele de aplicare si anume HG394/2016 cu modificarile si completarile ulterioare.

Etapile de parcurs de catre Antreprenorul general sunt rezumate mai jos :

- Constituirea si depunerea documentației referitoare la obținerea certificatului de urbanism si autorizatia de construcție;
- Realizarea studiului de mediu si depunerea documentației pentru obținerea Acordului de Mediu,
- Realizarea documentației privind obținerea avizului sanitar,
- Studiul soluțiilor de racordare la, pe baza studiului de fezabilitate si a avizului de amplasament obținut de la operatorul rețelei de distribuție,

- Documentațiile și solicitările necesare pentru producere și operare la ANRE,
- Realizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție pentru
 - etapa 1 : Lucrări și amenajări de construcții ce cuprinde :
 - etapa 2 : Instalații și rețele electrice ce cuprinde :
 - Racordarea panourilor fotovoltaice,
 - Racordarea între panourile fotovoltaice și invertoare,
 - Racordarea între invertoare și rețeaua electrică de 6/20kV,
 - etapa 3 : Împrejmuirea Obiectivului
 - etapa 4 : Asigurarea cu Utilități ce cuprinde :
 - Instalațiile electrice,
 - Instalațiile de transmisie de date și comunicații.

Faza de execuție

Această etapă va avea următoarele faze:

1. Livrare echipamente
2. Proiectare, scheme de execuție, avize, acorduri
3. Pregătire amplasament și amenajări construcții
4. Lucrări de construcții și montaj
5. Lucrări electrice – interconectare / racord.

Livrarea echipamentelor va fi realizată o dată cu realizarea proiectului și a schemelor de execuție. Realizarea acestor faze se va face în aproximativ 18 săptămâni, dar nu mai mult de luna a 9 din execuția proiectului. În aceeași perioadă se demarează formalitățile pentru obținerea avizelor și a acordurilor.

Pregătirea amplasamentului și amenajarea de construcții va demara în luna a 7-a a proiectului și va cuprinde lucrări precum realizare terasamente, amenajarea terenului pentru montajul structurilor, dezafectare cale ferată existentă în amplasament. Durata acestor lucrări va fi de aproximativ 12 săptămâni și se va finaliza cel târziu în luna a 9-a.

Lucrările de construcție și montaj vor demara în luna a 8-a și se vor finaliza în luna a 11-a. În această fază se instalează structurile panourilor, se montează panourile pe structură, se montează invertitoarele, se realizează tresele de cabluri de alimentare, se montează punctele de transformare.

Faza „Lucrări electrice - interconectare / racord” va demara în luna a 10-a. Se vor realiza legăturile electrice între panouri/invertoare, invertoare tablouri de distribuție, tablouri de distribuție transformator, ieșire transformator racord SEN. Tot în această perioadă se realizează și lucrările electrice de curenți slabi ce cuprind: instalațiile de monitorizare a centralei, instalația de supraveghere video, instalația de protecție perimetrală cu barieră în infraroșu.

Ultima etapă durează aproximativ două luni și este etapa de teste și verificări și Punere în funcțiune a instalației.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

7.3.1 Operarea tehnica

7.3.1.1 Monitorizare

Monitorizarea performanțelor CEF implică, în general, măsurarea și înregistrarea datelor de producție electrică (în special în zona de curent continuu dar și alternativ a centralei) în comparație cu alte date măsurate sau calculate (tensiuni, curenți date meteo, radiație, temperatură ambiantă, temperatură modul, direcția și intensitatea vântului).

Măsurarea acestor parametri conduce la stabilirea unor strategii și decizii în condițiile în care apare o pierdere a fiabilității sistemului și o scădere a performanțelor. Datele colectate într-o manieră adecvată pot fi utilizate pentru analiza largă a unor aspecte legate de eficiență economică a acestor sisteme precum și capacitatea de integrare în sistemele energetice.

Unele aplicații implică măsurarea unor parametri specifici, măsurători realizate cu frecvențe destul de mari și cu senzori de calitate.

Cele 7 aspecte care sunt relevate în continuare nu exprimă în mod exhaustiv nivelele de utilizare ale datelor măsurate și analizate în cadrul monitorizării funcționării unei CEF[7]:

1A monitorizare de bază- bazată pe măsurarea puterii de ieșire către rețea în raport cu nivelul radiației o planul modulelor este utilizată pentru o exprimare grosieră a performanțelor sistemului și identificare zonelor cu eficiență scăzută. Nu poate fi folosită în mod uzual la diagnosticarea unui defect.

1B monitorizare avansată- bazată pe o analiză a datelor de exploatare CEF care determină o evaluare globală a sistemului precum și influența factorilor climatici asupra performanțelor diferitelor tehnologii sau echipamente. **Diagnostic de exploatare** - date de exploatare cu un nivel de încredere corespunzător pot fi utilizate pentru stabilirea defectelor din funcționare precum și cauzele care le-a determinat.

2. Analiza deprecierei și a scaderii fiabilității - datele din exploatare măsurate pe o durată mai lungă (3-5 ani) pot fi utilizate pentru a măsura nivelul de depreciere al performanțelor sistemelor PV, încadrarea în limitele prestabilite, precum și identificarea factorilor care influențează rata de depreciere.

3. Identificarea/reducerea pierderilor din sistem prin calibrarea cu datele de exploatare a modelelor de funcționare și stabilirea factorilor de influență asupra randamentelor globale (proiectare, execuție, factori de climă etc).

4. prognoza de funcționare - prognoză asupra randamentelor sistemelor PV atât pe termen scurt cât și lung cu consecințe asupra rețelelor electrice și asupra indicatorilor de piață.

5. Previzionarea performanțelor fotovoltaice - Prognoza performanțelor sistemului fotovoltaic atât pe termen scurt, cât și pe termen lung poate fi utilizată pentru a prezice și gestiona interacțiunile sistemului PV cu rețelele electrice și accesul pe piață de energie. Metodele de prognoză se bazează, în general, pe caracterizarea performanțelor istorice ale unei CEF sau a unui grup agregat de sisteme în diverse scenarii climatice și operaționale și apoi utilizarea previziunilor radiație solară și alți parametri meteo pentru predicție.

6. Interacțiunea sistemelor fotovoltaice cu rețeaua de electricitate - datele PV măsurate pot fi utilizate împreună cu modelele de rețea pentru a înțelege impactul sistemelor fotovoltaice asupra

fiabilității, protecției și calității energiei electrice în sistemele de electricitate, inclusiv modelarea efectelor injectării în rețele, reglementare, probleme de stabilitate și control a puterii reactive. În acest domeniu, în special, ratele de eșantionare și înregistrare trebuie să fie adaptate pentru achiziția de date. Cea mai dificilă provocare se referă la cerințele asupra datelor necesare realizării studiului de variabilitate pe termen scurt la nivel temporal și spațial pentru sistemele mari sau pentru cele distribuite ceea ce permite evaluarea impactului factorului climatic asupra puterii generate.

7. Integrarea producției distribuite, a stocării și a controlului sarcinii - Datele monitorizate pot fi utilizate pentru a examina aspecte legate de combinarea sistemelor fotovoltaice cu alte tehnologii distribuite de energie în sistemele de electricitate. Datele pot fi utilizate pentru a evalua necesitatea stocării energiei și / sau adaptării sarcinii pentru a permite valori mai mari ale producției.

Fiecare dintre utilizările menționate mai sus a datelor PV necesită niveluri diferite de complexitate a măsurătorilor și oferă detalii privind parametrii și frecvența măsurătorilor pentru fiecare dintre utilizările menționate mai sus.

Aspecte generale privind evaluarea performanțelor

Tabelul 6 furnizează o listă de parametri pentru monitorizarea sistemelor PV împreună cu precizia recomandată a senzorului/traductorului, așa cum se specifică în CEI 61724-2008. Tabelul evidențiază, de asemenea, parametrii care ar trebui măsurați pentru fiecare dintre cele șapte utilizări ale datelor achiziționate de la sistemele PV enumerate în secțiunea anterioară 3.1. Alte recomandări privind măsurarea fiecărui parametru sunt furnizate în secțiunile următoare.

Tabel.6 Lista parametrilor măsurați și precizii de măsurare recomandate

Parametru	Simbol	Unitate	1A	1B	2	3	4	5	6	7	Precizia de măsurare recomandată
Meteorologie											
- radiatia totală în planul generatorului fotovoltaic	G_I	Wm^{-2}	x	x	x	x	x	x	x		5%
- temperatura ambiantă	T_{am}	$^{\circ}C$		x	x	x	x	x			1 $^{\circ}C$
- viteza vântului	S_W	ms^{-1}		x	x	x	x	x			0.5m/s, $\pm 10\%$
Generator fotovoltaic											
- tensiune de ieșire	V_A	V		x	x	x	x	x	x	x	1%
- curent de ieșire	I_A	A		x	x	x	x	x	x	x	1%
- puterea la ieșire	P_A	kW		x	x	x	x	x	x	x	2%
- temperatura modului	T_m	$^{\circ}C$		x	x	x	x				1%
Sarcina											
- tensiune de sarcină	V_L	V								x	1%
- curentul de sarcină	I_L	A								x	1%
- puterea de sarcină	P_L	kW								x	2%
Rețea											
- tensiune rețea	V_U	V			x				x	x	1%
- curent injectat	I_{TU}	A			x				x	x	1%
- putere injectată	P_{TU}	kW	x	x	x	x	x	x	x	x	2%
- putere absorbită	P_{FU}	kW							x	x	2%

Nivelul de monitorizare a performanțelor este condiționat de bugetul alocat (tabel 7)

Tabel 7. Lista parametrilor/tip senzor utilizat în funcție de bugetul alocat pentru monitorizare

Parametru	Tip de senzor/traductor	Mic	Buget		Mare
		Limitat	Opțiuni de analiza		important
Meteorologic					
radiația în plan modul	piranometru				x
	celula de referință		x	x	x
	piranometru celSi	x	x	x	
radiația in plan orizontal	piranometru				x
	piranometru celSi		x	x	
temperatură ambiantă	termocuplu	x	x	x	x
viteza vântului	anemometru ultrasonic			x	x
	anemometru cu cupe	x	x		
Generare în tensiune alternativă	NMI casa 1 sau clasă 0.5		x	x	x
	date de la inverter	x	x	x	x
Generare în tensiune continuă	date de la inverter	x	x	x	x
	trad. curent, tensiune				x
Status inverter/erori	date de la inverter	x	x	x	x
Temperatură modul	Termocuplu, termorezistor		x	x	x

Observații

Sistemele care colectează date de calitate superioară dintr-un număr mai mare de senzori permit o analiză mai semnificativă și au un beneficiu mai mare în ceea ce privește performanța PV și fiabilitatea cercetării.

Timpul de răspuns al piranometrelor este în intervalul de 5-30 secunde.

Piranometrele au timpi de răspuns mai lăni decât celulele / modulul de referință cu aceeași tehnologie pentru schimbarea condițiilor de iradiere.

Colectarea datelor atât pentru inverter cât și pentru generarea de energie externă în scenariul de buget mare permite compararea acestor două tipuri de dispozitive.

Etapa finală în adoptarea unei strategii de monitorizare este legată de definirea adecvată a sistemului de achiziție de date și stabilirea intervalelor de monitorizare. În tabelul 8 sunt prezentate pentru fiecare din cele 7 scopuri de monitorizare ale unei CEF intervalul de esantionare și secvența de monitorizare

Tabel 8 Intervale de eșantionare și perioade de monitorizare

Utilizare	Scop măsurare PV data	Interval de măsurare	Monitorizare
1	Evaluarea performanței tehnologiilor fotovoltaice în conformitate cu condiții exterioare	Max 15 min	minim 1 an
2	Diagnostic în funcționare	orar	durată de viață a sistemului
3	Degradarea și analiza de incertitudine în timpul funcționării	Orar	minim 3-5 ani
4	Explicarea/compensarea pierderilor prin compartie cu modele de operare	orar	min. 1 an
5	Proгноza de funcționare	5 min., 30 min, orar	min. 1 an
6	Interacțiunea sistemelor fotovoltaice cu rețeaua electrică	de la 1 la 15 min.**	min 1 săptămână
7	Integrarea generării distribuite și controlul sarcinii	de la 1 la 15 min.**	min 1 săptămână
** în unele aplicații intervalul de achiziție de date poate să sufere modificări în sensul scăderii în funcție de caracterul specific al investigației cerute.			

7.3.1.2 Prognoza

Prognoza producției

Prognoza energiei produse din CEF la un anumit moment, pentru un interval de timp viitor, reprezintă puterea medie pe care centrala electrică fotovoltaică (CEF) este estimat că o va produce în intervalul de timp considerat, dacă ar funcționa la o valoare echivalent constantă a radiației solare. Prognoza se realizează pentru un interval de timp, definit, care indică lungimea totală a perioadei prognozei (ex: 6, 48, 72 ore înainte). Rezoluția prognozei este dată de intervalul de timp la care este furnizată și care este corelat cu lungimea orizontului de prognoză furnizat.

În mod uzual pentru orizonturi de prognoză de circa 24 ÷ 72 ore, rezoluția cu care este actualizată, este orară. Această convenție provine de la folosirea regulată a algoritmului de prognoză numerică a vremii (NWP), unde este oferită o valoare constantă pentru următoarea perioadă considerată. Este important de subliniat că acest tip de prognoză se mai numește și prognoză punctuală, deoarece oferă doar o singură valoare. Alte tipuri de prognoză sunt în prezent în curs de dezvoltare, printre care putem enumera și metoda probabilistică care generează o probabilitate a distribuției prognozei pentru un interval de timp viitor.

Orizonturi de utilizare a prognozei de energie

Un sistem de prognoză este caracterizat de orizontul de timp, care reprezintă perioada de timp viitoare pentru care va fi prognozată vremea (ex: ziua următoare). În cazul vremii, acest orizont de timp poate fi împărțit în 4 mari categorii și anume: interval foarte scurt de timp, interval scurt de timp, interval mediu de timp, interval lung de timp.

În cazul concret al prognozei energiei din CEF, intervalele de timp care separă diferitele orizonturi nu sunt unanim definite din cauza mai multor idei care promovează diferite orizonturi de timp. În mod general prognoza energiei din CEF poate fi împărțită în 3 categorii principale:

Interval scurt de timp

Pentru prognoza pe perioade de timp scurt, abordarea o reprezintă utilizarea modelelor statistice de prognoză bazate pe abordarea seriilor numerice, cum ar fi ARMA (Auto-Regressive Moving Average) sau ARX (Auto-Regressive Exogenous Input). Acest timp de modele iau în considerare doar valori măsurate din variabilele de prognoză (ex: radiația solară, puterea generată), dar în același timp, pot folosi și alte valori explicative (ex: înclinarea panourilor, temperatura), care pot îmbunătăți eroarea prognozei.

Deoarece aceste metode sunt bazate strict pe date producției realizate ele pot depăși modelul persistenței (model de referință) pentru orizonturi cuprinse între $3 \div 6$ ore, cu valori cuprinse între $15 \div 20\%$. Pentru orizonturi mai mari de 6 ore, este recomandat să se folosească modelul numeric de prognoză ca date de intrare.

Din punct de vedere statistic, aceste modele pot fi catalogate ca modele univariate / multivariate. Modelul univariat ia în considerare numai valorile trecute ale producției de energie în CEF, pe când modelul multi-variat folosește atât valorile trecute cât și cele prezente ale producției de energie din CEF.

Sunt posibile 2 scheme pentru realizarea unui orizont de prognoză complet (cunoscută ca și prognoză multiplă-viitoare). O schemă constă în programarea pentru fiecare timp-viitor, a unui model pentru a prognoza intervalul de timp corespunzător. Această variantă implică programarea a 6 modele diferite pentru o prognoză pe o perioadă de 6 ore. O altă variantă presupune programarea unui singur model și folosindu-l într-o manieră repetată. Această abordare implică introducerea încă o dată a prognozei pentru intervalul de timp următor pentru a înlocui valoarea rămasă utilizată ca dată de intrare, pentru a produce prognoza pentru următorul interval de timp, iar procesul se repetă până se ajunge la ultimul interval al prognozei.

Avantajul acestei ultime soluții este că nu trebuie decât să programezi un singur model, dar totuși eroarea cumulată de la schema pas cu pas la cealaltă, crește eroarea globală a prognozei. Alternativa pentru folosirea acestor modele depinde de scopul prognozei.

Interval mediu de timp

Majoritatea prognozelor pentru intervale medii de timp au nevoie de previziuni meteorologice ca date de intrare pentru a realiza prognoza pentru un orizont de la $6 \div 72$ de ore. Principala caracteristică care diferențiază diferitele abordări are legătură cu modul în care variabilele predicțiilor meteorologice sunt transformate în prognoze ale puterii generate din CEF.

Metodele de prognoză avansate sunt în general împărțite în 2 mari grupe și anume:

- Primul grup reprezintă o abordare fizică, care este focusat pe condițiile climatice din amplasament, ajutându-se și de specificațiile producătorului de echipamente pentru a estima energia produsă din CEF.
- Al doilea grup este reprezentat de o abordare statistică care constă în corelarea legăturilor între predicții meteorologice, măsurători istorice și capacitatea de generare trecută prin modele statistice ai căror parametrii trebuiesc estimați fără a lua în seama fenomenele fizice.

Există și cazuri în care cele două abordări sunt combinate pentru a cumula avantajele fiecărei abordări în parte și de a îmbunătăți prognoza.

Interval lung de timp

Orizontul de timp variază de la 72 ore $\div$ 7 zile. Pe măsură ce perioada orizontului de prognoză crește, crește și eroarea de prognoză. Acest interval de prognoză poate fi folosit pentru a planifica

mentenanța CET-urilor, a liniilor sau a întregului parc fotovoltaic, deoarece orizontul de timp cuprins între 3 ÷ 7 zile este suficient de mare pentru o astfel de operație. Acest interval de prognoză poate fi furnizat numai prin utilizarea exclusivă a algoritmului de prognoză numerică a vremii (NWP) de la centrele mari, cum ar fi Centrul European pentru Prognoza Vremii pe Termen Mediu (ECMWF) sau Centrul Național de Prognoză a Mediului (NCEP).

7.3.1.3 Echilibrarea

Partea responsabilă cu echilibrarea (PRE) joacă un rol important în ceea ce înseamnă operarea comercială a centralei fotovoltaice. Contractele care reglementează aceste aspecte vor fi încheiate cu distribuitorul zonal și PRE, iar menținerea și derularea acestora intră în sarcina producătorului sau, poate externaliza acest serviciu, respectiv stabilirea modului de delegare a responsabilității echilibrării de către un titular de licență, a modului de alocare între membrii PRE a costurilor/veniturilor generate de dezechilibrele nete ale PRE, a modului de redistribuire costuri/venituri suplimentare și a modului de facturare în PRE. Cadrul legal este conferit de Ordinul ANRE nr. 76/2017 pentru aprobarea Regulilor de transparentizare a decontării în cadrul partilor responsabile cu echilibrarea și modificarea art. 32 din Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2013, cu respectarea prevederilor Codului Comercial al Pieței Angro și a legislației primare și secundare în domeniu.

Modul de delegare a responsabilității echilibrării de către un titular de licență către PRE și derularea operațiunilor în calitate de Parte Responsabilă cu Echilibrarea

PRE identifică în piața prestațiilor de servicii posibili clienți și nevoile acestora, primește și gestionează cererile de intrare în PRE ale titularilor de licență/autorizații.

Pentru a solicita intrarea în PRE, un client trebuie să facă dovada deținerei unei licențe/autorizații valabile și să transmită:

- Cerere înscriere în PRE SA;
- Copie Licență/Autorizație (inclusiv condițiile asociate), anexa B
- Certificatul în scopuri de TVA;
- Certificatul de Înregistrare la Registrul Comerțului;
- Un număr de cont pentru plata obligațiilor financiare;
- Lista persoane de contact pentru notificări, decontare, parte financiară, etc

PRE negociază cu clientul clauzele contractului de prestare de serviciu în calitate de PRE în vederea obținerii de avantaje comerciale pentru ambele părți.

Clienții se pot clasifica după:

- tipul de licență/autorizație: producător, furnizor, distribuitor;
- puterea instalată;

Dacă procesul de negociere s-a încheiat cu succes, PRE întocmește documentele necesare înscrierii în PRE a unui titular de licență, acestea fiind:

- contract de prestări de servicii,
- delegare de responsabilitate,

- anexele cu formulele de agregare etc.

Contractele de prestari servicii vor fi aprobate si semnate de ambele parti.

Urmare modificarilor din legislatia primara si secundara si a reglementarilor in domeniu, PRE ofera consultanta si suport clientilor si transpune in documentele aferente contractelor de prestari servicii noile modificari

Avand la baza contractele de prestari servicii in calitate de Parte Responsabila cu Echilibrarea si procedurile CNTEE Transelectrica SA, PRE depune la OPE delegarile de responsabilitate in vederea inregistrarii in Registru PRE si depune la OMEPA formulele de agregare in vederea agregarii datelor masurate pe conturul PRE .

PRE introduce in programul informatic datele despre membrii noi, actualizeaza baza de date si verifica si completeaza machetele personalizate pentru membrii PRE.

Membrii PRE completeaza si transmit machetele personalizate cu contractele/consumurile/prognozele aferente activitatii in piata angro de energie electrica. Aceste machete se actualizeaza lunar/zilnic/orar (daca este cazul).

PRE proceseaza zilnic (orar daca este cazul) datele membrilor PRE privind productia, consumul, achizitia si vanzarea in piata de energie electrica, precum si datele privind tranzactiile realizate de membrii PRE in PZU si PI si transmite Notificarile fizice utilizand Sistemul Pietei de Echilibrare catre OPE. PRE verifica daca notificariile transmise de titularii de licenta membrii ai PRE sunt in echilibru si in situatia in care constata existenta notificarii in dezechilibru a unui titular de licenta, atentioneaza titularul respectiv prin email in vederea corectarii situatiei prin modificarea productiei si/sau contractarea energiei electrice pe piata de energie.

Transmite Notificările fizice pentru Ziua de Livrare, pentru verificare și aprobare la OPE, înainte de Ora de Închidere a PE (max. ora 16.30) a zilei de Tranzacționare care precede Ziua de Livrare, utilizând platforma informatica dedicata (inclusiv transmiterea eventualelor modificări ale Notificărilor fizice).

PRE desemneaza o persoana de contact care sa actioneze in numele PRE si care sa tina legatura cu CNTEE Transelectrica SA (OPE) pe parcursul fiecarei Zile de Tranzactionare.

PRE SA descarca valorile masurate si transmite membrilor PRE spre verificare. Daca datele transmise de OR sunt incorecte, membrii

PRE si PRE le pot contesta conform reglementarilor in vigoare. OR va face corectiile si va retransmitie datele catre OMEPA.

OMEPA transmite valorile masurate agregate ODPE. In fiecare luna calendaristica ODPE determina dimensiunea PRE si intocmeste o Nota de Informare pentru Decontare cuprinzand toate sumele de platit sau de primit de PRE pentru dezechilibre in PE.

Procesul de preluare a datelor masurate se desfasoara lunar (o data pe luna daca valorile masurate sunt identice cu valorile masurate aprobate, bilunar daca valorile masurate difera de valorile masurate aprobate, de mai multe ori daca sunt necesare refaceri conform reglementarilor in vigoare) si consta in:

- Creare si intretinere rapoarte in platforma www 100;
- Verificarea si descarcarea corecta la termenele stabilite a valorilor masurate si a valorilor masurate aprobate;

- Transmiterea catre membri si confirmarea de catre acestia a valorilor masurate si a valorilor masurate aprobate;

In baza datelor masurate descarcate de pe platforma OMEPA, a notificarilor membrilor PRE, a NI primite de la ODPE si a datelor contractuale privind tarifele, PRE realizeaza decontarea in piata de echilibrare (conform Ordinului 76/2017) si emite rapoarte catre membrii PRE sau alte entitati.

A. Modul de alocare catre membrii PRE a costurilor sau beneficiilor generate de dezechilibrele nete ale PRE

Modul de calcul intre membrii unei PRE a costurilor / veniturilor generate de dezechilibrele nete ale PRE se realizeaza pentru fiecare interval orar, in conformitate cu urmatorul algoritm:

A.1. Calculul valorii dezechilibrului pentru fiecare titular de licenta si membru al PRE se determina considerand inregistrarea ca PRE individuala, virtuala:

a) pozitia neta contractuala, PNC_i a PRE_i , se calculeaza astfel:

$$PNC_i = \sum_{p=1}^p SB_{vij} - \sum_{q=1}^q SB_{cik} [MWh]$$

unde:

PRE_i reprezinta partea responsabila cu echilibrarea individuala, virtuala;

SB_{vij} reprezinta schimbul bloc de vanzare a PRE_i virtuala catre o alta PRE, determinat pe baza notificarii transmise conform art. 4 alin. (1);

SB_{cik} reprezinta schimbul bloc de cumparare a PRE_i virtuala de la o alta PRE determinat pe baza notificarii transmise conform art.4 alin.(1);

p, respectiv q reprezinta numarul schimburilor bloc de vanzare, respectiv de cumparare ale PRE_i .

b) pozitia neta masurata a PRE_i se calculeaza astfel: $PNM_i = Pm_i - Cm_i [MWh]$

unde:

PNM_i reprezinta pozitia neta masurata a PRE_i

Pm_i reprezinta cantitatea de energie electrica totala livrata in retea de catre PRE_i

Cm_i reprezinta cantitatea de energie electrica totala consumata de PRE_i

c) dezechilibrul PRE_i se determina: $DEZ_i = PNM_i - PNC_i [MWh]$

d) valoarea dezechilibrului PRE_i se determina:

$$VDEZ_i = DEZ_i * P_{def} \text{ daca } DEZ_i < 0 [lei] \quad VDEZ_i = DEZ_i * P_{ex} \text{ daca } DEZ_i > 0 [lei]$$

unde:

DEZ_i reprezinta dezechilibrul PRE_i

P_{def}, P_{ex} reprezinta pretul de deficit, respectiv pretul de excedent corespunzator intervalului orar respectiv din luna de livrare, determinat de catre Societatea Operatorului Pietei de Energie Electrica si Gaze Naturale OPCOM-SA

PNC_i reprezinta pozitia neta contractuala a PRE_i

$VDEZ_i$ reprezinta valoarea dezechilibrului PRE_i

A.2. Suma algebrica a valorii dezechilibrelor tuturor PRE_i se determina astfel:

$$V_{total} = \sum_{ni=1}^n VDEZ_i [lei]$$

unde n este numarul titularilor de licenta membrii ai PRE

a) in cazul in care $V_{total} * VDEZ \leq 0$, castigul total se determina astfel:

$$Castig\ total = |V_{total}| + |VDEZ|$$

b) in cazul in care $V_{total} * VDEZ > 0$, castigul total se determina astfel:

$$Castig\ total = ||V_{total}| - |VDEZ||$$

c) Castigul unitar C se calculeaza astfel:

Daca $p_{ex} > p_{def}$

$$C = -(Castigul\ total / \sum_{i=1}^{n_i} |DEZ_i|) [lei/MWh]$$

Daca $p_{ex} < p_{def}$

$$C = +(Castigul\ total / \sum_{i=1}^{n_i} |DEZ_i|) [lei/MWh]$$

A.3. Se calculeaza preturile de deficit si de excedent revizuite, aplicabile intern la nivelul PRE, astfel:

$$P_{defint} = P_{def} - C [lei/MWh]$$

$$P_{exint} = P_{ex} + C [lei/MWh]$$

unde:

P_{defint} , P_{exint} reprezinta pretul de deficit revizuit, respectiv pretul de excedent revizuit.

A.4. Costurile/Veniturile fiecarui titular de licenta i, membru al PRE, rezultate in urma redistribuirii interne a costurilor/veniturilor aferente dezechilibrelor, se calculeaza astfel:

$$a) \text{ daca } DEZ_i < 0 \text{ atunci } VDEZ_{iint} = DEZ_i * P_{defint} [lei]$$

$$b) \text{ daca } DEZ_i > 0 \text{ atunci } VDEZ_{iint} = DEZ_i * P_{exint} [lei]$$

B. Modul de redistribuire a costurilor/veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului aferente PRE catre membrii PRE

Redistribuirea costurilor/veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului aferente PRE catre membrii PRE se determina pe baza aportului fiecarui titular de licenta si al fiecarei PRE, in fiecare ID, la reducerea dezechilibrului sistemului, respectiv la cresterea dezechilibrului sistemului.

Avand in vedere prevederile Ordinului ANRE nr. 51/2016:

(1) Venitul suplimentar, respectiv costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului este redistribuit lunar fiecarei PRE, pe baza aportului acesteia la reducerea dezechilibrului sistemului, respectiv la amplificarea dezechilibrului sistemului in fiecare interval de dispecerizare.

Valoarea redistribuita fiecarei PRE se determina astfel:

$$S_i = (D_{tot,i} / \sum D_{tot,ini=1}) * A_{res}$$

Unde:

S_i - valoarea redistribuita catre PREi din venitul/costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului;

A_{res} – venitul suplimentar sau costul suplimentar rezultat in luna respectiva din echilibrarea sistemului;

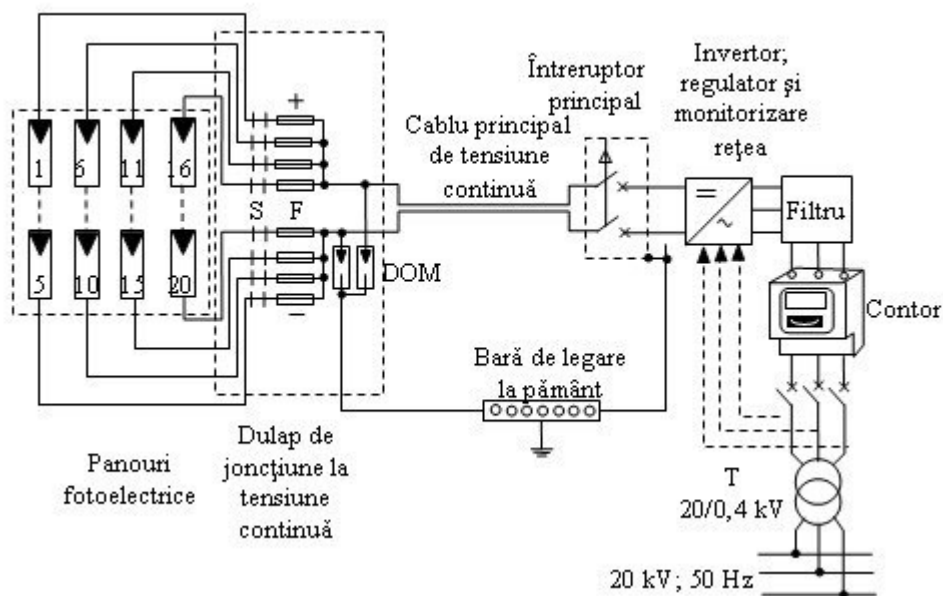
$D_{tot,i}$ – dezechilibrul total al PREi din luna de livrare

Extrapolarea formulei prevăzută în Ordinul ANRE nr. 51/2016 în cadrul PRE se realizează prin alocarea costurilor/veniturilor suplimentare către titularii de licență în funcție de rezultatele comparării în mod direct a sensului SEN cu sensul PRE și cu sensul titularului de licență pentru fiecare ID

7.3.1.4 *Mentenanța*

Monitorizarea comportării în faza de exploatarea a CEF reprezintă o sursă importantă de informații pentru estimarea indicatorilor de fiabilitate și de mentenabilitate operațională precum și căile de ameliorare a acestora. Înregistrările și prelucrarea informațiilor cauzate de defecte și ieșirea din funcțiune conduce la crearea unui istoric. Deși la prima vedere această bază de date este consumatoare de resurse care să realizeze o analiză statistică. Acest istoric reprezintă un instrument util și necesar în faza de operare tehnică a CEF. [8]

În figura sunt prezentate principalele componente ale unei CEF.



Stabilirea procedurilor de mentenanță trebuie să ia în considerare:

- panourile fotovoltaice;
- circuitele de tensiune continuă;
- invertoarele;
- circuitele de tensiune alternativă;
- instalația de măsurare, protecție, comandă, control, semnalizare și comunicare;
- instalația pentru asigurarea securității instalației.

Cauze care determină reducerea performanțelor

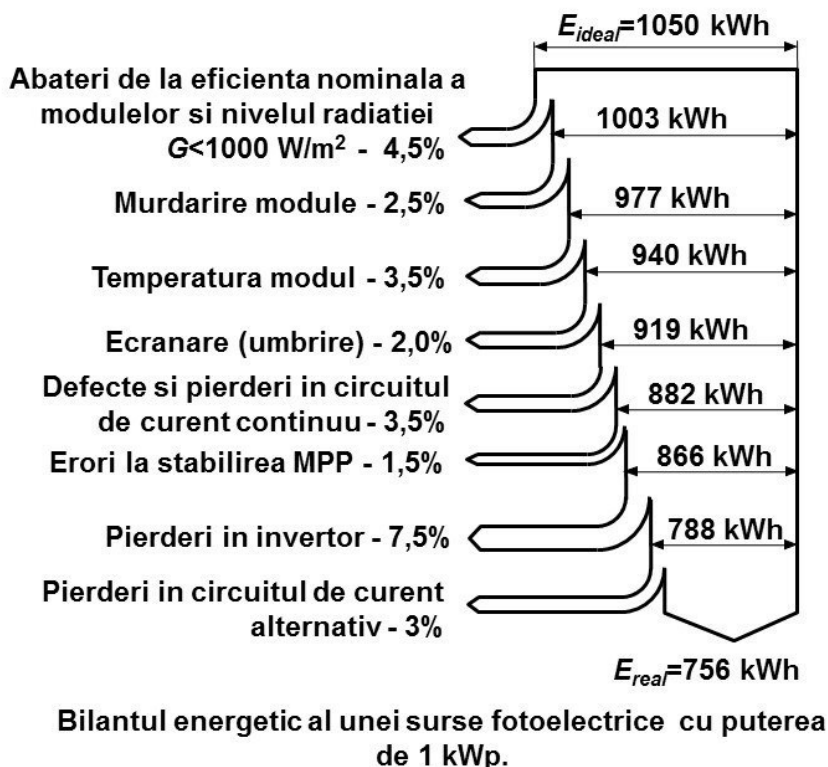
În mod obișnuit, panourile fotoelectrice necesită cele mai importante activități de mentenanță pentru limitarea cauzelor care conduc la limitarea nivelului iradianței solare (W/m^2) care ajunge la nivelul celulelor fotoelectrice: depuneri de praf, depuneri de murdărie, modificarea unghiului de înclinare a panourilor față de razele solare, umbrire datorată construcțiilor din zonă sau a copacilor.

Limitarea performanțelor panourilor fotoelectrice poate fi datorată unor defecte interne (scurtcircuite, arderea unor diode), creșterea rezistenței circuitelor electrice (legături electrice imperfecte), pierderi prin izolația electrică redusă spre pământ a instalației, defecte mecanice, siguranțe electrice defecte pe unele circuite de tensiune continuă.

Defectele în inverter pot determina reducerea puterii transmise în rețeaua electrică, însă acest tip de defect este, în mod obișnuit semnalizat prin sistemul de control al funcționării acestuia

Tip de celula fotoelectrica		Randament [%]	
		Valori actuale	Valori de laborator
Celule monocristaline siliciu		16...19	24
Celule policristaline siliciu		12...17	17
Celule amorfe (strat subtire – film)	siliciu	6...7	12
	CIGS(cupru-indiu-galiu-dieselenid)	12	19
	CdTe (telurida de cadmiu)	7...10	16

Eficiența sistemului fotovoltaic



Întreținerea PV include următoarele tipuri de proceduri de întreținere:

partea de administrare, care asigură punerea în aplicare eficientă, controlul și documentarea serviciilor de întreținere și a rezultatelor; aceasta include: alocarea de fonduri pentru întreținere preventivă și corectivă.

întreținerea preventivă: programarea (frecvența) lucrărilor de întreținere preventivă este influențată de o serie de factori, cum ar fi tipul de echipament, condițiile de mediu (de ex: zăpadă, polen, umiditate, praf, animale sălbatice); lucrările de întreținere programate sunt efectuate la intervale de timp stabilite în conformitate cu recomandările producătorului.

întreținerea corectivă: necesară pentru reparații sau înlocuiri ale echipamentelor / componentelor defecte.

Mentenanța centralei fotovoltaice constă în:

- mentenanța instalațiilor electrice.

revizii și inspecții tehnice periodice pentru instalațiile electrice, care se efectuează în conformitate cu instrucțiunile fabricanților și normativele în vigoare. Cu acesta ocazie se efectuează lucrări minime de întreținere precum și verificări și teste pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor electrice. Eventualele neconformități privind neîncadrarea parametrilor măsoarați cu ocazia determinărilor pot conduce la activități de mentenanță corectivă.

mentenanța corectivă, prin care echipamentele și instalațiile neconforme se readuc în parametrii de funcționare proiectați.

- mentenanța panourilor fotovoltaice constau în principal în:

revizii și inspecții periodice ale panourilor fotovoltaice, pentru identificarea eventualelor panouri cu funcționare necorespunzătoare.

- curățirea prin spălare periodică pentru eliminarea depunerilor de praf, vegetație s.a. Având în vedere caracteristicile climatice și de poluare ale zonei, se estimează că spălarea panourilor cu apă trebuie efectuată de 2÷4 ori pe an.
- înlocuirea panourilor defecte.
- alte lucrări de mentenanță:
- îndepărtarea vegetației care ar putea umbri panourile fotovoltaice.

În cazul sistemelor de poziționare cu un grad de libertate, este necesară ajustarea periodică (de patru ori pe an, la începutul fiecărui sezon) a unghiului de înclinare a panourilor fotovoltaice.

întreținerea construcțiilor, căilor de acces, gardului de protecție etc.

- îndepărtarea impurităților de pe suprafața panourilor fotoelectrice.
- verificarea performanțelor sistemului PV prin compararea datelor calculate cu cele obținute prin măsurare. Dacă apar diferențe este necesară analiza în detaliu a cauzelor. Se recomandă ca în cadrul operațiilor de mentenanță, verificarea performanțelor sistemului PV să se facă în prezența unui piranometru de referință pentru a înregistra datele reale ale iradianței solare.
- verificarea structurii mecanice a instalației și înlăturarea defectelor.
- verificarea circuitelor electrice (continuitate, rezistență electrică).
- verificarea izolației electrice a circuitelor de tensiune continuă (valoarea trebuie să depășească 20 MΩ).

- verificare sistemului de protecție la supratensiuni.
- verificarea funcționării inverterului prin măsurarea puterilor pe partea de tensiune continuă și pe partea de tensiune alternativă (evaluarea eficienței reale a inverterului și analiza cauzelor modificării acestuia față de valorile date de producător), conform indicațiilor producătorului.
- verificarea tensiunilor generate de fiecare șir de panouri fotoelectrice.
- verificarea funcționării fiecărui modul fotoelectric și a diodelor by-pass.
- verificarea circuitelor de protecție, comandă, semnalizare.
- informație utilă pentru evaluarea funcționării corecte a modulelor constă în determinarea curentului electric de scurtcircuit în funcție de nivelul măsurat al iradianței.

Management date

Este necesară înregistrarea următoarelor informații [9]:

- starea fizică a PV, contracte curente pentru service, date referitoare la garanții;
- înregistrări ale modificărilor anterioare efectuate: ale serviciilor de întreținere corectivă și rezultatele obținute.

Înainte de programarea oricărui serviciu de întreținere, trebuie să se știe ce fel de echipament a fost instalat inițial și toate modificările care au fost făcute de atunci. Unele probleme sunt dificil de diagnosticat, astfel încât înregistrările anterioare sunt adesea esențiale pentru corectarea problemei.

un sistem de management al datelor asigură controlul modificărilor și back-up pentru datele esențiale.

documentele care urmează să fie gestionate într-un sistem structurat de management al documentelor includ:

1. date contact
2. lista cu toate echipamentele existente (model, serie, loc amplasare)
3. lista cu documentațiile referitoare la limite proprietate, scheme electrice, specificații
4. manual de operare pentru invertere și alte echipamente
5. rapoarte referitoare la punere în funcțiune, repunere în funcțiune, inspecții
6. date referitoare la contracte anterioare și actuale cu furnizori de servicii (nume, dată început/sfârșit, scop, valoare contract, indicatori de performanță, garanții, clauze)
7. înregistrări ale acțiunilor de întreținere preventivă și a verificărilor, precum și a datelor referitoare la mentenanța corectivă (dată, stare, cauze, măsuri luate, confirmare că problema a fost rezolvată), autorul lucrării.
8. inventar piese de schimb, numărul acestora, data achiziției
9. listă cu toate documentele de garanție, reclamații efectuate (echipament afectat, descrierea alertei, dată de apariție, corespondența cu fabricantul)
10. documente referitoare la condiții de mediu (date meteo, temperatura, viteza vântului)
11. documente referitoare la producție: puterea activă și reactivă în PCC, servicii proprii, puterea c.c. inverter și alte valori măsurate

Eficiența activității de mentenanță depinde de adoptarea tipului de mentenanță și a strategiei de efectuare a înlocuirilor în cazul mentenanței preventive sistematice.

Eficiența activității de mentenanță depinde de adoptarea tipului de mentenanță și a strategiei de efectuare a înlocuirilor în cazul mentenanței preventive sistematice.

Se vor cerceta următoarele tipuri de mentenanță (figura 4.27):

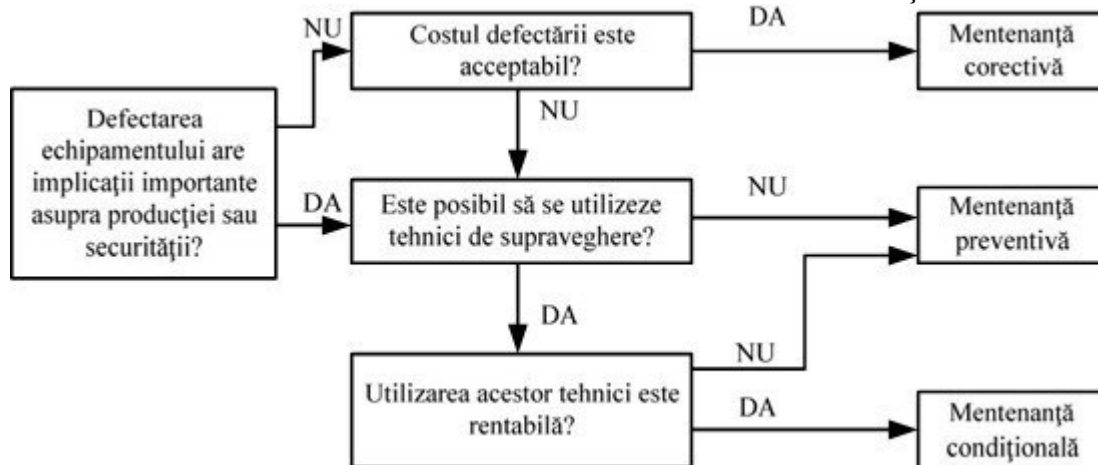
– **mentenanță corectivă** care presupune înlocuirea componentei critice numai la defectarea acesteia. Această modalitate de asigurare a mentenanței echipamentelor va fi denumită în cele ce urmează și strategia A.

– **mentenanță preventivă sistematică.**

Dacă în cazul mentenanței corective componenta se înlocuiește numai la defectare, atunci când se aplică mentenanța preventivă sistematică se deosebesc următoarele posibilități:

– înlocuirea componentei critice când aceasta împlinește o anumită vârstă v sau atunci când se defectează înainte de atingerea vârstei v . Această strategie de mentenanță preventivă de tip vârstă, va fi denumită în cele ce urmează și strategia B;

– înlocuirea componentei critice la momentele de timp planificate $1d, 2d, 3d...$, sau ori de câte ori se defectează în cadrul acestor intervale. În cele ce urmează se va utiliza și denumirea de strategia C.



Figura@@. Algoritm de selectare a tipului de mentenanță

În realizarea planului de mentenanță datele statistice sunt importante și din păcate informațiile relativ la fiabilitatea componentelor centralelor fotovoltaice sunt relativ sumare[10]. Raportările privind ratele de defectare se regăsesc în tabelul @@

componentă	PDF	Factor formă	de	Factor scală	de	$\Lambda \times 10^{-6}$	MTBF [h]
Intreruptor AC	exponent	n/a		n/a		5.715	175070
	Weibull 3	0.35		264000		n/a	
Intreruptor AC	exponent	n/a		n/a		n/a	
conector	exponent	n/a		n/a		0.00024	41666666
protecție diff	exponent	n/a		n/a		5.17	175070
dioda DC	exponent	n/a		n/a		0.313	3194888
Fuzibil AC	exponent	n/a		n/a			
Fuzibil DC	Weibull 3	1.5		175000		n/a	
Conectare rețea	exponent	n/a		n/a		114.2	8757

componentă	PDF	Factor formă	de	Factor scală	de	$\Lambda \times 10^{-6}$	MTBF [h]
inverter	exponent	n/a		n/a		40.29	24820
Cutie jonctiune	Weibull 2	0.51		28800000		0.51	
Module PV	exponent	n/a		n/a		0.0152	65789474
	Weibull 2	0.28		1.248×10^{14}		n/a	
Transformator MT	Weibull 2	0.58		170400		0.58	

PDF- functia de densitate de probabilitate

Strategia de mentenanță

Utilizarea în cadrul activităților de mentenanță a instrumentelor de lucru (*FLM etc.*) concepute pe baza modelării funcționale, structurale și comportamentale a echipamentelor conduce la:

- simplificarea și eficientizarea relațiilor de colaborare și comunicare între operatorii din CEF și cei de mentenanță;
- detectarea și diagnosticarea defecțiunilor și a cauzelor acestora;
- selectarea strategiilor de mentenanță adecvate fiecărei componente;
- posibilitatea repartizării cheltuielilor directe asupra componentelor care le-au provocat;
- facilitarea aplicării mentenanței de exploatare (nivel I) de către operatori, prin indicarea directă pe schema structurală a locului de intervenție;

îmbunătățirea controlului și urmăririi activităților de mentenanță ca activități ale managementului de mentenanță.

Identificarea echipamentelor critice și ierarhizarea lor utilizând criterii, metode sau analiza multicriterială facilitează:

- selectarea tipului de mentenanță (corectiv, preventiv, condițional sau predictiv) adecvat;
- planificarea intervențiilor, a resurselor umane și materiale în funcție de priorități atunci când mai multe echipamente se defectează simultan, iar resursele sunt limitate.

Utilizarea ca metodă de lucru a analizei comportării în exploatare a echipamentelor pe baza istoricului de mentenanță și crearea instrumentelor informatice au ca rezultat:

- identificarea componentelor critice care contribuie aproape în totalitate la probabilitatea de defectar;
- documentarea defectărilor intervenite în funcționarea echipamentului (localizarea și natura defecțiunii, informații despre defectare, detectare, mod de manifestare, simptome, consecințe, cauze, mod de remediere) determină realizarea unor activități de mentenanță de calitate superioară, reducerea costurilor și implicit creșterea eficienței sistemului;
- gestionarea optimă și cunoașterea elementelor definitorii ale intervenției de mentenanță
- gestionarea în timp real a intervențiilor, diminuarea numărului de deplasări ale operatorilor de mentenanță pentru anunțarea și remedierea defecțiunilor ceea ce determină reducerea costurilor;
- accesarea rapidă și cu efort minim a informației datorită faptului că produsul informatic oferă timpi optimi de execuție a proceselor de căutare;
- reducerea costurilor mentenanței, printr-un control total al activității.

Principalele activități de mentenanță preventivă specifice centralelor fotovoltaice

ZONA MACRO		DESCRIEREA ACTIVITATII	Z	St	L	Sm	A
CONTROL GENERAL INSTALATIE	1	Inspectie pentru verificarea bunei functionari a tuturor dispozitivelor Instalatiei		EV/I			
	2	Inspectie a Instalatiei de catre Responsabil pentru verificarea energiei produse si absorbite		EV/I			
	3	Examinarea registrului de mentenanta		EV/I			
	4	Transcrierea registrului de acces	EV/I				
	5	Verificarea prezentei schemelor electrice normale de functionare ale Instalatiei				EV/I	
INVERTOARE	6	Verificarea curateniei grilelor de ventilatie			EV/I		
	7	Curatarea contactelor intreruptorului PV aflat la baza Invertorului					I
	8	Curatarea grilelor de aerisire si a radiatorului			EV/I		
	9	Controlul etanseitatii de cabluri				EV/I	
CABINA DE TRANSFORMARE MT/JT	10	Controlul valorilor de tensiune	Monit			PI	
	11	Controlul temperaturii anvelopei de beton		EV/I			
	12	Controlul conditiilor interne ale spatiilor si echipamentelor din anvelopa de beton		EV/I			
	13	Controlul sistemului de ventilatie al anvelopei de beton			EV/I		
	14	Verificarea starii tabloului, transformatorului si zonelor alaturate			EV/I		
	15	Controlul temperaturii bobinelor transformatorului		EV/I			
	16	Verificarea prezentei de stingătoare de incendiu		EV/I			
	17	Verificarea starii de incarcare a extintoarelor			EV/I		
TABLOURI MT	18	Curatarea si degresarea switch-urilor si separatoarelor MT				EV/I	
	19	Verificarea declansarii dispozitivelor de protectie					PI
	20	Verificarea etanseitatii suruburilor si bolturilor				EV/I	
	21	Inspectie generala a mijloacelor de masurare locala			EV/I/PI		
	22	Inspectia vizuala a orificiilor de ventilatie, filtre si aripi de racire			EV/I		
	23	Controlul parametrilor electrici de iesire ale grupurilor de conversie	Monit				
GENERATOR FV	24	Controlul conditiilor generale ale modulelor fotovoltaice (sticla, cadru)				EV/I	
	25	Curatarea suprafetelor panourilor fotovoltaice			EV/I		
	26	Verificarea starii structurilor de sprijin si de strangere a suruburilor				EV/I	
	27	Controlul nivelului de oxidare a structurilor de otel				EV/I	
	28	Inspectia vizuala a cutiilor			EV/I		
	29	Inspectia vizuala a conectorilor MC4				EV/I	

ZONA MACRO		DESCRIEREA ACTIVITATII	Z	St	L	Sm	A
	30	Controlul instalatiei de iluminat in zone tehnice		EV/I			
	31	Verificarea functionarii corecte a senzoriilor sistemului de operare (Radiatie, temperatura)				EVI/	
	32	Curatarea piranometrelor / celulelor de referinta			EV/I		
CONEXIUNI ELECTRICE	33	Verificarea continuitatii impamantarii Instalatiei				EVI/	
	34	Verificarea etanseitatii cablurilor in cutii de jonctiune				EV/I	
CABINE DE LIVRARE	35	Controlul intern și extern al starii cabinelor (contoare locale si de utilizator locala) si verificarea prezentei apei		EV/I			
	36	Verificarea starii UPS			EVI/		
RAPORTARE	37	Datele de energie produsa, absorbita si radiatii					
	38	Disponibilitate tehnica (zilnica si lunara)					
	39	Cronologia evenimentelor (de tip alarma, data si ora evenimentului)					
	40	Inregistrarea apelurilor de cerere interventie pe site					
MONITOR	41	Inregistrarea de operatiuni de Mentenanta programata					
	42	Inregistrarea de operatiuni de reparatii					
	43	Monitorizarea productiei	Monit				

LEGENDA:	
Zilnic	Z
Saptamanal	St
Lunar	L
Semestrial	Sm
Anual	A
Monitorizare	Monit.
Proba Instrumentala	PI
Examen Vizual/Interventie	EV/I

7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Analizând elementele definitorii evidențiate de către diferiți autori, considerăm că putem face posibilă o percepție a managementului. Astfel, "managementul poate fi privit ca și un proces efectiv de atingere a obiectivelor din cadrul unei organizații, într-un mod cât mai eficient prin utilizarea funcțiilor de planificare, organizare, control și administrare a resurselor existente în organizația respectivă." Drept urmare, putem analiza această definiție din două puncte de vedere și anume: În primul rând, din punct de vedere al atingerii efective a obiectivelor, într-un mod cât mai eficient, specific tuturor managerilor care doresc să-și îmbunătățească performanțele. Aceștia se bazează pe o multitudine de abilități deprinse de-a lungul carierei, având astfel capacitatea de a utiliza cu știință toate elementele existente în interiorul organizațiilor lor. În al doilea rând, cele patru funcții, respectiv de planificare,

organizare, control și administrare generează ciclul de management, oferindu-i acestuia conținutul propriu în ansamblu, al procesului de conducere și în special, eficiența muncii depuse de către personal fie că este pe termen scurt, mediu sau lung. Planificarea în acest sens poate fi percepută ca fiind acea acțiune prin care un manager analizează situațiile viitoare cu care organizația sa ar putea să se confrunte, luând deciziile optime privind activitățile necesare care vor trebui efectuate și ținând cont de resursele necesare pentru finalizarea acestora. Organizarea implică punerea cap la cap a tuturor sarcinilor și activităților care urmează apoi să fie repartizate pe diferite departamente, în funcție de domeniul de activitate cu care sunt compatibile, împreună cu resursele necesare efectuării acestora.

Administrarea poate fi definită ca fiind acea utilizare corectă a tuturor resurselor de către un manager dintr-o organizație în așa fel încât, umplerea golurilor acesteia să fie efectuată cu succes de angajații pe care managerul respectiv îi are în subordine. Nu în ultimul rând, prin funcția de control se poate înțelege acea monitorizare efectuată de către un manager a angajaților cât și a activităților lor, determinând în acest mod care este nivelul la care se află organizația sa, iar dacă sunt identificate anumite minusuri, acesta să poată accede la corectarea lor ulterioară. Ca și recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale menționăm: - îmbunătățirea abilităților de comunicare, convingere și responsabilitatea managerilor - eficientizarea activităților - administrarea eficientă și eficace a resurselor cât și a personalului - motivarea personalului - elaborarea unei strategii de dezvoltare - îmbunătățirea monitorizării de către manager a întregii activități a organizației

B. PIESE DESENATE

1. Plan de amplasare în zonă

Conform anexa

2. Plan de situație

Conform anexa

3. Planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrii, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice, după caz;

Nu este cazul.

4. Planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice, după caz.

Nu este cazul.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 ianuarie 2020.
- [2] *DTI, PV domestic field trial good practice guide: Good Practice Guide: Part I Project management și installation issues* (S/P2/00409,URN 06/795), 2006.
- [3] *DTI, PV domestic field trial good practice guide, Good Practice Guide: Part II System Performance Issues* (S/P2/00409,URN 06/2219), 2006. Autors: Munzinger M, Crick F, Daya EJ., N Pearsall N.(NPAC), Martin C.(EMC)
- [4] *Adrian Badea, Horia Necula, Surse regenerabile de energie* ISBN: 978-973-720-469-1, Editura: A.G.I.R. 2014
- [5] *S. Sellner, J. Sutterlüt, S. Ransome, L. Schreier, N. Allet*, "Understanding PV module performance: further validation of the novel loss factors model and its extension to AC arrays," in *27th EU PVSEC*, Frankfurt, Germany, 2012.
- [6] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- [7] *PV System Performance Assessment*, 2014, <http://sunspec.org/wp-content/uploads/2015/06/SunSpec-PV-System-Performance-Assessment-v2.pdf>
- [8] Martinescu, I., Popescu, I.: *Fiabilitate*, Editura Gryfon, Brașov, 1995
- [9] *Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance*, 2nd Edition, PV O&M Working Group,
- [10] Sharma, V., Chandel, S.S.: 'Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: a review', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2013, 27, pp. 753– 767

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură
Indicatorul I.1 - realizare	1.50285	MW
Indicatorul I.2 - rezultat	1,062.33	Echivalent tone de CO2/an
Indicatorul I.3 - rezultat	1,736.12	MWh/an
Indicatorul I.4 - rezultat	34,722.32	MWh
Indicatorul I.5 - rezultat	13.19	%

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitii Scenariu 1							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 1							
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului							
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAPITOL 2							
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii							
2.1	Asigurarea utilitatilor	27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
TOTAL CAPITOL 2		27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
CAPITOL 3							
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica							
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	25,000.00	5,024.72	4,750.00	954.70	29,750.00	5,979.42
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	520,050.00	104,524.26	98,809.50	19,859.61	618,859.50	124,383.87
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de prefizabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	30,000.00	6,029.67	5,700.00	1,145.64	35,700.00	7,175.30
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	10,000.00	2,009.89	1,900.00	381.88	11,900.00	2,391.77
3.7	Consultanta	130,000.00	26,128.55	24,700.00	4,964.42	154,700.00	31,092.98
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	95,000.00	19,093.94	18,050.00	3,627.85	113,050.00	22,721.79
3.7.2	Auditul financiar	35,000.00	7,034.61	6,650.00	1,336.58	41,650.00	8,371.19
3.8	Asistenta tehnica	137,000.00	27,535.47	26,030.00	5,231.74	163,030.00	32,767.21
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigenție de santier	87,000.00	17,486.03	16,530.00	3,322.35	103,530.00	20,808.38
TOTAL CAPITOL 3		822,050.00	165,222.90	156,189.50	31,392.35	978,239.50	196,615.25
CAPITOL 4							
Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1	Constructii si instalatii	355,170.79	71,385.38	67,482.45	13,563.22	422,653.25	84,948.60
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,065,512.38	214,156.13	202,447.35	40,689.66	1,267,959.74	254,845.79
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	5,469,630.24	1,099,334.78	1,039,229.75	208,873.61	6,508,859.99	1,308,208.38
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	213,102.48	42,831.23	40,489.47	8,137.93	253,591.95	50,969.16
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		7,103,415.90	1,427,707.50	1,349,649.02	271,264.43	8,453,064.92	1,698,971.93
CAPITOL 5							
Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de santier	78,000.00	15,677.13	14,820.00	2,978.65	92,820.00	18,655.79
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	78,000.00	15,677.13	14,820.00	2,978.65	92,820.00	18,655.79
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	16,782.51	3,373.10	0.00	0.00	16,782.51	3,373.10
5.2.1	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.2	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	7,628.42	1,533.23	0.00	0.00	7,628.42	1,533.23
5.2.3	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	1,525.68	306.65	0.00	0.00	1,525.68	306.65
5.2.4	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	7,628.42	1,533.23	0.00	0.00	7,628.42	1,533.23
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	71,034.16	14,277.08	13,496.49	2,712.64	84,530.65	16,989.72
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	28,000.00	5,627.69	5,320.00	1,069.26	33,320.00	6,696.95
TOTAL CAPITOL 5		193,816.67	38,954.99	33,636.49	6,760.56	227,453.16	45,715.55
CAPITOL 6							
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste							
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	18,500.00	3,718.29	3,515.00	706.48	22,015.00	4,424.77
6.2	Probe tehnologice si teste	35,000.00	7,034.61	6,650.00	1,336.58	41,650.00	8,371.19
TOTAL CAPITOL 6		53,500.00	10,752.90	10,165.00	2,043.05	63,665.00	12,795.96
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 +1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		1,525,683.18	306,645.33	289,879.80	58,262.61	1,815,562.98	364,907.94
TOTAL GENERAL		8,199,782.57	1,648,064.99	1,554,770.01	312,491.46	9,754,552.58	1,960,556.45

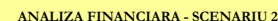
DEVIZ OBIECTULUI nr.1 - Achizitionare si instalare CENTRALA FOTOVOLTAICA - Scenariu 1 (recomandat)							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 4							
4.1	Constructii si instalatii	355,170.79	71,385.38	67,482.45	13,563.22	422,653.25	84,948.60
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	88,792.70	17,846.34	16,870.61	3,390.81	105,663.31	21,237.15
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	266,378.10	53,539.03	50,611.84	10,172.42	316,989.93	63,711.45
Total I - subcap 4.1.		355,170.79	71,385.38	67,482.45	13,563.22	422,653.25	84,948.60
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1,065,512.38	214,156.13	202,447.35	40,689.66	1,267,959.74	254,845.79
Total II- subcap 4.2.		1,065,512.38	214,156.13	202,447.35	40,689.66	1,267,959.74	254,845.79
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	5,469,630.24	1,099,334.78	1,039,229.75	208,873.61	6,508,859.99	1,308,208.38
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	213,102.48	42,831.23	40,489.47	8,137.93	253,591.95	50,969.16
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total III- subcap 4.3.+4.4.+4.5.+4.6.		5,682,732.72	1,142,166.00	1,079,719.22	217,011.54	6,762,451.93	1,359,177.54
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II + Total III)		7,103,415.90	1,427,707.50	1,349,649.02	271,264.43	8,453,064.92	1,698,971.93

Cap/ Subcap	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totală a investiției:			Valoarea totală eligibilă a cheltuielii ⁽¹⁾ :			Valoarea grantului solicitat:			Contribuția proprie la:		
		fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	fără TVA	TVA	cu TVA	Valoarea eligibilă a cheltuielii	Valoarea neeligibilă a cheltuielii	TVA
0	1	2	3	4=2+3	5	6	7=5+6	8	9	10=8+9	11=5-8	12=2-5	13=3-9
1	Cheltuieli pentru amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	27,000,00	5,130,00	32,130,00	27,000,00	5,130,00	32,130,00	27,000,00	5,130,00	32,130,00	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	27,000,00	5,130,00	32,130,00	27,000,00	5,130,00	32,130,00	27,000,00	5,130,00	32,130,00	0,00	0,00	0,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	822,050,00	156,189,50	978,239,50	822,050,00	156,189,50	978,239,50	822,050,00	156,189,50	978,239,50	0,00	0,00	0,00
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentația suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	25,000,00	4,750,00	29,750,00	25,000,00	4,750,00	29,750,00	25,000,00	4,750,00	29,750,00	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	520,050,00	98,809,50	618,859,50	520,050,00	98,809,50	618,859,50	520,050,00	98,809,50	618,859,50	0,00	0,00	0,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	245,025,00	46,554,75	291,579,75	245,025,00	46,554,75	291,579,75	245,025,00	46,554,75	291,579,75	0,00	0,00	0,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	30,000,00	5,700,00	35,700,00	30,000,00	5,700,00	35,700,00	30,000,00	5,700,00	35,700,00	0,00	0,00	0,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	245,025,00	46,554,75	291,579,75	245,025,00	46,554,75	291,579,75	245,025,00	46,554,75	291,579,75	0,00	0,00	0,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	10,000,00	1,900,00	11,900,00	10,000,00	1,900,00	11,900,00	10,000,00	1,900,00	11,900,00	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	130,000,00	24,700,00	154,700,00	130,000,00	24,700,00	154,700,00	130,000,00	24,700,00	154,700,00	0,00	0,00	0,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiție	95,000,00	18,050,00	113,050,00	95,000,00	18,050,00	113,050,00	95,000,00	18,050,00	113,050,00	0,00	0,00	0,00
	3.7.2. Auditul financiar	35,000,00	6,650,00	41,650,00	35,000,00	6,650,00	41,650,00	35,000,00	6,650,00	41,650,00	0,00	0,00	0,00
3.8	Asistență tehnică	137,000,00	26,030,00	163,030,00	137,000,00	26,030,00	163,030,00	137,000,00	26,030,00	163,030,00	0,00	0,00	0,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	50,000,00	9,500,00	59,500,00	50,000,00	9,500,00	59,500,00	50,000,00	9,500,00	59,500,00	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.1 pe perioada de execuție a lucrărilor	50,000,00	9,500,00	59,500,00	50,000,00	9,500,00	59,500,00	50,000,00	9,500,00	59,500,00	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.2 pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3.8.2. Dirigența de șantier	87,000,00	16,530,00	103,530,00	87,000,00	16,530,00	103,530,00	87,000,00	16,530,00	103,530,00	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 3	822,050,00	156,189,50	978,239,50	822,050,00	156,189,50	978,239,50	822,050,00	156,189,50	978,239,50	0,00	0,00	0,00
4	Cheltuieli pentru investiția de bază	7,103,415,90	1,349,649,02	8,453,064,92	7,103,415,90	1,349,649,02	8,453,064,92	7,103,415,90	1,349,649,02	8,453,064,92	0,00	0,00	0,00
4.1	Construcții și instalații	355,170,79	67,482,45	422,653,25	355,170,79	67,482,45	422,653,25	355,170,79	67,482,45	422,653,25	0,00	0,00	0,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1,065,512,38	202,447,35	1,267,959,74	1,065,512,38	202,447,35	1,267,959,74	1,065,512,38	202,447,35	1,267,959,74	0,00	0,00	0,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5,469,630,24	1,039,229,75	6,508,859,99	5,469,630,24	1,039,229,75	6,508,859,99	5,469,630,24	1,039,229,75	6,508,859,99	0,00	0,00	0,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	213,102,48	40,489,47	253,591,95	213,102,48	40,489,47	253,591,95	213,102,48	40,489,47	253,591,95	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	7,103,415,90	1,349,649,02	8,453,064,92	7,103,415,90	1,349,649,02	8,453,064,92	7,103,415,90	1,349,649,02	8,453,064,92	0,00	0,00	0,00
5	Alte cheltuieli	193,816,67	33,636,49	227,453,16	193,816,67	33,636,49	227,453,16	193,816,67	33,636,49	227,453,16	0,00	0,00	0,00
5.1	Organizare de șantier	78,000,00	14,820,00	92,820,00	78,000,00	14,820,00	92,820,00	78,000,00	14,820,00	92,820,00	0,00	0,00	0,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	78,000,00	14,820,00	92,820,00	78,000,00	14,820,00	92,820,00	78,000,00	14,820,00	92,820,00	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexes organizării șantierului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	16,782,51	0,00	16,782,51	16,782,51	0,00	16,782,51	16,782,51	0,00	16,782,51	0,00	0,00	0,00
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcție	7,628,42	0,00	7,628,42	7,628,42	0,00	7,628,42	7,628,42	0,00	7,628,42	0,00	0,00	0,00
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul stării în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor	1,525,68	0,00	1,525,68	1,525,68	0,00	1,525,68	1,525,68	0,00	1,525,68	0,00	0,00	0,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	7,628,42	0,00	7,628,42	7,628,42	0,00	7,628,42	7,628,42	0,00	7,628,42	0,00	0,00	0,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desfințare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	71,034,16	13,496,49	84,530,65	71,034,16	13,496,49	84,530,65	71,034,16	13,496,49	84,530,65	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	28,000,00	5,320,00	33,320,00	28,000,00	5,320,00	33,320,00	28,000,00	5,320,00	33,320,00	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 5	193,816,67	33,636,49	227,453,16	193,816,67	33,636,49	227,453,16	193,816,67	33,636,49	227,453,16	0,00	0,00	0,00
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	53,500,00	10,165,00	63,665,00	53,500,00	10,165,00	63,665,00	53,500,00	10,165,00	63,665,00	0,00	0,00	0,00
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	18,500,00	3,515,00	22,015,00	18,500,00	3,515,00	22,015,00	18,500,00	3,515,00	22,015,00	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	35,000,00	6,650,00	41,650,00	35,000,00	6,650,00	41,650,00	35,000,00	6,650,00	41,650,00	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 6	53,500,00	10,165,00	63,665,00	53,500,00	10,165,00	63,665,00	53,500,00	10,165,00	63,665,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL GENERAL	8,199,782,57	1,554,552,58	9,754,335,15	8,199,782,57	1,554,552,58	9,754,335,15	8,199,782,57	1,554,552,58	9,754,335,15	0,00	0,00	0,00
		Lei											
		Euro ⁽²⁾	312,491,46	1,960,556,45	312,491,46	1,960,556,45	312,491,46	312,491,46	1,680,488,42	1,680,488,42	0,00	0,00	0,00

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investitie Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 1							
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului							
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CAPITOL 2							
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitie							
2.1	Asigurarea utilitatilor	27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
TOTAL CAPITOL 2		27,000.00	5,426.70	5,130.00	1,031.07	32,130.00	6,457.77
CAPITOL 3							
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica							
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.1	Studii de teren	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.1.3	Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	25,000.00	5,024.72	4,750.00	954.70	29,750.00	5,979.42
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	520,050.00	104,524.26	98,809.50	19,859.61	618,859.50	124,383.87
3.5.1	Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	30,000.00	6,029.67	5,700.00	1,145.64	35,700.00	7,175.30
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	245,025.00	49,247.30	46,554.75	9,356.99	291,579.75	58,604.28
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	10,000.00	2,009.89	1,900.00	381.88	11,900.00	2,391.77
3.7	Consultanta	130,000.00	26,128.55	24,700.00	4,964.42	154,700.00	31,092.98
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitie	95,000.00	19,093.94	18,050.00	3,627.85	113,050.00	22,721.79
3.7.2	Auditul financiar	35,000.00	7,034.61	6,650.00	1,336.58	41,650.00	8,371.19
3.8	Asistenta tehnica	137,000.00	27,535.47	26,030.00	5,231.74	163,030.00	32,767.21
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	50,000.00	10,049.44	9,500.00	1,909.39	59,500.00	11,958.84
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigentie de santier	87,000.00	17,486.03	16,530.00	3,322.35	103,530.00	20,808.38
TOTAL CAPITOL 3		822,050.00	165,222.90	156,189.50	31,392.35	978,239.50	196,615.25
CAPITOL 4							
Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1	Constructii si instalatii	145,929.97	29,330.30	27,726.70	5,572.76	173,656.67	34,903.06
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	437,789.92	87,990.90	83,180.09	16,718.27	520,970.01	104,709.17
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2,247,321.61	451,686.62	426,991.11	85,820.46	2,674,312.71	537,507.08
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	87,357.98	17,598.18	16,636.02	3,343.65	104,194.00	20,941.83
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		2,918,599.49	586,606.00	554,533.90	111,455.14	3,473,133.40	698,061.14
CAPITOL 5							
Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de santier	39,000.00	7,838.57	7,410.00	1,489.33	46,410.00	9,327.89
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	39,000.00	7,838.57	7,410.00	1,489.33	46,410.00	9,327.89
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	7,146.92	1,436.45	0.00	0.00	7,146.92	1,436.45
5.2.1	Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.2.2	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	3,248.60	652.93	0.00	0.00	3,248.60	652.93
5.2.3	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	649.72	130.59	0.00	0.00	649.72	130.59
5.2.4	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	3,248.60	652.93	0.00	0.00	3,248.60	652.93
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	29,185.99	5,866.06	5,545.34	1,114.55	34,731.33	6,980.61
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	3,000.00	602.97	570.00	114.56	3,570.00	717.53
TOTAL CAPITOL 5		78,332.91	15,744.04	13,525.34	2,718.44	91,858.25	18,462.49
CAPITOL 6							
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste							
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	15,000.00	3,014.83	2,850.00	572.82	17,850.00	3,587.65
6.2	Probe tehnologice si teste	28,000.00	5,627.69	5,320.00	1,069.26	33,320.00	6,696.95
TOTAL CAPITOL 6		43,000.00	8,642.52	8,170.00	1,642.08	51,170.00	10,284.60
TOTAL Constructii+Montaj (1.2 +1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)		649,719.90	130,586.47	123,446.78	24,811.43	773,166.68	155,397.89
TOTAL GENERAL		3,888,982.41	781,642.16	737,548.74	148,239.08	4,626,531.15	929,881.25

DEVIZ OBIECTULUI nr.1 - Achizitionare si instalare CENTRALA FOTOVOLTAICA - Scenariu 2							
Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		Lei	EURO	Lei	EURO	Lei	EURO
1	2	3	4	5	6	7	8
CAPITOL 4							
4.1	Constructii si instalatii	145,929.97	29,330.30	27,726.70	5,572.76	173,656.67	34,903.06
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	36,482.49	7,332.58	6,931.67	1,393.19	43,414.17	8,725.76
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	109,447.48	21,997.73	20,795.02	4,179.57	130,242.50	26,177.29
Total I - subcap 4.1.		145,929.97	29,330.30	27,726.70	5,572.76	173,656.67	34,903.06
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	437,789.92	87,990.90	83,180.09	16,718.27	520,970.01	104,709.17
Total II- subcap 4.2.		437,789.92	87,990.90	83,180.09	16,718.27	520,970.01	104,709.17
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2,247,321.61	451,686.62	426,991.11	85,820.46	2,674,312.71	537,507.08
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	87,557.98	17,598.18	16,636.02	3,343.65	104,194.00	20,941.83
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total III- subcap 4.3.+4.4.+4.5.+4.6.		2,334,879.59	469,284.80	443,627.12	89,164.11	2,778,506.72	558,448.91
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II + Total III)		2,918,599.49	586,606.00	554,533.90	111,455.14	3,473,133.40	698,061.14



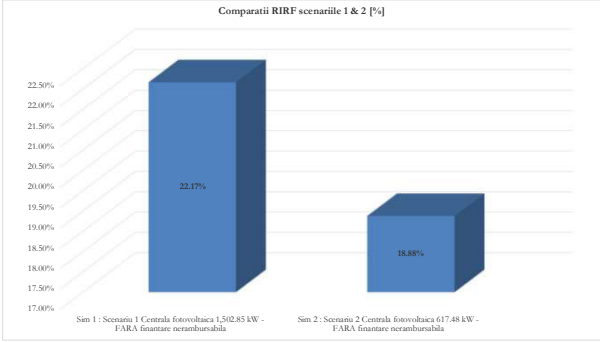
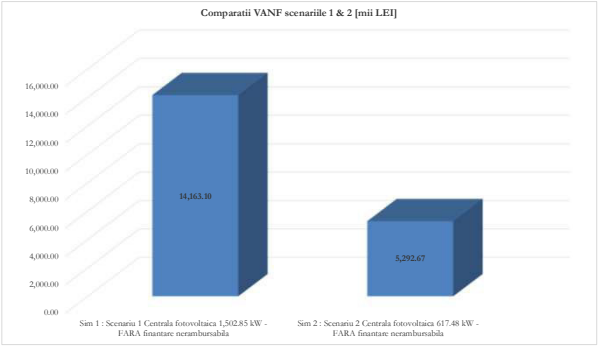


Varianta simulare	ANALIZA FINANCIARA - SCENARIUL 1	
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	22.17%	%
VANF	14,163.10	mii LEI
VANF incasari	22,510.28	mii LEI
VANF cheltuieli	8,347.18	mii LEI
TR	5.43	ani
Castig mediu anual	674.43	mii LEI
RBC	2.70	-

Varianta simulare	ANALIZA FINANCIARA - SCENARIUL 2	
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila		
Denumire	Valoare	
RIRF	18.88%	%
VANF	5,292.67	mii LEI
VANF-incasari	9,248.31	mii LEI
VANF cheltuieli	3,955.64	mii LEI
TR	6.13	ani
Castig mediu anual	252.03	mii LEI
RBC	2.34	-

Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
Sim 2 : Scenariu 2 Centrala fotovoltaica 617.48 kW - FARA finantare nerambursabila	18.88%	5,292.67

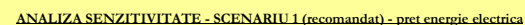
Apreciere RIRF scenariu 1 versus scenariu 2	Apreciere VANF scenariu 1 versus scenariu 2
[%]	[%]
17.42%	167.60%



		Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata		
scenariu baza (RECOMANDAT)	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 1	1,092.44	Lei fara TVA/MWh
Senzitivitate venituri (pret energie electrica)	Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - pret energie electrica	900.00	Lei fara TVA/MWh
	Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - pret energie electrica	700.00	Lei fara TVA/MWh
	Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - pret energie electrica	800.00	Lei fara TVA/MWh
	Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - pret energie electrica	450.00	Lei fara TVA/MWh
	Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - pret energie electrica	400.00	Lei fara TVA/MWh
		Apreciere a valorii investitiei		
scenariu baza (RECOMANDAT)	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	ANALIZA FINANCIARA - SCENARIU 1	0.00%	%
Senzitivitate valoare investitie	Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - investitie	50.00%	%
	Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - investitie	100.00%	%
	Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - investitie	150.00%	%
	Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - investitie	170.00%	%
	Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - investitie	175.00%	%
		INVETTITE Scenariu 2		8,199.78
		INVETTITE Scenariu 2		12,299.67
		INVETTITE Scenariu 2		16,399.57
		INVETTITE Scenariu 2		20,499.46
		INVETTITE Scenariu 2		22,139.41
		INVETTITE Scenariu 2		22,549.40
		RIRF		VANF
		22.17%		14,163.10
		17.80%		10,197.82
		13.04%		6,076.71
		7.80%		1,955.60
		6.36%		925.32
		4.84%		-104.96

REFERINTA	senzitivitate investitie	valoare comutate pentru o	Valoarea investitiei este primordiala pentru fezabilitatea proiectului, functie de momentul ales pentru implementare. In conditiile de apreciere a costului investitional cu 175%, proiectul devine nefezabil ! - un caz extrem de putin probabil. Astfel riscul aferent acestei variabile critice este NEGLIJABIL !	
0.00%		Apreciere a valorii investitiei		
		intre		
		170.00%	175.00%	
REFERINTA	Senzitivitate venituri (pret energie electrica)	valoare comutate pentru o	Un alt aspect deosebit de important il reprezinta veniturile proiectului. In conditiile de decrestere a veniturilor cu energia electrica, proiectul devine nefezabil pentru diminuarea pretului de la valoarea platimata actuala de 1,092.44 Lei fara TVA/MWh la 400.00 Lei fara TVA/MWh ! Astfel riscul aferent acestei variabile critice este NEGLIJABIL !	
1,092.44		Depreciere a veniturilor cu		
Eur/MWh		intre		
		450.00	400.00	
		Lei fara	Lei fara	
		TVA/MWh	TVA/MWh	
REFERINTA	Senzitivitate productie energie electrica	analiza comparativa	In acest caz ilustream ca si analiza comparativa scenariile de simulare pentru productia de energie electrica, pentru valori obtinuta intr-un soft specializat cu 2 librarii separate. In analiza noastra am considerat scenariul pesimist, dar in acelasi timp ilustream si valorile indicatorilor de performanta financiara pentru scenariul cu productie de energie electrica mai mare. Acesta analiza este una strict comparativa cu caracter informativ !	
1736.12		productie energie electrica		
MWh/an		2 seturi de simulare		
		1736.12	1753.56	
		MWh/an	MWh/an	

[illegible]





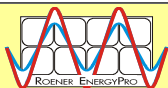
[illegible]



Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)																								
AN		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	TOTAL	
INVESTITIE																								
Valoare Totala	mil. LEI	8,199.78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,199.78	
Finantare nerambursabila	mil. LEI	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Finantare bancara	mil. LEI	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Fonduri proprii mobilizate	mil. LEI	8,199.78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,199.78	
INCASARI																								
Productie energie electrica	MWh	0.00	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	14,722.32	
Productie energie electrica	mil. LEI	0.00	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	13,888.93	
TOTAL	mil. LEI	0.00	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	694.45	13,888.93	
CHELTUELI CONEXE																								
P1- Specific proiect																								
Autocostum (dedus din productie)	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Autocostum (dedus din productie)	mil. LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Total P1	mil. LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Mentenananta si intretinere - PV	mil. LEI	0.00	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	86.38	
Total P2	mil. LEI	0.00	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	86.38	
P3																								
Ganantii totali, Rep Capitala - PV	mil. LEI	0.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	819.98	
Total P3	mil. LEI	0.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	819.98	
P4																								
Cheptalii finantare credit	mil. LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Mobilizati fonduri proprii	mil. LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Asigurat	mil. LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Total P4	mil. LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
TOTAL CHELTUELI		mil. LEI	0.00	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	906.36	
PROFIT BRUT		mil. LEI	0.00	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	12,862.57	
FLUX NUMERAR - IRR		mil. LEI	-8,199.78	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	4,782.79	
Cash Flow		mil. LEI	-8,199.78	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	649.13	4,782.79	
FLUX NUMERAR CUMULAT		mil. LEI	8,199.78	8,848.91	9,498.04	10,147.17	10,796.30	11,445.43	12,094.55	12,743.68	13,392.81	14,041.94	14,691.07	15,340.20	15,989.32	16,638.45	17,287.58	17,936.71	18,585.84	19,234.97	19,884.10	20,533.22	308,512.42	
RIBE			4.84%																					
VANP																								
	mil. LEI																							
	2R																							
	13.61																							
	ani																							
	VANP incasari																							
	8,242.23																							
	mil. LEI																							
	VANP cheltuieli																							
	8,347.18																							
	mil. LEI																							
INDICATORI DE PERFORMANTA			Debitand		6.09%		Rata de scut		1.99%		Costul mediu anual		-5.00		mil. LEI		RBC		0.99					

[illegible]





ROENER ENERGYPRO

ANALIZA SENZITIVITATE - SCENARIU 1 (recomandat) - investitie

Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)																																							
AN		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	TOTAL																
INVESTITIE																																							
Valoare Totala	mii LEI	20,499.46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,499.46																
Finantare nerambursabila	mii LEI	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																
Finantare bancara	mii LEI	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0																
Fonduri proprii mobilizate	mii LEI	20,499.46	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,499.46																
INCASARI																																							
Productie energie electrica	MWh	0.00	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	34,722.32																
Productie energie electrica	mii LEI	0.00	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	37,931.94																
TOTAL																																							
PI - Specifica proiect																																							
Aucomsum (deduct din productie)	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																
Aucomsum (deduct din productie)	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																
Total P1																																							
P2																																							
Mentenanata si intretinere - PV	mii LEI	0.00	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	86.38																
Total P2																																							
P3																																							
Garantie totala, Rep Capitala - PV	mii LEI	0.00	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	102.50	2,049.95																
Total P3																																							
P4																																							
Cheltuieli financiare credit	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																
Mobilizare fonduri proprii	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																
Asiguran	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																
Total P4																																							
TOTAL CHELTUIELI																																							
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	0.00	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	106.82	2,136.32																
PROFIT BRUT																																							
FLUX NUMERAR - IRR	mii LEI	0.00	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	35,795.62																
Cash Flow	mii LEI	-20,499.46	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	1,789.78	15,296.16																
FLUX NUMERAR CUMULAT	mii LEI	-20,499.46	22,289.24	24,079.02	25,868.80	27,658.58	29,448.36	31,238.14	33,027.92	34,817.70	36,607.49	38,397.27	40,187.05	41,976.83	43,766.61	45,556.39	47,346.17	49,135.95	50,925.73	52,715.51	54,505.30	56,295.08	806,342.59																
RIBE		6.02%		VANP		1,719.21		mii LEI		IR		12.45		ani		VANP finantare		22,510.28		mii LEI		VANP cheltuieli		20,791.07		mii LEI													
INDICATORI DE PERFORMANTA				Dobanda				6.09%				Rata de scut				1.0%				Costul mediu anual				81.87				mii LEI				RBC				1.08			

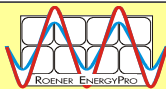
[illegible]

[illegible]

Senzitivitate productie energie electrica			
Apreciere a valorii productiei de energie electrica [MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,736.12	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
1,753.56	Sim 1.1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (productie MAXIMA - PVGIS-ERA5)	22.41%	14,388.81

Senzitivitate venituri (pret energie electrica)			
Depreciere a veniturilor cu energia electrica valorificata [Lei fara TVA/MWh]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
1,092.44	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
900.00	Sim 1.2 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	17.80%	10,197.82
700.00	Sim 1.3 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	13.04%	6,076.71
500.00	Sim 1.4 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	7.80%	1,955.60
450.00	Sim 1.5 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)	6.36%	925.32
400.00	<i>Sim 1.6 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (pret energie electrica)</i>	4.84%	-104.96

Senzitivitate valoare investitie			
Apreciere a valorii investitiei [%]	Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
0.00%	Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
50.00%	Sim 1.7 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	13.75%	10,015.13
100.00%	Sim 1.8 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	9.11%	5,867.17
150.00%	Sim 1.9 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	6.02%	1,719.21
170.00%	Sim 1.10 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	5.03%	60.03
175.00%	Sim 1.11 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila (investitie)	4.80%	-354.77



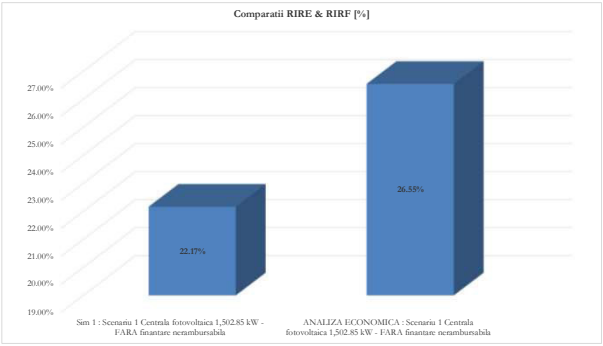
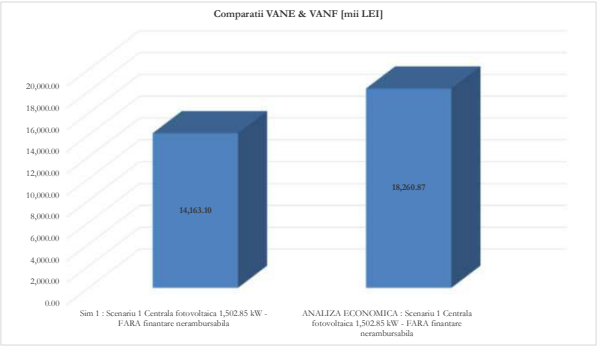
ROENER ENERGYPRO

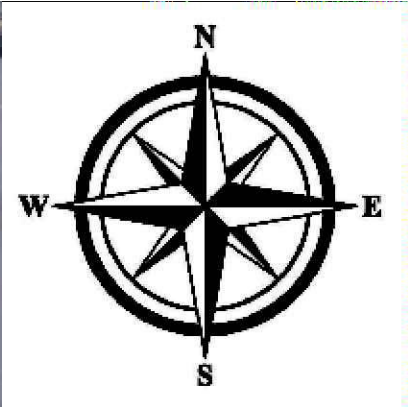
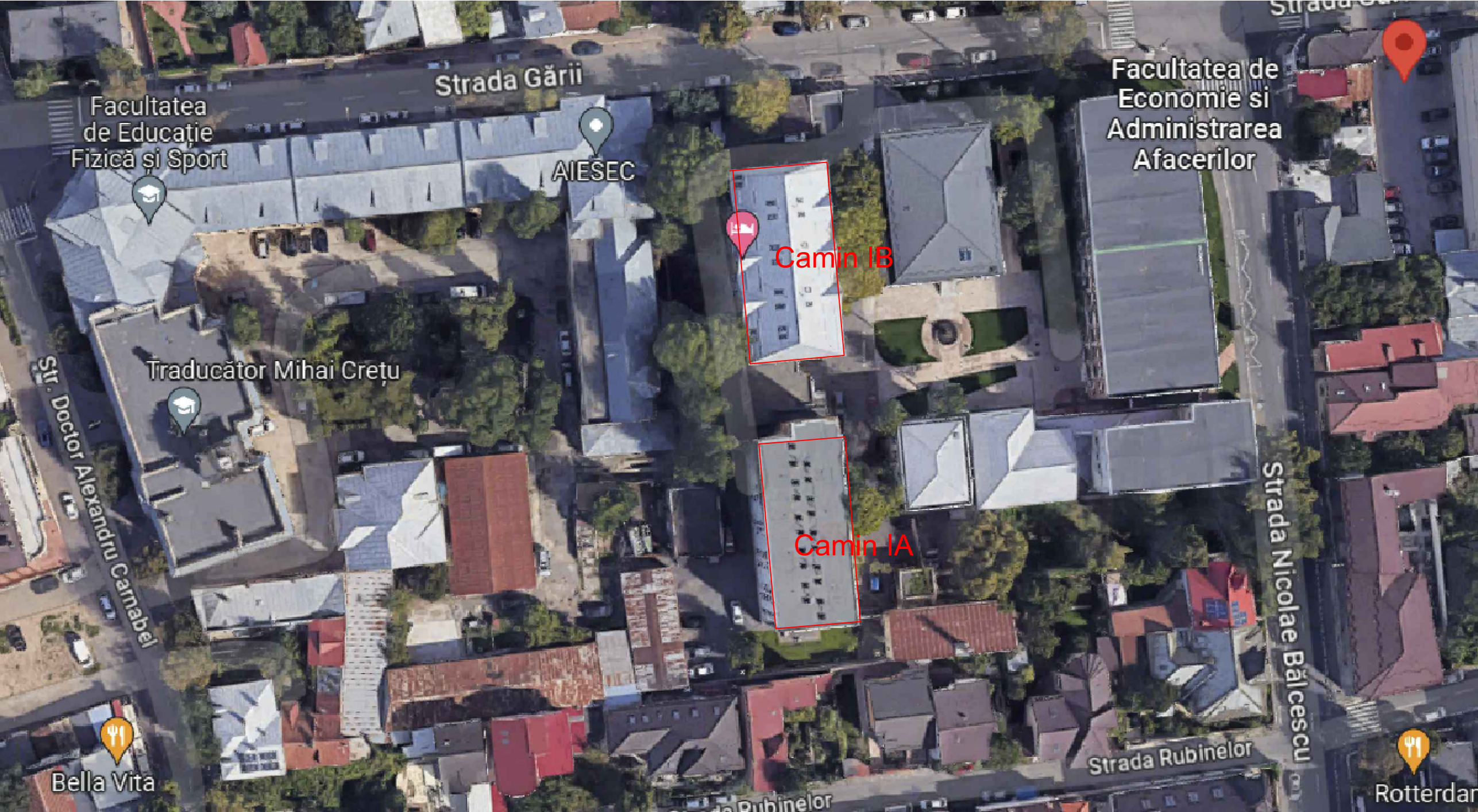
ANALIZA ECONOMICA - SCENARIU 1

ANALIZA ECONOMICA : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.83 kW - FARA finantare nerambursabila																																						
AN		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	TOTAL															
INVESTITIE																																						
Valoare Totala	mii LEI	8,199.78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,199.78															
Finantare nerambursabila	mii LEI	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0															
Finantare bancara	mii LEI	0.00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0															
Fonduri proprii mobilizate	mii LEI	8,199.78	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8,199.78															
INCASARI																																						
Productie energie electrica	MWh	0.00	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	1,736.12	34,722.32															
Productie energie electrica	mii LEI	0.00	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	1,896.60	37,931.94															
Emissi CO2 evitate	tCO2	0.00	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	1,062.33	21,246.59															
Emissi CO2 evitate	mii LEI	0.00	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	345.26	6,905.14															
TOTAL	mii LEI	0.00	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	2,241.85	37,931.94															
CHELTUIELI CONEXE																																						
P1 - Specifica proiecte																																						
Autocostum (deduct din productie)	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
Autocostum (deduct din productie)	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
Total P1	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
P2																																						
Mentenananta si intretinere - PV	mii LEI	0.00	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	86.38															
Total P2	mii LEI	0.00	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	4.32	86.38															
P3																																						
Garantie totala, Rep. Capitale - PV	mii LEI	0.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	819.98															
Total P3	mii LEI	0.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	819.98															
P4																																						
Cheltuieli financiare credit	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
Mobilizari fonduri proprii	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
Angajari	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
Total P4	mii LEI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00															
TOTAL CHELTUIELI	mii LEI	0.00	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	45.32	906.36															
PROFIT BRUT																																						
FLUX NUMERAR - IRR	mii LEI	0.00	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	43,930.73															
Cash Flow	mii LEI	-8,199.78	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	2,196.54	35,730.95															
FLUX NUMERAR CUMULAT	mii LEI	8,199.78	10,396.32	12,592.86	14,789.39	16,985.93	19,182.46	21,379.00	23,575.54	25,772.07	27,968.61	30,165.15	32,361.68	34,558.22	36,754.76	38,951.29	41,147.83	43,344.36	45,540.90	47,737.44	49,933.97	52,130.51	633,468.08															
RIRE		26.53%	VANR				18,260.87	mii LEI				IR				4.73	ani				VANR financiar				26,608.06	mii LEI				VANR cheltuieli				8,347.18	mii LEI			
INDICATORI DE PERFORMANTA		Dobanda				6.0%	Rata de secur				1.0%	Costul mediu anual				869.57	mii LEI				RBC				3.19													

Denumire scenariu	RIRF [%]	VANF [mii LEI]
Sim 1 : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	22.17%	14,163.10
ANALIZA ECONOMICA : Scenariu 1 Centrala fotovoltaica 1,502.85 kW - FARA finantare nerambursabila	26.55%	18,269.87

Apreciere RIRE versus RIRF	Apreciere VANE versus VANF
[%]	[%]
99.76%	28.93%





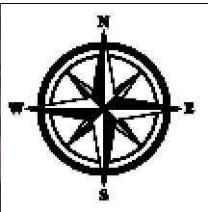
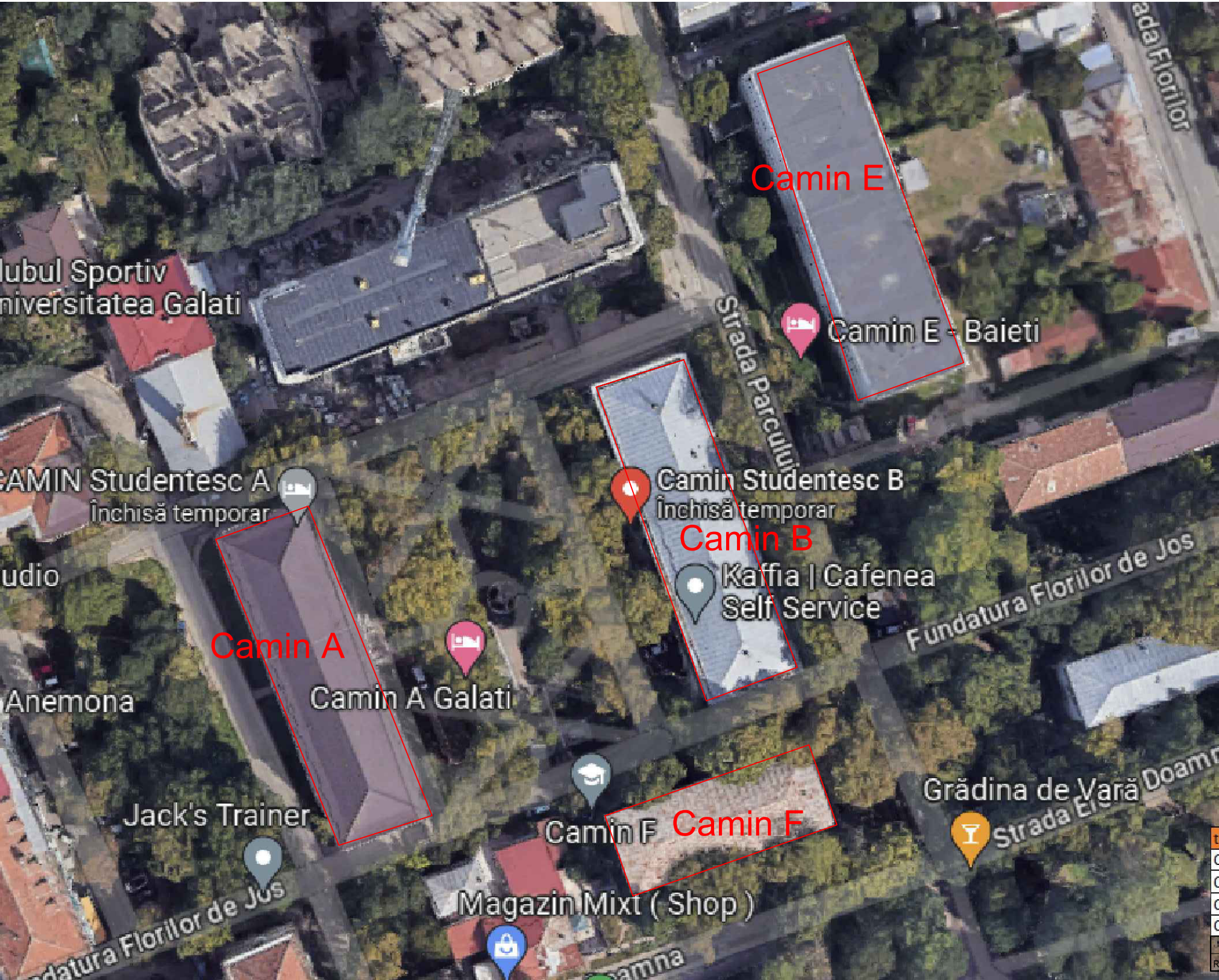
tip C	sc	tip invelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-IA	544	e-v	435.2	217	109	46.87
C-IB	477	tabla faltuita	238.5	119	64	27.52

Revizia:	Data:	Descriere:	Proiectat:	Verificat intern:
----------	-------	------------	------------	-------------------

Verificator M.D.L.P.A:	Semnatura:	Cerinta:	Referat de verificare Nr. / Data:
------------------------	------------	----------	-----------------------------------

PROIECTANT GENERAL: Roener Energypro		BENEFICIAR: Universitatea Dunarea Galati	
PROIECTANT INSTALATII: Roener Energypro		DENUMIRE PROIECT: Sprijinirea investitiilor in noi capacitati de productie a energiei produsa din surse regenerabile Camin IA si IB	

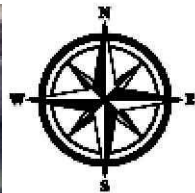
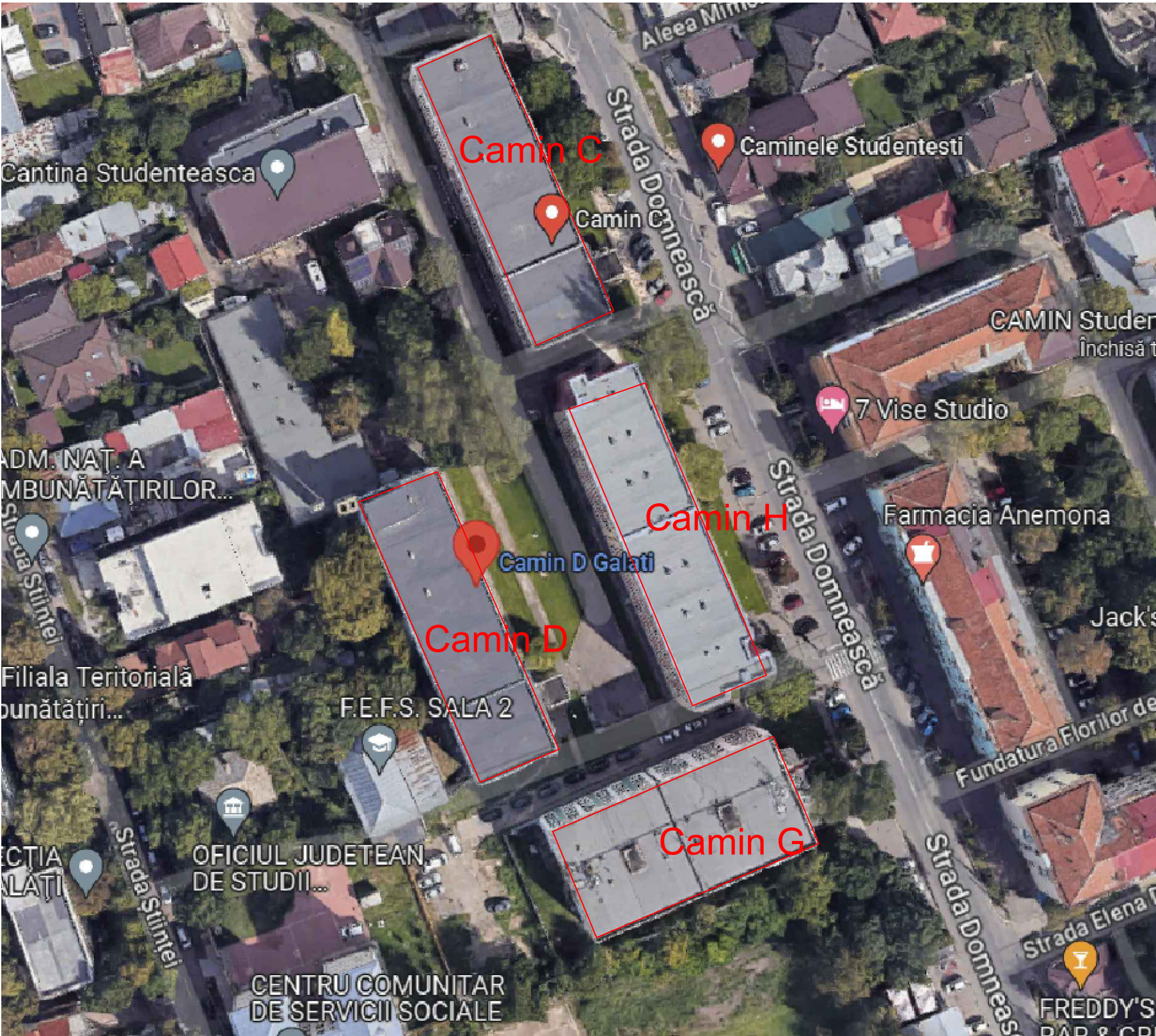
Sef proiect:	Ing. Bogdan DINU	Specialitatea: IE	DENUMIRE PLANSA: Propunere amplasare PV	
Proiectat:	Ing. Mihai Hanek	Format: A3		
Desenat:	Ing. Gabriel Vataselu	Scara: 1:xyz		
Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu	Data: 11/2023	NUMAR PROIECT: 73	FAZA: SF
			NUMAR PLANSA: 102/23	



tip C	sc	tip invelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-A	817	tabla lindab	653.6	326	165	70.95
C-B	823	tabla faltuita	740.7	370	187	80.41
C-E	983	e-v	786.4	393	199	85.57
C-F	397	tabla faltuita	198.5	99	50	21.5
Revizia: Data: Descriere: Proiectat: Verificat intern:						

Verificator M.D.L.P.A:	Semnatura:	Cerinta:	Referat de verificare Nr. / Data:
------------------------	------------	----------	-----------------------------------

PROIECTANT GENERAL: Roener Energypro			BENEFICIAR: Universitatea Dunarea Galati		
PROIECTANT INSTALATII: Roener Energypro			DENUMIRE PROIECT: Sprijinirea investitiilor in noi capacitati de productie a energiei produsa din surse regenerabile Camin A,B,E,F		
Sef proiect:	Ing. Bogdan DINU		Specialitatea: IE	DENUMIRE PLANSA: Propunere amplasare PV	
Proiectat:	Ing. Mihai Hanek		Format: A3		
Desenat:	Ing. Gabriel Vataselu		Scara: 1:xyz		
Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu		Data: 11/2023	NUMAR PROIECT: 73	NUMAR PLANSA: 100/23

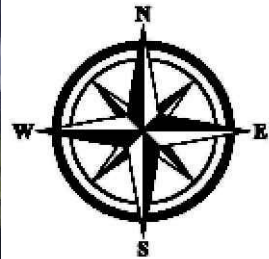
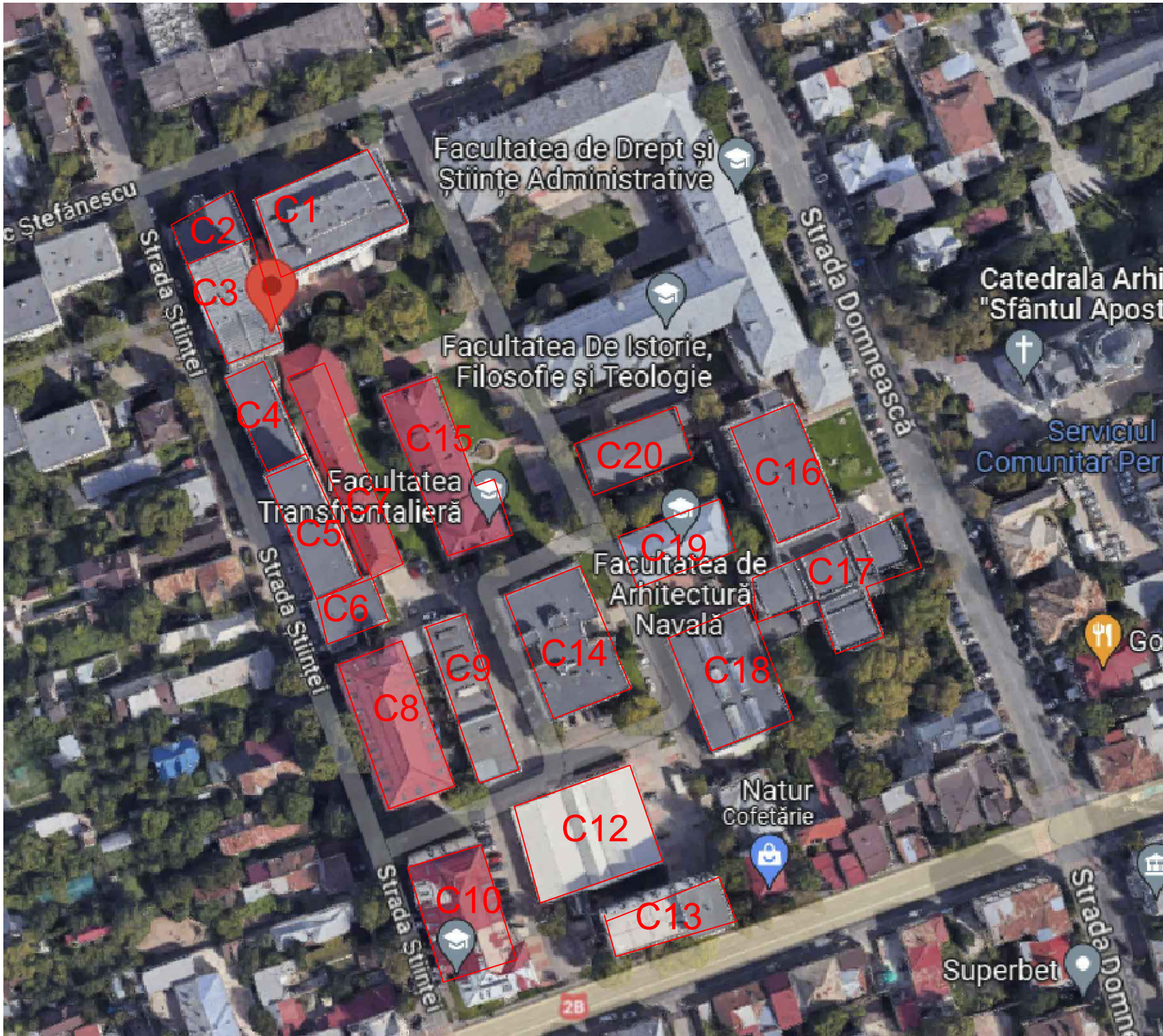


tip C	sc	tip invelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C-C	962	e-v	769.6	384	194	83.42
C-H	560	e-v	448	224	113	48.59
C-D	979	e-v	783.2	391	198	85.14
C-G	1034	e-v	620.4	310	157	67.51

Revizia:	Data:	Descriere:	Proiectat:	Verificat intern:
----------	-------	------------	------------	-------------------

Verificator M.D.L.P.A.:	Semnatura:	Cerinta:	Referat de verificare Nr. / Data:
-------------------------	------------	----------	-----------------------------------

PROIECTANT GENERAL: Roener Energypro			BENEFICIAR: Universitatea Dunarea Galati		
PROIECTANT INSTALATII: Roener Energypro			DENUMIRE PROIECT: Sprijinirea investitiilor in noi capacitati de productie a energiei produsa din surse regenerabile Camin G,C,H,D		
Sef proiect:	Ing. Bogdan DINU		Specialitatea: IE	DENUMIRE PLANSA: Propunere amplasare PV	
Proiectat:	Ing. Mihai Hanek		Format: A3		
Desenat:	Ing. Gabriel Vataselu		Scara: 1:xyz		
Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu		Data: 11/2023	NUMAR PROIECT: 73	NUMAR PLANSA: 101/23



tip C	sc	tip invelitoare	s de montaj	Nr maxim PV	Nr PV de instalat	Putere PV kWp
C1	896	e-v	716.8	358	152	65.36
C2	292	e-v	233.6	116	49	21.07
C3	507	e-v	405.6	202	86	36.98
C4	398	e-v	318.4	159	67	28.81
C5	447	e-v	357.6	178	75	32.25
C6	288	e-v	230.4	115	48	20.64
C7	818	tabla lindab	327.2	163	69	29.67
C8	665	e-v	468	234	99	42.57
C9	983	e-v	650	325	138	59.34
C10	871	tabla lindab	709	354	150	64.5
C12	1137	sandvich	1137	568	241	103.63
C13	413	e-v	206.5	103	43	18.49
C14	885	e-v	442.5	221	94	40.42
C15	857	tabla lindab	685.6	342	145	62.35
C16	711	e-v	568.8	284	120	51.6
C17	1073	e-v	858.4	429	182	78.26
C18	1015	e-v	609	304	129	55.47
C19	474	tabla faltuita	237	118	50	21.5
C20	650	e-v	520	260	122	52.46

Revizia:	Data:	Descriere:	Proiectat:	Verificat intern:
----------	-------	------------	------------	-------------------

Verificator M.D.L.P.A.:	Semnatura:	Cerinta:	Referat de verificare Nr. / Data:
-------------------------	------------	----------	-----------------------------------

PROIECTANT GENERAL: Roener Energypro	BENEFICIAR: Universitatea Dunarea Galati
---	---

PROIECTANT INSTALATII: Roener Energypro	DENUMIRE PROIECT: Sprijinirea investitiilor in noi capacitati de productie a energiei produsa din surse regenerabile Campus stiintei
--	--

Sef proiect:	Ing. Bogdan DINU	Specialitatea: IE	DENUMIRE PLANSA: Propunere amplasare PV
Proiectat:	Ing. Mihai Haneke	Format: A3	
Desenat:	Ing. Gabriel Vataselu	Scara: 1:xyz	
Verificat intern:	Ing. Bogdan Dinu	Data: 11/2023	NUMAR PROIECT: 73 FAZA: SF NUMAR PLANSA: 103/23

(443250)

(443200)

(443150)

(443100)

(443050)

(443000)

(442950)

(739950)

(739960)

(739980)

(739990)

(739995)

(739997)

(443250)

(443200)

(443150)

(443100)

(443050)

(443000)



PREZENTUL DOCUMENT ESTE
VALABIL ÎNȘOTIT DE PROCESUL
VERBAL DE RECEPȚIE
NR. 2401 DATA 28.11.2018

Suprafata studiata = 40660mp		PLAN TOPOGRAFIC	
SC DragoInfoSurv SRL		BENEFICIAR: UNIVERSITATEA "DUNAREA DE JOS"	
CUI: 36053804 - J4/292/2016			
AUTORIZATIA RO - B - J NR.0888			
- proiectant de specialitate -			
RIDICARI TOPO	JORDAN DRAGOS	SCARA	Plan topografic necesar obtinerii autorizatiei de construire
DESENAT	JORDAN DRAGOS	1:500	Centru de date in cadrul proiectului DANUBIUS-RI
RESP.LUCRARE	JORDAN DRAGOS		Amplasare: Municipiul Galati, Str Domneasca nr.111
VERIFICAT		DATA	Sistem de coordonate: STEREOGRAFIC 1970
APROBAT		10.2018	Plan de referinta: Marea Neagra

Plansa nr.1

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

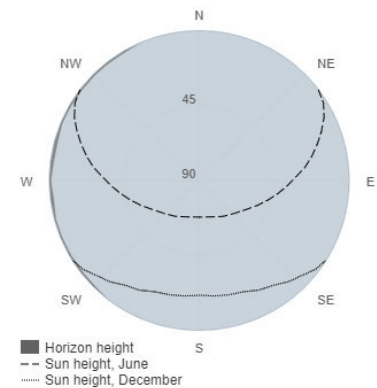
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.447,28.053
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 1502.85 kWp
System loss: 16 %

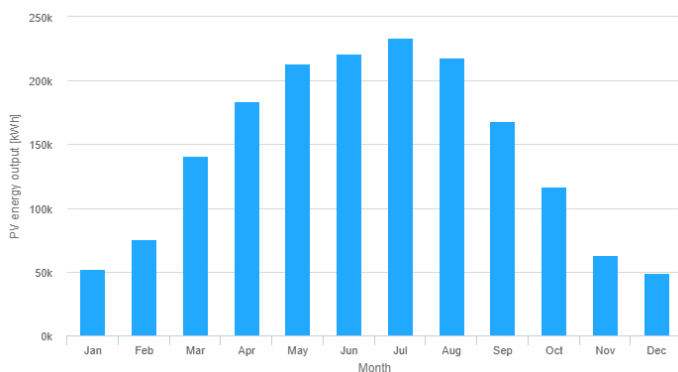
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 1736115.91 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1518.72 kWh/m²
Year-to-year variability: 61883.91 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.23 %
Spectral effects: 0.96 %
Temperature and low irradiance: -7.32 %
Total loss: -23.94 %

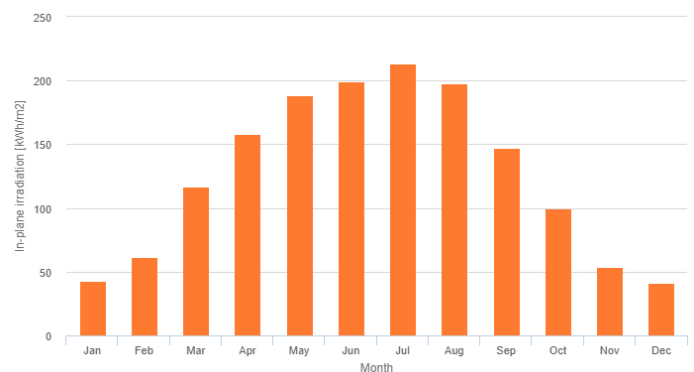
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	52208.643.2	13216.7	
February	75569.961.4	16829.1	
March	140977.016.7	19777.0	
April	184106.957.9	23165.1	
May	213079.488.2	14008.2	
June	220974.599.4	15233.5	
July	233788.213.0	14576.1	
August	218445.497.8	12797.7	
September	168149.647.3	11740.1	
October	116735.99.3	14187.7	
November	63229.853.4	9670.6	
December	48851.041.0	12308.9	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

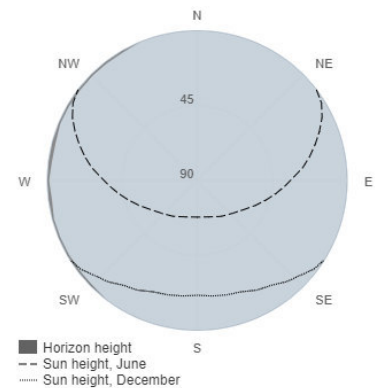
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.447,28.053
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-ERA5
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 1502.85 kWp
System loss: 16 %

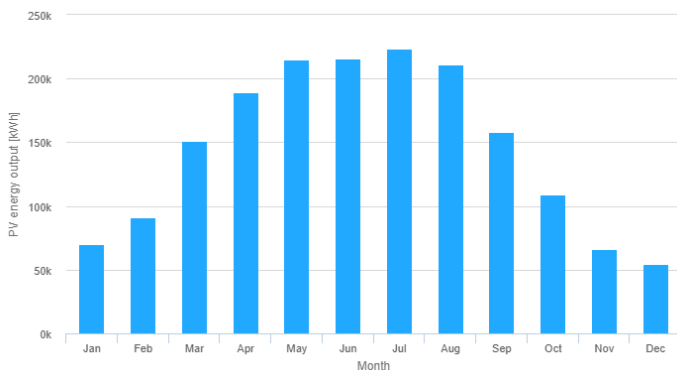
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 1753564.12 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1519.62 kWh/m²
Year-to-year variability: 47873.95 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.33 %
Spectral effects: 1.01 %
Temperature and low irradiance: -6.39 %
Total loss: -23.22 %

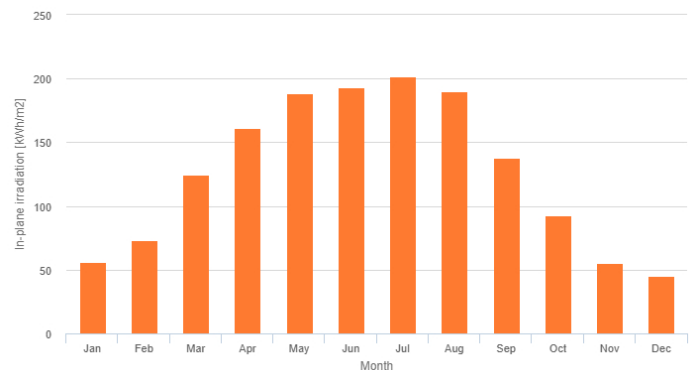
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	69828.256.1	7246.6	
February	90989.872.8	13031.5	
March	151451.124.6	14692.3	
April	189061.561.2	18764.4	
May	214985.988.3	13013.1	
June	216066.093.5	10499.2	
July	223315.202.0	11124.9	
August	210924.390.0	8634.4	
September	157726.537.8	10698.9	
October	108949.92.6	11578.1	
November	65945.155.5	10568.7	
December	54321.045.1	9142.1	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

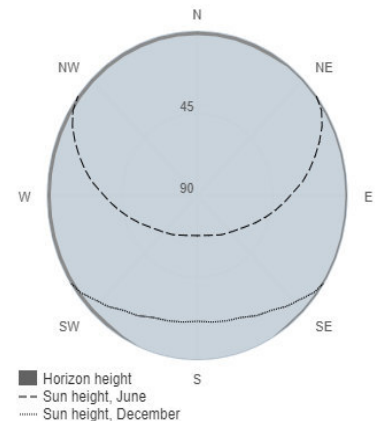
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.453,28.051
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-ERA5
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 617.48 kWp
System loss: 16 %

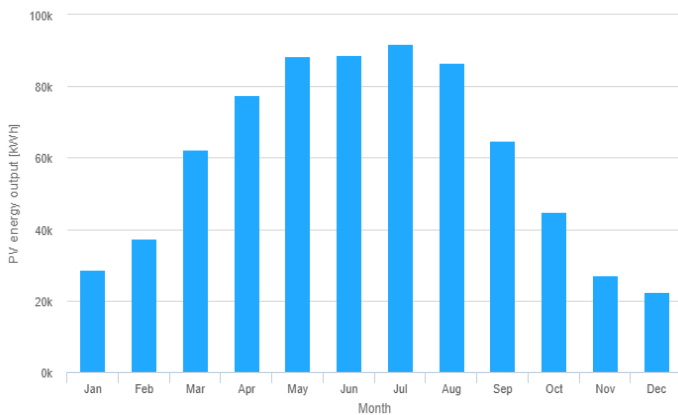
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 720493.26 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1519.58 kWh/m²
Year-to-year variability: 19669.36 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.32 %
Spectral effects: 1.01 %
Temperature and low irradiance: -6.39 %
Total loss: -23.21 %

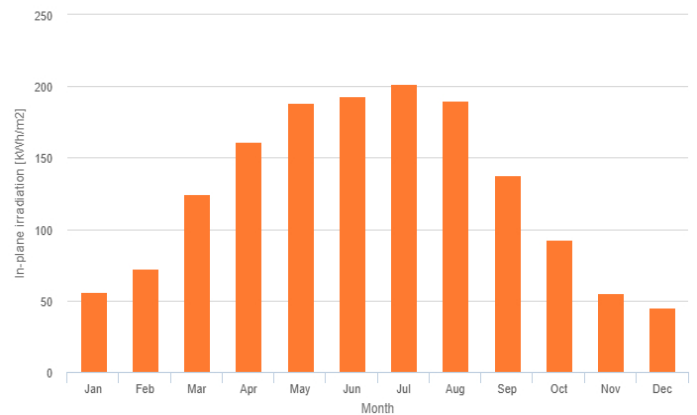
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	28682.056.1	2977.9	
February	37382.972.8	5353.2	
March	62228.5124.6	6036.9	
April	77682.7161.2	7710.2	
May	88333.3188.4	5346.9	
June	88777.2193.5	4313.9	
July	91755.7202.0	4571.1	
August	86665.2190.0	3547.9	
September	64806.8137.8	4396.0	
October	44765.292.6	4757.3	
November	27093.155.5	4342.5	
December	22320.845.1	3756.7	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

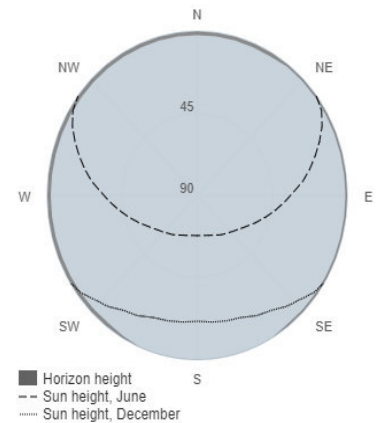
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.453,28.051
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 617.48 kWp
System loss: 16 %

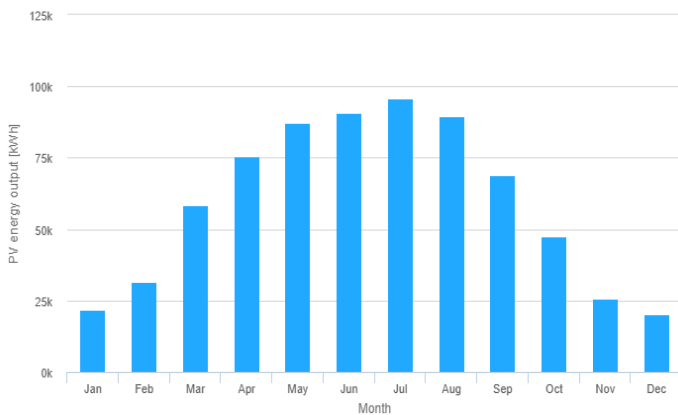
Simulation outputs

Slope angle: 10 °
Azimuth angle: 0 °
Yearly PV energy production: 713280.4 kWh
Yearly in-plane irradiation: 1518.32 kWh/m²
Year-to-year variability: 24857.52 kWh
Changes in output due to:
Angle of incidence: -3.24 %
Spectral effects: 0.97 %
Temperature and low irradiance: -7.3 %
Total loss: -23.92 %

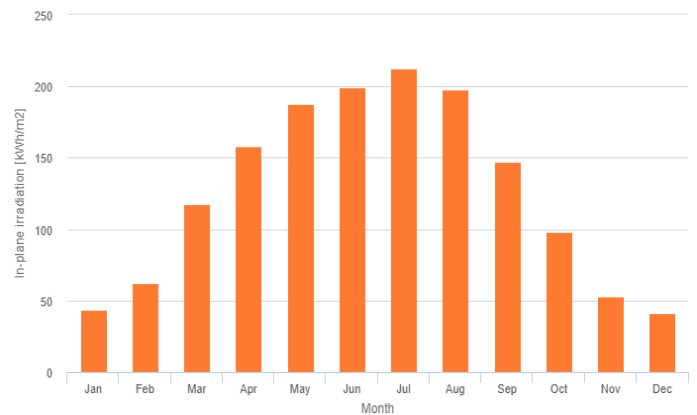
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	21842.643.9	4923.8	
February	31567.562.3	6498.5	
March	58320.8117.4	7831.6	
April	75637.3157.9	9250.5	
May	87166.1187.4	5967.9	
June	90832.5199.5	6029.4	
July	95845.7212.6	6354.4	
August	89624.7197.6	5288.2	
September	68981.9147.1	4868.0	
October	47507.798.4	5988.9	
November	25744.753.0	3969.1	
December	20208.841.3	4887.5	

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].