



# STUDIU DE FEZABILITATE

pentru proiectul

**PARC FOTOVOLTAIC CU PUTEREA DE 1 MW  
la SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL**

**BENEFICIAR: SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL**

**Lucrare realizată de:  
TOTAL ENERGY SOLUTIONS S.R.L.**

În conformitate cu

- cerințele din HG nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind aprobarea conținutului cadru al studiului de fezabilitate, modificată și completată prin HG nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023;
- Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
- Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
- Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate.

## FOAIE DE CAPĂT

Denumirea obiectivului de investiție:

**STUDIU DE FEZABILITATE PENTRU PROIECTUL PARC FOTOVOLTAIC  
CU PUTEREA DE 1 MW LA SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL**

Ordonator principal de credite/investitor: SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL

Beneficiarul investiției: SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL

Elaboratorul studiului de fezabilitate: TOTAL ENERGY SOLUTIONS SRL

Nr. contract: PO 453454163 / 27.02.2024

Data elaborării documentației: 25.03.2024, Rev.01 – 22.08.2025

Faza de proiectare: STUDIU DE FEZABILITATE

Tema lucrării:  
**STUDIU DE FEZABILITATE**  
PENTRU PROIECTUL  
"PARC FOTOVOLTAIC CU PUTEREA DE 1 MW LA SC PHINIA  
DELPHI ROMANIA SRL"

Faza: **STUDIU DE FEZABILITATE**  
**IUNIE 2024**  
**Rev.01 – 22.08.2025**

**FOAIE DE SEMNĂTURI**

**MANAGER DE PROIECT – ing. Cătălin DIACONU**

**INGINER PROIECTARE – ing. Alexandru FLOREA**  
(atestat ANRE tip II A si II B cu numărul 202210195)

**ANALIZA COST-BENEFICIU – ec. Bogdan DUMITRACHE**

**Număr contract: PO 453454163 / 27.02.2024**

## Cuprins

A. PARTE SCRISA .....	7
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII .....	7
1.1. Denumirea obiectului de investiții.....	7
1.2. Ordonator principal de credite/investitor.....	7
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar).....	7
1.4. Beneficiarul investiției .....	7
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate .....	7
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII.....	8
2.1. Informații despre societate.....	9
2.2. 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
2.3. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare .....	10
2.4. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	12
2.4.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului.....	12
2.4.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului. ....	14
2.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții .....	15
2.6. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice .....	15
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII / OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII ....	15
3.1. Particularități ale amplasamentului .....	16
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional și tehnologic.....	24
3.3. Costuri estimative ale investiției.....	34
3.4. Studii de specialitate, funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz	34
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	35
4. ANALIZA FIECĂRUI SCENARIU TEHNICO- ECONOMIC PROPUS .....	37
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință .....	37
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția .....	38
4.3. Situația utilităților și analiza de consum.....	39
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții .....	39
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	41

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate estimată; sustenabilitatea financiară la nivelul de model financiar indicativ .....	44
4.6.1. Metodologie și ipoteze generale.....	44
4.6.2. Indicatori de performanță financiară.....	51
4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate si raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate .....	53
4.7.1. Metodologie specifică.....	53
4.7.2. Corecții fiscale, conversie prețuri și externalități.....	53
4.7.3. Indicatori de performanță economică .....	56
4.8. Analiza de senzitivitate .....	58
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor în măsura în care sunt aplicabile în această etapă a realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune..	61
<b>5. SCENARIUL / OPȚIUNEA TEHNICO-ECONOMICĂ) OPTIMĂ) RECOMANDATĂ), CU EXCEPȚIA CAZULUI ÎN CARE SOLUȚIA TEHNICĂ FACE OBIECTUL PROCEDURII DE ATRIBUIRE A CONTRACTULUI DE PARTENERIAT PUBLIC – PRIVAT / DE CONCESIUNE..</b>	<b>64</b>
5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor (pentru proiecte fără C+M – nu este cazul) .....	64
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) (pentru proiecte fără C+M – nu este cazul) .....	65
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e).....	65
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții.....	79
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 .....	81
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.....	84
<b>6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME (PENTRU PROIECTE FĂRĂ C+M DOAR ACORDURI ȘI AVIZE – DUPĂ CAZ) .....</b>	<b>85</b>
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire .....	85
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, prevăzute în mod expres de lege	85
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 .....	85
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților.....	86
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară .....	86
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice .....	86
<b>7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....</b>	<b>87</b>
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	87

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 .....	87
7.3.	Strategia de exploatare / operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare ....	89
7.3.1.	Operarea Parcului Fotovoltaic .....	89
7.3.2.	Resurse necesare: .....	89
7.3.3.	Dotări: .....	89
7.3.4.	Financiare: .....	89
7.3.5.	Documentații tehnice suport: .....	90
7.3.6.	Documentațiile se vor preda astfel: .....	90
7.4.	Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	90
8.	CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI .....	91
	Abrevieri.....	93

## **A. PARTE SCRISA**

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

#### **1.1. Denumirea obiectului de investiții**

Studiu de fezabilitate pentru proiectul "Parc fotovoltaic cu puterea de 1 MW la SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL"

#### **1.2. Ordonator principal de credite/investitor**

SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL

#### **1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)**

Nu este cazul.

#### **1.4. Beneficiarul investiției**

Beneficiarul investiției este SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL

#### **1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate**

SC TOTAL ENERGY SOLUTIONS SRL

## 2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI / PROIECTULUI DE INVESTIȚII

Parcul fotovoltaic / centrala electrică fotovoltaică (CEF) care se intenționează a fi implementat va avea o putere instalată de 1.000 kW, iar energia produsă din sursele regenerabile va fi utilizată pentru consumul propriu, fără introducerea în SEN a energiei electrice produse, cu respectarea legislației în vigoare.

Terenul unde se intenționează amplasarea parcului fotovoltaic / centralei electrice fotovoltaice (CEF), este situat în vecinătatea fabricii PHINIA, mai exact lângă locurile de parcare ale societății PHINIA DELPHI ROMANIA SRL.



**Fig. 2.1. Amplasamentul parcului fotovoltaic de 1 MW, pe terenul societății PHINIA DELPHI ROMANIA SRL (date de geolocalizare: 47°10'31.5"N 27°28'03.3"E)**



**Fig. 2.2. Planul de amplasament și încadrarea în zonă a societății PHINIA DELPHI ROMANIA SRL**

## 2.1. Informații despre societate

Începând cu data de 04.2021, Delphi Diesel Systems Romania SRL și-a schimbat numele în BORGWARNER ROMANIA SRL. În iulie 2023 BorgWarner România (fosta companie Delphi), subsidiara locală a producătorului american de componente auto BorgWarner Inc., devine **Phinia Delphi Romania** și se va concentra în primul rând pe aplicațiile și piețele care vor beneficia cel mai mult de densitatea energetică și de utilitatea unui combustibil – sporind eficiența și performanța produselor actuale, ajutând la menținerea în funcțiune mai mult timp a vehiculelor eficiente și sprijinind tranziția către combustibilii de mâine, care sunt neutri și fără emisii de carbon.

Activitatea companiei, datele fiscale, numerele de înregistrare ONRC, adresa locației, detaliile bancare au rămas neschimbate.

PHINIA DELPHI ROMANIA S.R.L. este o societate cu răspundere limitată, ce funcționează în conformitate cu actul constitutiv și cu legile române în vigoare. Sediul social se află în sat Brătuleni, str. Brătuleni nr.1, Comuna Miroslava, Jud. Iași, este înmatriculată la Registrul Comerțului sub nr. J22/428/08.02.2008, Cod Unic de Înregistrare RO22001686. Conform actului constitutiv, Societatea are ca domeniu principal de activitate:

- Cod CAEN 2932 – Fabricarea altor piese și accesorii pentru autovehicule și pentru motoare de autovehicule.

În afara domeniului și activității menționate mai sus, societatea are și alte domenii relevante de activitate secundare:

- Cod CAEN 2813 – Fabricarea de pompe și compresoare;
- Cod CAEN 7219 – Cercetare-dezvoltare în alte științe naturale și inginerie,
- Cod CAEN 3511 – Producția de energie electrică.

Societatea produce sisteme de propulsare pentru motoare diesel și pe benzină (pompe și injectoare).

PHINIA este un furnizor independent, lider de piață pentru soluții și furnizor de componente premium, cu peste 100 de ani de experiență în producție și conexiuni de afaceri în industrie, cu un portofoliu de mărci puternice care include Delphi, Delco Remy® și Hartridge. Cu 12.900 de angajați în 44 de locații din 20 de țări, PHINIA are sediul central în Auburn Hills, Michigan, SUA.

Misiunea companiei este să furnizeze sisteme și componente inovatoare și de înaltă calitate pentru clienții OE și aftermarket din domeniul vehiculelor comerciale și ușoare și al aplicațiilor industriale, valorificând în același timp tehnologia combustibililor fosili ca un drum spre neutralitatea emisiilor de carbon.

## **2.2. Concluziile studiului de fezabilitate (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 a fost realizat un studiu de Fezabilitate în prealabil.

## **2.3. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare**

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

**Pactul verde european** se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor și dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.

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

În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia a propus o modificare a Directivei privind energia produsă din surse

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

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

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

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

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

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

Proiectul este întocmit în conformitate cu legislația românească în vigoare, dintre documentele de referință amintim:

- HG nr. 907 din 29 noiembrie 2016 privind aprobarea conținutului cadru al studiului de fezabilitate, modificată și completată prin HG nr. 1.116 din 16 noiembrie 2023;
- Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
- Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
- Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate.

Secțiunile prezentului Studiu de Fezabilitate au fost dezvoltate ca și continut similar modelului cadru oferit de H.G. 907/2016, astfel încât să poată furniza informații complete

legate de contextul social și economic în care se propune realizarea investiției. Aceasta detaliere ajută atât elaboratorul cât și beneficiarul să constate necesitatea și să înțeleagă oportunitatea realizării sau nu a proiectului.

## 2.4. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

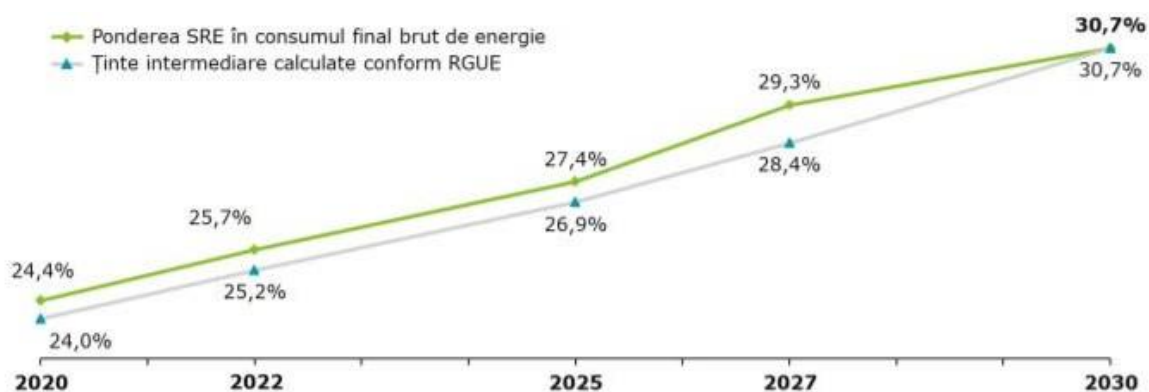
### 2.4.1. Analiza Pieței de Energie din România și identificarea necesității proiectului

„Dezvoltarea și creșterea competitivității economiei României, creșterea calității vieții și grija pentru mediul înconjurător sunt indisolubil legate de dezvoltarea și modernizarea sistemului energetic.” Aceasta este fraza care deschide proiectul Strategiei Energetice a României, iar principalul beneficiar al implementării Strategiei Energetice va fi consumatorul.

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

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (ESRE) reprezintă un imperativ al perioadei actuale motivat de: protecția mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială.

Pe parcursul anului 2016, Comisia Europeană a prezentat două pachete de propuneri de reformă a politicilor europene în domeniul energiei, anticipate în 2015 prin Strategia-cadru a Uniunii Energetice. Aceste pachete sunt definitorii pentru sectorul energetic european, și implicit pentru cel românesc, în perioada 2020-2030, fiind menite să accelereze tranziția energetică în UE.



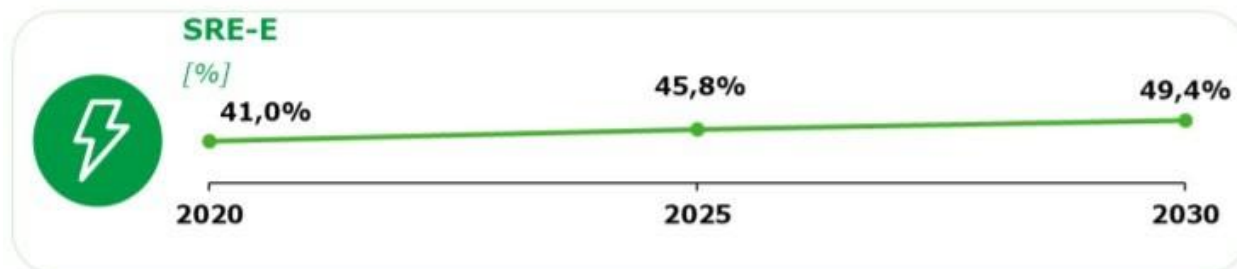
Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

**Fig. 2.3. Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030**

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acesteia, proiecțiile realizate pe

baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (a se vedea **Figura 2.3**). Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

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



**Fig. 2.4. Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 – 2030**

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate la elaborarea [3], traiectoriile estimate, defalcate per tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în cele ce urmează:

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

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

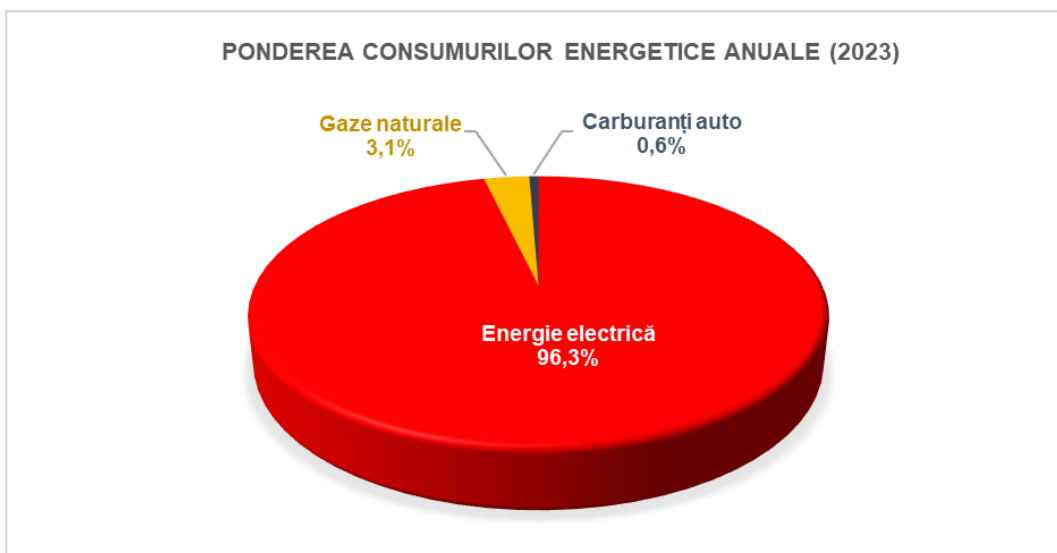
ktep	2020	2025	2030
Energie electrică din surse regenerabile în transportul rutier	2,2	10,5	55,7
Energie electrică din surse regenerabile în transportul feroviar	46,9	72,2	97,6
Energie electrică din surse regenerabile în alte tipuri de transport	1,3	5,3	16,2
Biocarburanți de generația I <sup>16</sup>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

**Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursa primară, în România, în perioada 2021-2030.**

## 2.4.2. Descrierea conturului energetic la nivelul căruia se propune dezvoltarea proiectului

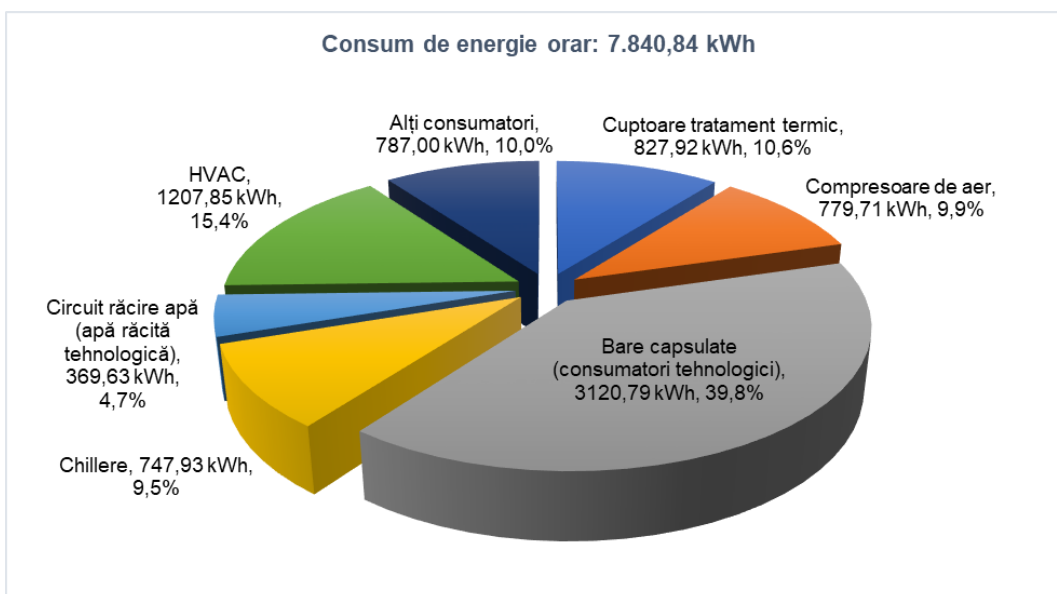
În cadrul acestui capitol, se va descrie situația actuală a consumurilor energetice din cadrul PHINIA DELPHI ROMANIA SRL.

Consumul de energie electrică este dominant (peste 95%) în raport cu celelalte forme de energie consumate (gaze naturale, combustibili), în cadrul PHINIA DELPHI ROMANIA SRL, după cum este prezentat în figura de mai jos.



**Fig. 2.5. Ponderea consumurilor energetice anuale în cadrul Phinia Delphi Romania SRL**

Prezentarea globală a instalației și a cerințelor funcționale datorate consumatorilor se obține prin gruparea consumurilor la nivelul companiei pe fluxuri energetice. Astfel, în figura de mai jos, se prezintă repartizarea consumurilor de energie electrică înregistrate la nivel de utilități și respectiv la nivelul consumatorilor din halele de producție (consumuri la nivelul barelor de alimentare cu energie electrică).



**Fig. 2.6. Repartiția consumurilor de energie electrică pe fluxuri energetice**

## 2.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

În cadrul locației aparținând Phinia Delphi Romania S.R.L., se propune construirea unei instalații solare fotovoltaice amplasată pe terenul identificat prin planurile EPV01 - „Plan de încadrare în zonă”, EPV02 - „Plan de situație”, atașate la documentație, teren .

Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă reprezentată de energia solară și va livra energia electrică produsă consumatorilor racordați la barele centralei, cu impact direct asupra consumului de energie electrică.

## 2.6. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general care se dorește a fi atins prin implementarea prezentului proiect investițional are în vedere rezolvarea unei probleme importante pentru SC Phinia Delphi Romania – siguranța în alimentare cu energie electrică a unor linii tehnologice de producție, fără a mai suferi pierderi financiare datorate întreruperilor de scurtă durată (microîntreruperi) a energiei electrice din rețea, ce afectează funcționalitatea echipamentelor electronice de pe liniile tehnologice respective.

Prin implementarea proiectului se obțin următoarele beneficii:

- reducerea considerabilă a numărului de rebuturi (scrap) de pe liniile tehnologice vitale, cuantumul acestor rebuturi fiind în jur de 20.000 Euro lunar;
- investiția are un impact pozitiv asupra mediului și contribuie la atingerea obiectivelor privind nivelul producției de energie din resurse regenerabile;
- producerea de energie se face prin tehnologii moderne și nepoluante, cu utilizarea resurselor regenerabile de energie (energie solară);
- crearea a noi locuri de muncă prin realizarea capacităților de producere a energiei din surse regenerabile (energie solară);
- implicarea activă a beneficiarului investiției, în procesul de valorificare a resurselor regenerabile de energie disponibile local.

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

Pentru atingerea obiectivelor investiției s-au analizat mai multe scenarii dintre care au fost reținute următoarele:

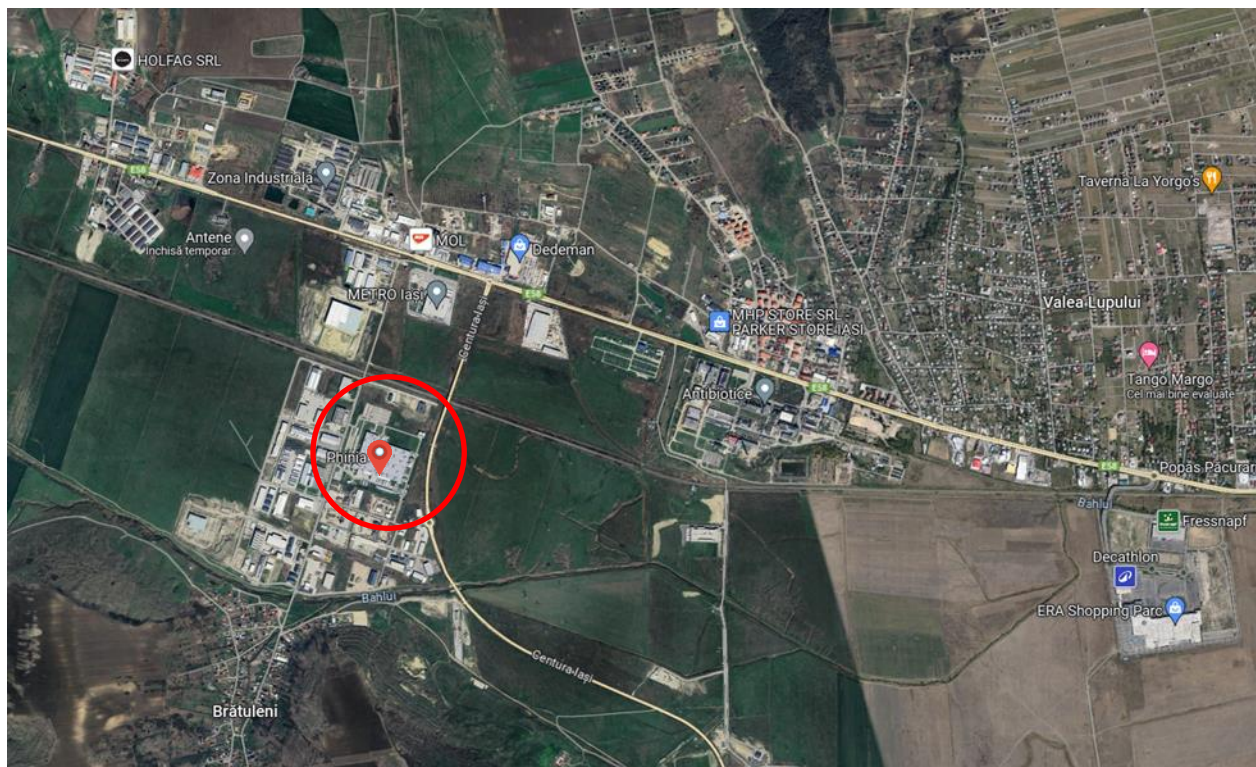
- Scenariul 1 – Parc fotovoltaic (CEF) cu panouri fotovoltaice monocristaline Bifaciale, având **puterea instalată de 550 Wp / panou**
- Scenariul 2 – Parc fotovoltaic (CEF) cu panouri fotovoltaice monocristaline, având **puterea instalată de 380 Wp / panou**

### 3.1. Particularități ale amplasamentului

#### **DATE TEHNICE ALE INVESTIȚIEI**

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații / obligații / constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz);

Implementarea proiectului se va realiza, conform extrasului de Carte Funciară ce poate fi consultat în **Anexa 2**, într-un amplasament identificat prin **nr. cadastral 95421**, cu o suprafață totală de **155.165 m<sup>2</sup>**, încadrat în **intravilanul** Localității Sat Bratuleni, Com. Miroslava.



**Fig. 3.1. Localizarea amplasamentului beneficiarului pe harta satelitară**

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

Conform celor regăsite în Extrasul CF, terenul este trecut la categoria INTRAVILAN. La partea II – Proprietari și acte se menționează faptul că UAT Comuna Miroslava este proprietar de drept, iar intabularea este făcută cu drept de CONCESIUNE pe o perioada de 49 de ani, conform Partii III - SARCINI.

**Regimul juridic:** Terenul pe care se dorește construirea parcului fotovoltaic se află în proprietatea beneficiarului PHINIA DELPHI ROMANIA, conform extras CF Nr. 95421, Număr cadastral 95421, terenul nu este grevat de sarcini și nu este inclus pe lista monumentelor istorice și/sau ale naturii sau în zona de protecție a acestora.

**Regimul economic:** Categoria de folosință a terenului este "curți construcții", destinație stabilită prin PUG: zonă unitați industriale.

**Regimul tehnic:** Indicatorii tehnici pentru zona supusă analizei sunt:

- Suprafața terenului este de circa 155.000 mp;
- POT maxim admis 25%;
- CUT maxim admis 10%;
- Teren normal de construcții.

Amplasamentul studiat este situat în intravilanul beneficiarului PHINIA DELPHI ROMANIA, având următoarele coordonate 47° 10' 24,6" N și 27° 27' 57,2" E, altitudine 44 m, nivelul iradierii solare globale anuale, în cazul panourilor fotovoltaice cu înclinare de 37° este de aproximativ 1.523,36 kWh/m<sup>2</sup>, (conform cu modelul PVGIS, valorile cele mai actuale la momentul redactării).

Conform estimărilor PVGIS-SARAH privind generarea energiei solare pentru locația propusă vom avea următoarele:

- Puterea nominală a sistemului PV: 1000 kW (siliciu cristalin);
- Pierderile estimate din cauza temperaturii și a iradierii reduse: 7,18% (folosind temperatura ambientală locală);
- Pierderea estimată datorată efectelor de reflexie unghiulară: 2,79%;
- Alte pierderi (cabluri, invertoare etc.): 11,44%;
- Pierderile sistemelor fotovoltaice combinate: 21,41%.

**b) Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;**

Potrivit Planului Urbanistic, firma PHINIA DELPHI ROMANIA SRL este situată în localitatea Brătuleni, pe platforma industrială a comunei Miroslava, în vecinătatea fabricii de medicamente ANTIBIOTICE Iași (la Nord-Est), la intrarea în Municipiul Iași dinspre Târgu Frumos, iar accesul la terenul analizat se va face pe Strada Brătuleni, dinspre METRO.

**c) Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;**

Terenul de formă patrulateră este poziționat cu laturile lungi pe direcția Nord, respectiv Sud. Amplasamentul modulelor fotovoltaice în interiorul proprietății este determinat de rațiuni legate de orientarea modulelor fotovoltaice spre Sud.

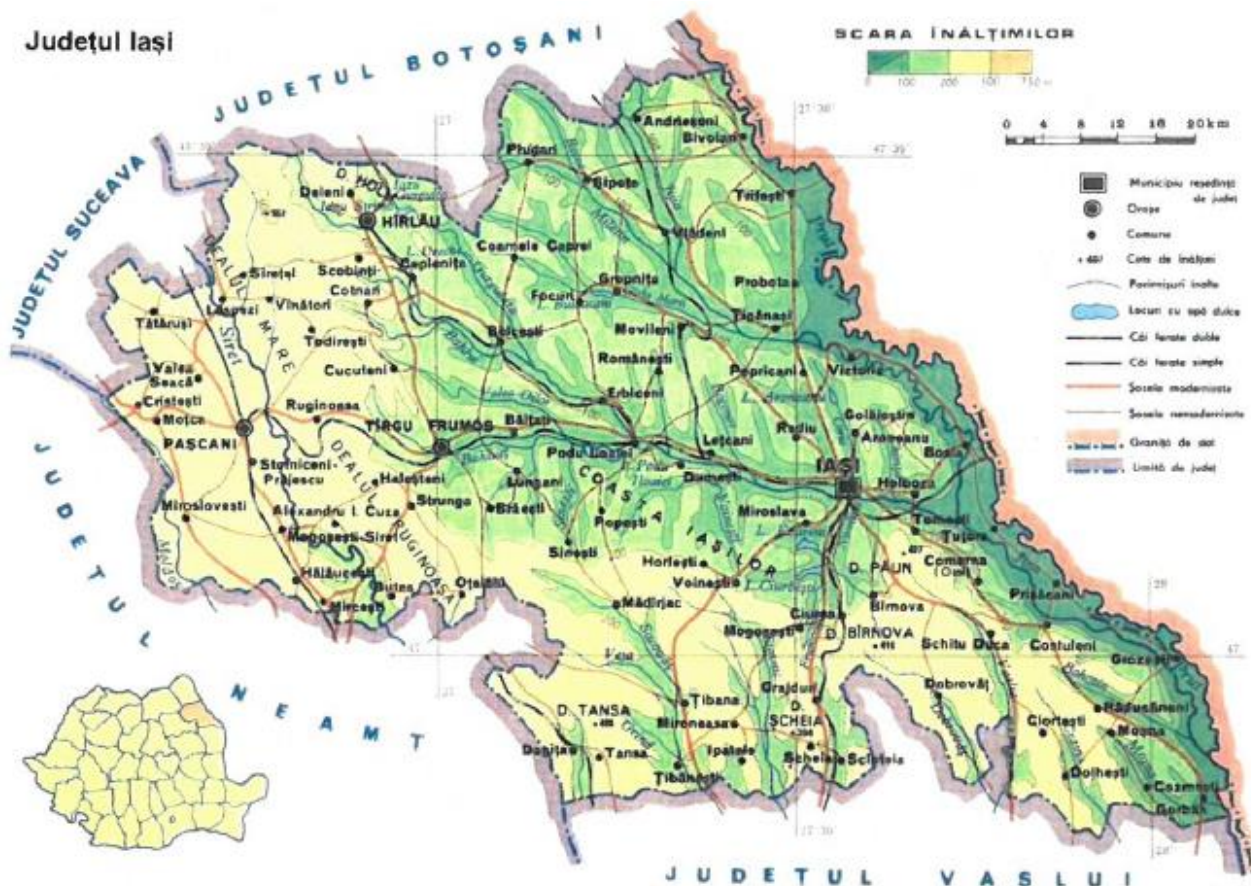
**d) Surse de poluare existente în zonă;**

În zona în care se execută lucrările proiectate, nu există surse poluante, iar instalațiile electrice, atât cele existente cât și cele proiectate, nu afectează mediul înconjurător și nu prezintă pericol de poluare.

**e) Date climatice și particularități de relief;**

## Așezare Geografică

Teritoriul Municipiului Iași se afla situat în partea central - estică a județului Iași, în partea nord - estică a României.



**Fig. 3.2. Harta județului Iași. Poziția geografică a Municipiului Iași în cadrul județului**

Prin extinderea lui, Iașul este legendara urbe a celor 7 coline Cetățuia, Galata, Copou, Bucium - Păun, Șorogari, Repedea și Breazu, cu altitudini variind între 40 m în Lunca Bahluiului și 400 m pe Dealul Păun și Dealul Repedea. Principalele coline sunt Copou, Cetățuia, Tătărași și Galata. Orașul este traversat de râul Bahlui, Nicolina și de pârâul Șorogari. La est de oraș curge pârâul Ciric, pe care sunt create artificial trei lacuri cu scop de agrement.

Municipiul are ca suburbii câteva localități care, din punct de vedere administrativ, sunt considerate încă așezări rurale, dar, din punct de vedere edilitar, se prezintă ca așezări urbane: Dancu, Tomești, Ciurea și Lunca Cetățuiei.

Tendința urbană este de extindere a orașului, aceste localități fiind incluse în zona metropolitană, alături de alte localități precum Miroslava, Păun, Bârnova, Horpaz, Valea Lupului și Breazu.

În urma exploziei fenomenului construcțiilor din ultimul deceniu, unele dintre aceste localități sunt astăzi practic unite cu orașul Iași.

## Relieful

Orasul Iasi este situat la limita de S-E a campiei Moldovei, la zona de contact cu marginea de N-E a Podisului Central Moldovenesc. Teritoriul localitatii se incadreaza din punct de vedere geomorfologic in marea unitate a Podisului Moldovenesc, regiunea Campia Moldovei. Relieful se prezinta sub forma de interfluvii largi, cu platouri intinse si cu versanti cu diferite grade de inclinare. Pe interfluvii se intalnesc terenuri foarte fertile. Pantele sunt cuprise intre 5° si 25° si adesea sunt afectate de procese de eroziune si de alunecari. Solurile dominante sunt cele din grupa cernoziomului levigat, iar pe suprafete mai mici se intalnesc si lacovisti, lacovisti de coasta afectate de procese de eroziune. Pentru a mari fertilitatea solurilor erodate si a celor saraturate este necesar sa se aplice masuri antierozionale complexe si sa se administreze amendamente cu fosfogips.

### **Clima**

In Municipiul Iasi, clima este temperat continentală, temperaturile maxime absolute atingand 16,7°C iarna si 40°C vara iar temperaturile minime absolute - 30,6°C iarna si 6,3°C vara. Umiditatea relativa medie multianuala este de 78%. Regimul anual al precipitatiilor este de tip continental, maxima fiind in luna iunie – 784 mm si minima in luna februarie – 279 mm.

Precipitatiile solide pot cadea in medie 134 zile/an, grosimea maxima a stratului de zapada fiind in medie de 31 de cm in lunile decembrie si ianuarie. Din analiza vanturilor dominante, rezulta ca frecventa anuala cea mai mare o au vanturile din NV–28%, adica cele corespunzatoare orientarii generale a reliefului. Larga deschidere spre lunca Prutului favorizeaza patrunderea curentilor de aer din Est (14,5%). Vanturile din N-V au viteze medii lunare Intre 4,9m/s si 6,4m/s.

Vanturile din Est au viteze medii lunare care nu depasesc 3,5 m/s. Viteza maxima de 22 m/s poate fi atinsa odata la 20 ani, cea de 40 m/s o data la 50 ani si de 48 m/s – o data la 100 ani.

In concluzie, viteza vanturilor este un factor care trebuie luat in considerare in procesul de proiectare. Prezenta aglomerarii urbane produce fenomenul complex de clima urbana care se materializeaza prin:

- valori diferite ale temperaturii fata de zonele preurbane;
- temperaturi minime atenuate;
- viteze mai mici ale vantului si implicit, frecventa mai mare a calmului atmosferic.

### **Caracteristici Morfologice, Geologice și Hidrologice ale Zonei**

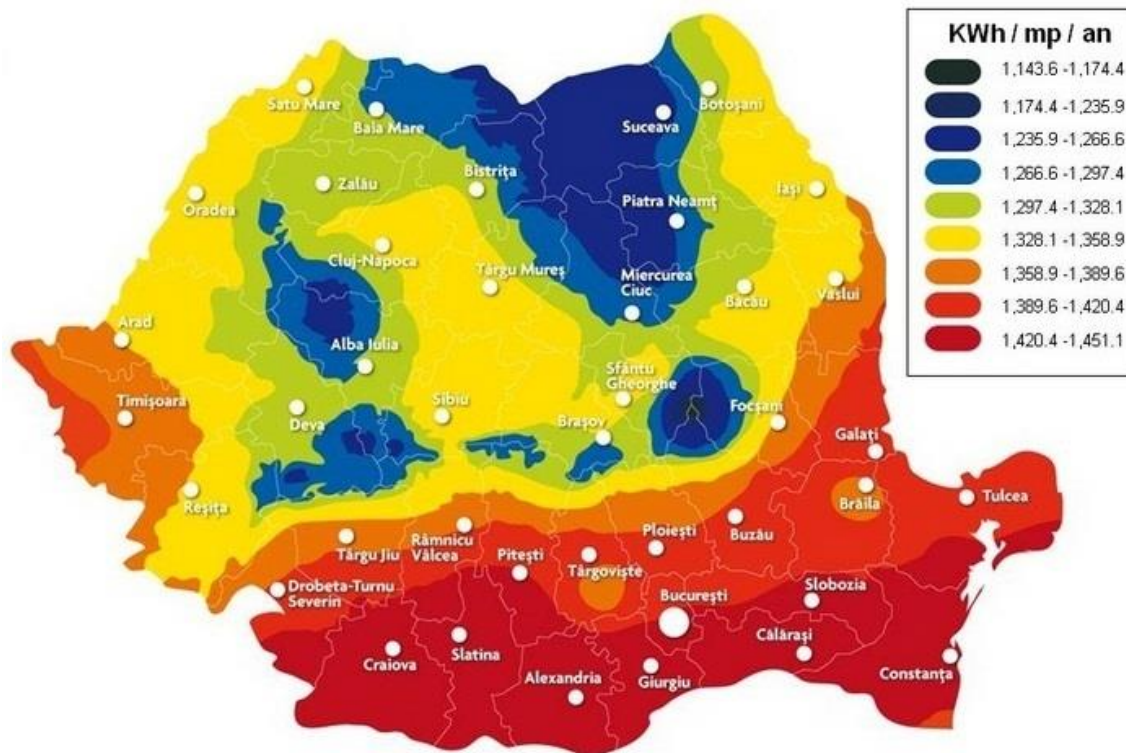
Din punct de vedere geomorfologic, zona studiată se încadrează în:

- regiunea – Câmpia Moldovei;
- subregiunea – Câmpia Jijiei Inferioare;
- unitatea – Culoarul Bahlui;
- subunitatea – Terasa Medie.

Din punct de vedere hidrogeologic, apa subterana s-a interceptat in foraje la cca. 4,50 - 6,00 m, de la nivelul terenului actual si s-a stabilizat la adancimi de de 0,50 - 1,00 m.

### Harta solară a României

România se află în zona europeană B de însorire, ceea ce oferă locuitorilor avantaje financiare reale pentru a economisi energie termică, dacă utilizează energia solară.



**Fig. 3.3. Harta solară a României**

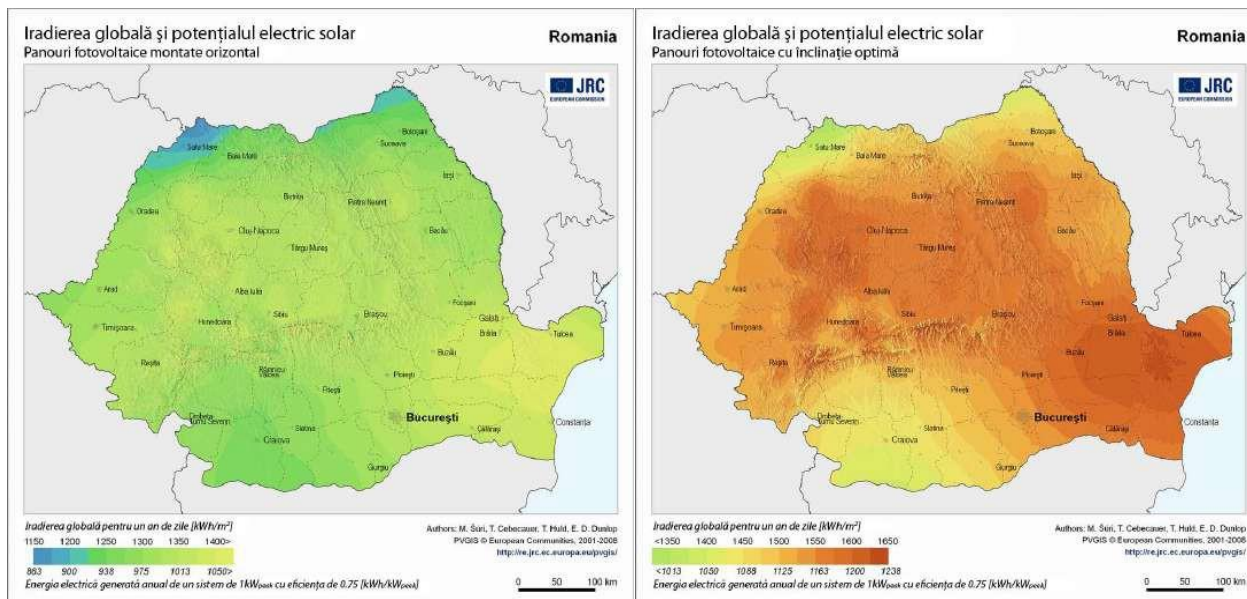
În funcție de zona geografică, Romania este împărțită în 3 zone principale însorite:

- Zona roșie (>1650 kWh/m<sup>2</sup>/an) coincide cu zona de sud, respectiv Oltenia, Muntenia, Dobrogea și sudul Moldovei
- Zona galbenă (1300 - 1450 kWh/m<sup>2</sup>/an) aici găsim regiunile carpatice și subcarpatice ale Munteniei, Transilvania, mijlocul și partea de nord a Moldovei și întreg Banatul.
- Zona albastră (1150 - 1300 kWh/m<sup>2</sup>/an) regiunile de munte.

România se găsește într-o zonă geografică cu acoperire solară bună, având 210 zile însorite pe an și un flux anual de energie solară cuprins între 1000 kWh/m<sup>2</sup>/an și 1300 kWh/m<sup>2</sup>/an. Din această cantitate de energie se pot capta între 600 și 800 kWh/m<sup>2</sup>/an.

Potențialul de utilizare a energiei solare în România, este relativ important. Există zone în care fluxul energetic solar anual, ajunge până la 1450-1600kWh/m<sup>2</sup>/an, în zona Litoralului Mării Negre și Dobrogea ca și în majoritatea zonelor sudice.

S-au întocmit hărți naționale și regionale pentru radiația solară și potențialul de energie electrică fotovoltaică. Hărțile reprezintă suma anuală a iradierii globale pe suprafață orizontală și înclinată optim.



**Fig. 3.4. Harta solară a României. Potențialul fotovoltaic în funcție de înclinăția panourilor**

#### f) Existența unor:

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

Pe amplasamentul propus nu au fost identificate rețele edilitare care să necesite protejarea sau relocarea lor.

Amplasamentul nu face obiectul vreunei restricții legale de construire sau utilizare, se pot autoriza orice fel de lucrări de reparații, întreținere, renovare, modernizare la nivelulul fondului construit.

Terenul nu este grevat de sarcini și servituți, așa cum reiese din extrasul de carte funciara pentru informare eliberat de OCPI Iași.

#### **Situația existentă a utilităților și analiză de consum**

Accesul la amplasamentul analizat se va face astfel: din Drumul European E583, la intersecția cu Hypermarketul Metro, se accesează Strada Brătuleni, apoi la cca.800 m pe partea stângă se ajunge la Fabrica PHINIA DELPHI ROMANIA.

Pentru comunicații se va utiliza sistemul de telefonie mobilă.

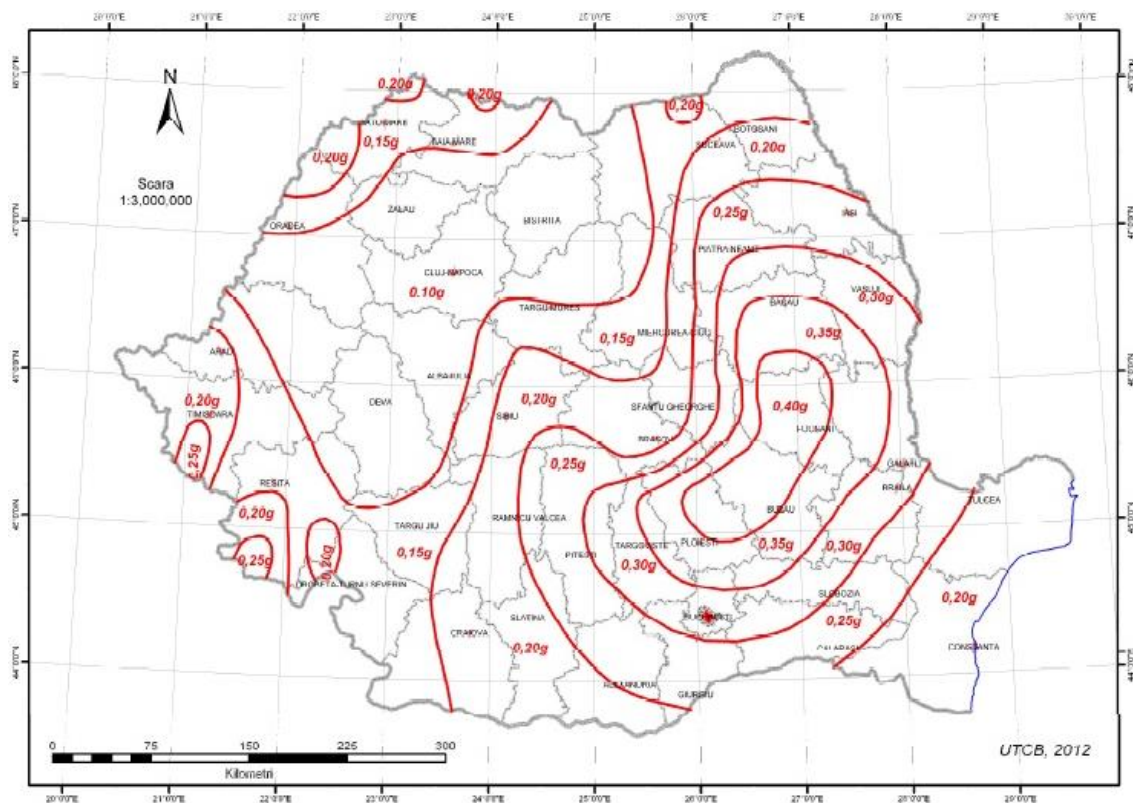
Organizarea de șantier este sarcina unității constructoare. Decontarea cheltuielilor se va face în limita valorii cuprinse în devizul general pe baza unei documentații întocmite de către executant. Protejarea lucrărilor executate și a materialelor din șantier intră în sarcina executantului până la recepția definitivă a lucrărilor.

Necesarul de energie electrică, apă potabilă și tehnologică, pe întreaga perioadă de lucru a șantierului va fi asigurată din rețelele existente din cadrul PHINIA DELPHI ROMANIA.

Atât pe parcursul lucrărilor, cât și după terminarea acestora executantul se va preocupa de: curățenia în șantier, degajarea pământului rezultat din săpături.

Pe toată durata lucrărilor executantul va lua măsuri pentru asigurarea serviciilor igienico-sanitare pentru tot personalul care lucrează.

### g) Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament



**Fig. 3.5. Zonarea teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare  $a_g$  cutremure având intervalul mediu de recurență IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani**

#### (i) Date privind zonarea seismică;

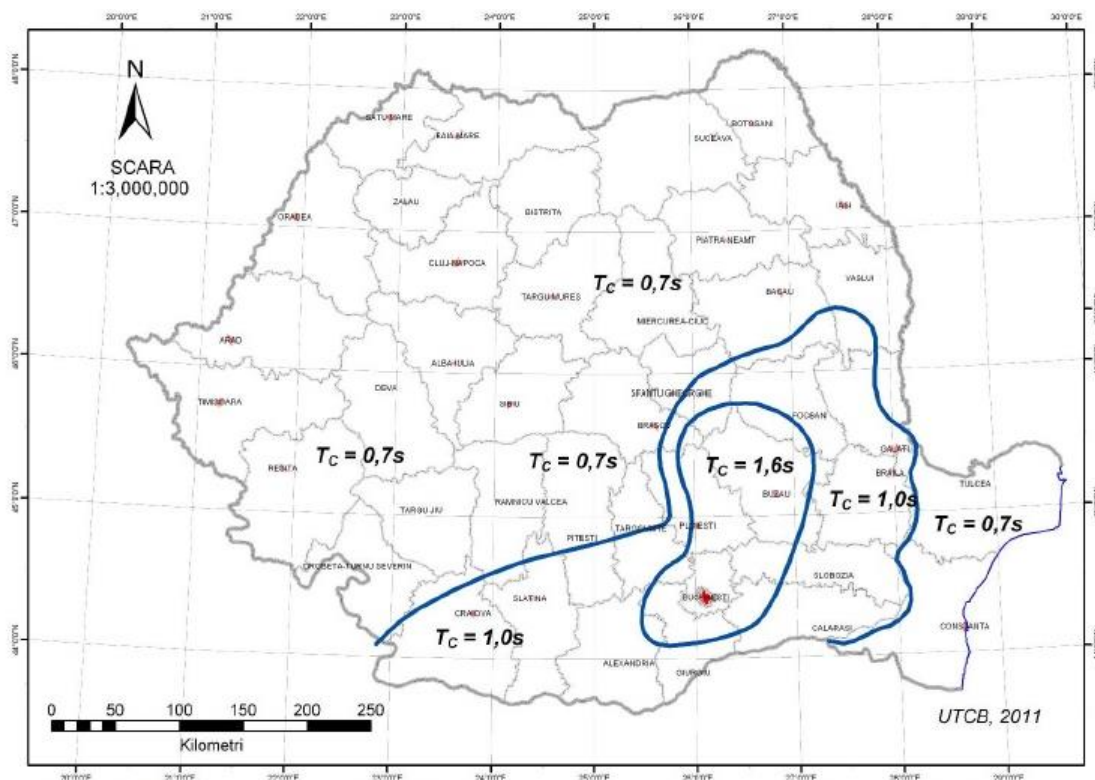
Conform prevederilor din normativul P100/1-2013, amplasamentul se încadrează astfel:

- zona cu valoarea de vârf a accelerației terenului pentru proiectare  $a_g = 0,25g$ ;
- perioada de control (colt)  $T_c = 0,7$  sec.

Adâncimea maxima de îngheț, conform prevederilor din STAS 6054-77, este de 0,90 m de la suprafața terenului.

Conform codului de proiectare CR 1-1-4/2012, presiunea de referință a vântului pentru amplasamentul în discuție este de 0,7 kPa, mediată pe 10 minute la 10 m, pentru un interval mediu de recurență de 50 de ani.

Conform codului de proiectare CR 1-1-3-2012, încărcarea din zapadă pentru amplasamentul în discuție este de 2,5 kN/m<sup>2</sup>, pentru un interval mediu de recurență de 50 de ani.



**Fig. 3.6. Zonarea teritoriului României în termeni de perioadă de control (colt),  $T_c$  a spectrului de răspuns**

**(ii) Date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;**

Conform studiului geotehnic efectuat pe amplasament, terenul prezintă stabilitate locală și generală și nu este supus inundațiilor sau viiturilor, acesta fiind sistematizat.

**(iii) Date geologice generale;**

În condițiile enunțate anterior, acesta are stabilitatea generală și locală asigurată în contextul actual și nu este supus viiturilor de apă din precipitații sau inundații, fiind relativ sistematizat.

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

Nu este cazul.

**(v) Încadrarea în zone de risc;**

Din punct de vedere macroseismic zona analizată se află în zona de intensitate seismică cu  $T_c = 0,7$  sec,  $K_s = 0,25$  g – conform P 100-1/2004.

Din punct de vedere al riscului geologic, învelișul de sol se caracterizează și printr-o dispunere etajată sub formă de fâșii, în direcția vest-est, pe fondul cărora s-au format local solurile intrazonale.

### **3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional și tehnologic**

#### **(A) Criterii avute în vedere la stabilirea soluției**

Proiectarea corectă a unui sistem fotovoltaic implică alegerea amplasamentului și componentelor adecvate (panouri fotovoltaice, invertor și alte echipamente, evitarea pierderilor de energie electrică acolo unde este posibil, precum și minimizarea pierderilor inevitabile după caz).

La stabilirea soluției tehnice se va ține 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.

De regulă proiectantul ar trebui să facă mai multe variante de realizare a parcului fotovoltaic, astfel încât viitorul beneficiar să poată decide ce soluție este potrivită pentru el.

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.

Modulele fotovoltaice sunt conectate în serie formând un șir. Mai multe șiruri cu aceleași caracteristici de funcționare sunt conectate în paralel formând o matrice sau generator de sine stătător, pentru a genera tensiunea necesară la ieșire.

Toate cablurile aferente fiecărui șir de celule fotovoltaice vor fi interconectate la un dispozitiv de control "String control". Echipamentul de protecție corespunzător trebuie să fie ales în așa fel încât să asigure atât funcționarea optimă a instalației cât și siguranța persoanelor ce o întrețin: siguranțe, elemente de racordare, întrerupătoarele etc.

Pentru respectarea normativelor tehnice specifice instalațiilor fotovoltaice, dimensionarea instalației trebuie să ia în considerare, pe lângă parametrii geografici (longitudine, amplasament), și alți doi factori principali:

- cădere de tensiune în acord cu reglementările din legislația națională privind furnizarea energiei electrice;
- capacitatea de transport, datorită efectului termic măsurat prin doi parametri:
  - 1) temperatura de scurt-circuit.
  - 2) temperatura de operare rezultată din configurația instalației proiectate și expunerea la factorii exteriori

#### **➤ Umbrirea parțială a panourilor fotovoltaice**

Umbrirea produce un impact puternic asupra performanței unui sistem fotovoltaic. Chiar și un grad mic de umbră pe o parte dintr-o matrice poate avea un impact semnificativ asupra producției de energie generate de întreaga matrice.

Din acest motiv umbrirea se consideră un element de performanță a sistemului, element ce trebuie abordat în mod specific în faza de proiectare a sistemului, printr-o selecție atentă a locului de amplasare a matricei / a fiecărui șir, amplasarea elementelor de interconectare și control (proiectarea șirurilor astfel încât să fie analizat efectul de umbrire posibil pentru fiecare șir individual).

Modulele fotovoltaice sunt montate secvențial pe rânduri unele în spatele celorlalte. În particular, din această configurație rezultă automat umbrirea parțială a fiecărui rând (cu excepția primului) de către rândul din fața lui, în fiecare dimineață și după-amiază.



**Fig. 3.7. Exemplu montaj centrala electrică fotovoltaică (CEF) pe teren**

Un compromis între suprafața de pământ ocupată și pierderile din producție datorate umbririi este găsit prin alegerea distanței dintre rânduri astfel încât umbrirea parțială să fie evitată la amiază în solstițiile de iarnă.

➤ **Controlul temperaturii în instalație**

O creștere a temperaturii în matricea instalației atrage o scădere a performanței acesteia (de exemplu pierdere de 0,5% pentru fiecare 1°C într-un modul de cristalin). Din acest motiv trebuie asigurată o suprafață suficientă de ventilare în spatele panourilor Fotovoltaice (de obicei, o distanță liberă de minim 25 mm).

➤ **Ventilarea invertorului**

Invertoarele disipă căldură și trebuie asigurate condiții corespunzătoare de amplasare pentru o ventilare suficientă. Trebuie respectate cu strictețe instrucțiunile producătorului.

Nerespectarea acestor parametrii de funcționare pot influența performanța instalației, mai ales dacă se ajunge la temperatura maximă de operare. Din acest motiv se recomandă punerea în apropierea invertorului a unei atenționări vizibile de genul - nu blocați spațiul de ventilare invertor.

## **(B) Descrierea utilizării sursei regenerabile solare și tehnologiile disponibile**

Distribuția geografică a potențialului energetic solar din România relevă faptul că peste 50% din teritoriu oferă un flux anual de radiație solară medie ce variază între 1000 – 1500 kWh/m<sup>2</sup>. În privința valorilor lunare, radiația solară atinge valori maxime în luna iulie respectiv 1.523,36 kWh/m<sup>2</sup>/zi, iar valori minime în luna ianuarie de 48,76 kWh/m<sup>2</sup>/zi.

Potențialul energetic solar este dat de cantitatea medie de energie solară primită în plan orizontal, care este estimată la circa 1.100,00 kWh/m<sup>2</sup>/an în România.

Asta înseamnă că, în condițiile în care nivelul de dezvoltare tehnologică permite producția de celule solare cu o eficiență medie de 25%, o gospodărie de patru persoane își poate satisface necesarul de energie electrică cu panouri solare cu o suprafață de 4 - 6 m<sup>2</sup>.

Transformarea energiei solare se realizează cu parcuri fotovoltaice, acestea se bazează pe principiul conversiei energiei solare, captate de panourile fotovoltaice în energie electrică. Panourile fotovoltaice convertesc radiația solară în curent electric, de tip continuu, care, pentru a putea fi utilizat, trebuie convertit în curent alternativ. Acesta se face cu ajutorul invertoarelor, care transformă curentul continuu în curent alternativ, de joasă tensiune.

### ➤ **Celule fotovoltaice**

O celulă fotovoltaică poate fi asimilată cu o diodă fotosensibilă, funcționarea ei bazându-se pe proprietățile materialelor semiconductoare. Celula fotovoltaică permite conversia directă a energiei luminoase în energie electrică. Principiul de funcționare se bazează pe efectul fotoelectric. De fapt, o celulă este constituită din două straturi subțiri de material semiconductor. Cele două straturi sunt dopate diferit:

- Pentru stratul N, aport de electroni periferici,
- Pentru stratul P, deficit de electroni,

Între cele două straturi va apare o diferență de potențial electric.

Energia fotonilor luminii, captați de electronii periferici (stratul N) le va permite acestora să depășească bariera de potențial și să creeze astfel un curent electric continuu.

Pentru colectarea acestui curent, se depun, prin serigrafie, electrozi pe cele două straturi semiconductoare. Electrocul superior este o grilă ce permite trecerea razelor luminoase. Pe acest electrod se depune apoi un strat antireflectorizant, pentru creșterea cantității de lumină absorbită.

În tabelul 3.1 sunt prezentate valorile randamentului tipic și teoretic ce poate fi obținut cu aceste diferite tehnologii de celule solare.

Pentru o evaluare a diverselor tehnologii există un număr de criterii de care trebuie să se țină seamă. Cele mai importante sunt:

- un bun potențial pentru o eficiență înaltă,
- bună utilizare a materialelor necesare tehnologii de producție cu costuri mici,
- stabilitatea instalației de-a lungul timpului,
- produsul și tehnologia de producție să țină seama de protecția mediului.

**Tab. 3.1. Valori ale randamentului celulelor fotovoltaice**

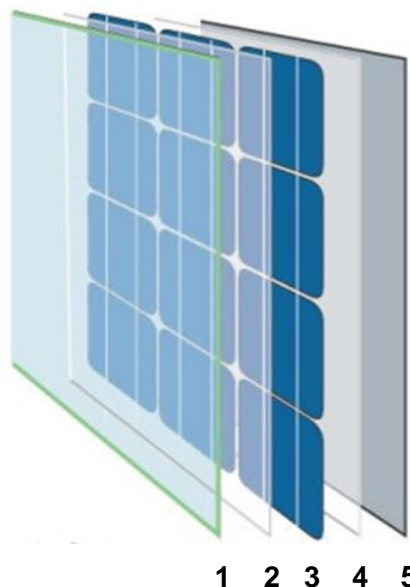
Tehnologie	Randament tipic [%]	Descriere	Avantaje	Dezavantaje
Celule monocristaline	12% ÷ 21%	Sunt realizate pe baza unui bloc de siliciu cristalizat într-un singur cristal. Se prezintă sub forma unor plachete rotunde, pătrate sau pseudo-pătrate.	Randament ridicat: 12%÷21%	Prețul ridicat Durată mare de amortizare
Celule policristaline	11% ÷ 13%	Se realizează pe baza unui bloc de siliciu cristalizat în mai multe cristale, care au orientări diferite	Cost de producție mai redus decât cel al celulelor monocristaline.	Randament mai scăzut: 11% ÷ 13%
Celule amorfe	5% ÷ 10%	Sunt realizate dintr-un suport de sticlă sau material sintetic, pe care se depune un strat subțire de siliciu(organizarea atomilor nu este regulată, ca în cazul unui cristal).	Se comportă mai bine la lumina difuză și la cea fluorescentă. Sunt mai performante la temperaturi mai ridicate. Pret avantajos.	Randamentul scăzut: 5 ÷ 10%
Celule CdTe, CIS, CIGS	Tehnologiile CdTe, CIS și CIGS sunt în curs de dezvoltare sau de industrializare			

### ➤ Panouri fotovoltaice

Se cunosc diferite variante de construcție a modelelor existente de panouri solare. Cel mai utilizat în construcția de parcuri fotovoltaice este panoul cu celule monocristalin, datorită performanțelor ridicate și a stabilității în timp.

Construcția unui panou fotovoltaic cu celule monocristalin:

- un geam (de cele mai multe ori geam securizat monostrat) de protecție pe fața expusă la soare.
- un strat transparent din material plastic (etilen vinil acetat, EVA sau cauciuc silionic) în care se fixeaza celulele solare,
- celule solare monocristaline sau policristaline conectate între ele prin benzile de cositor,
- cașerarea feței posterioare a panoului cu o folie stratificată din material plastic rezistent la intemperii - fluorura de poliviniliden (Tedlar) și Polyester,
- priza de conectare prevăzută cu diodă de protecție respectiv dioda de scurtcircuitare și racord
- o ramă de profil de aluminiu pentru protejarea geamului la transport, manipulare și montare, pentru fixare și rigidizarea legăturii.



**Fig. 3.8. Construcția unui panou fotovoltaic monocristalin, unde: 1. Geam securizat; 2. EVA - etilen vinil acetat; 3. Celule; 4. EVA - etilen vinil acetat; 5. Strat de protecție posterior**

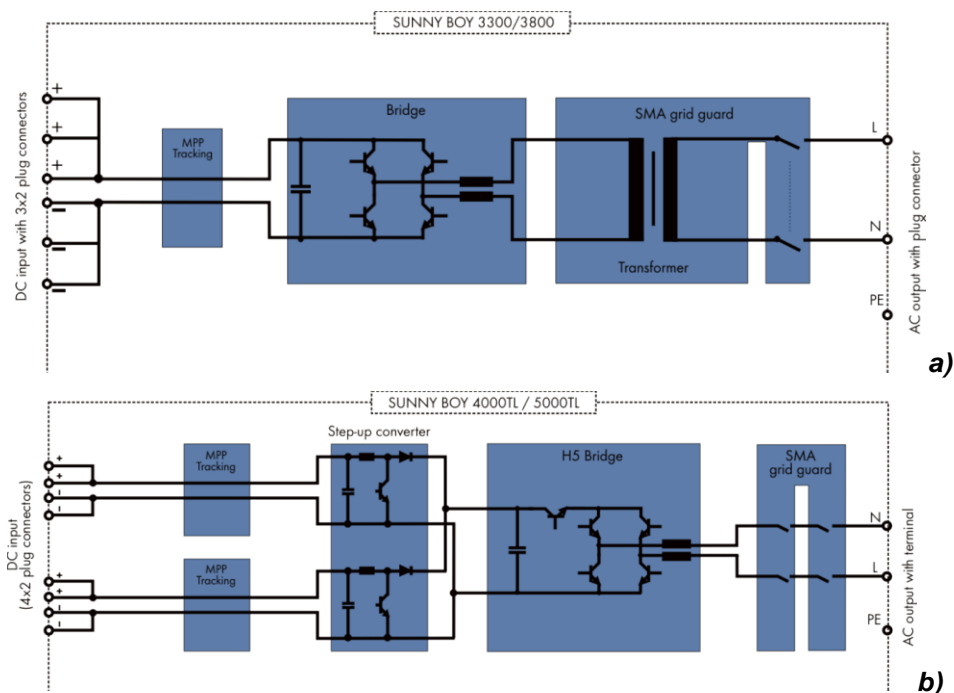
La ora actuală, tehnologia de fabricație a panourilor solare fotovoltaice a evoluat radical față de situația de acum 10-15 ani. Efectele acestei evoluții accelerate sunt vizibile pe piață, prin faptul că, practic, în acest moment, diferențele de calitate și fiabilitate între producători sunt extrem de mici. Problema calității și eficienței panourilor solare rămâne o chestiune de alegere a tehnologiei de conversie a radiației solare în energie electrică, adică a tipului de celulă folosit în fabricarea panourilor (monocristalin, policristalin, amorf etc.).



**Fig. 3.9. Panouri fotovoltaice monocristaline (sus) și policristaline (jos)**

## ➤ Invertoare

Astăzi invertoarele pentru conectare la rețea se construiesc prin 2 tehnologii de bază: cu transformator și fără transformator. Topologia de baza a celor 2 tehnologii este prezentată în figura de mai jos.



**Fig. 3.10. Tipologii de construcție a invertoarelor: a) cu transformator; b) fără transformator**

Invertoarele fără transformator au de obicei o eficiență mai mare, lucrează cu tehnologii mai moderne, dar pentru panourile cu peliculă subțire de obicei nu se folosesc sau doar limitat.

Pentru a transforma tensiunea continuă, produsă de panourile fotovoltaice, în tensiune alternativă, care să poată fi introdusă în rețeaua electrică, este nevoie de unul sau mai multe invertoare.

### Cerințe pentru parcul fotovoltaic (CEF)

Cerințe pentru centralele electrice fotovoltaice conform Ordin ANRE nr. 208 din 14.12.2018 – „*Ordin pentru aprobarea normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)*”.

**Art. 1.** Prezenta normă tehnică stabilește cerințele tehnice minimale pentru racordarea la rețelele electrice de interes public a:

- (a) modulelor generatoare;
- (b) centralelor formate din module generatoare;

(c) centralelor formate din module generatoare offshore (situate în larg) și care au unul sau mai multe puncte de racordare offshore, în curent alternativ (c.a.).

**Art. 2.** Cerințele tehnice de racordare stabilite în prezenta normă tehnică se aplică:

(a) modulelor generatoare noi, în conformitate cu categoria din care acestea fac parte;  
(b) centralelor formate din module generatoare noi, în conformitate cu categoria din care acestea fac parte;

(c) centralelor formate din module generatoare offshore (situate în larg) și racordate în curent alternativ (c.a.). Punctul de racordare offshore, în c.a., al centralei formate din module generatoare offshore este stabilit de ORR.

#### **Cerințe generale pentru modulele generatoare de categoria A**

**Art. 4.** Modulele generatoare/generatoarele sincrone aparținând prosumatorului trebuie să îndeplinească următoarele condiții în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

a) modulele generatoare/generatoarele sincrone trebuie să rămână conectate la rețea și să funcționeze în domeniile de frecvență și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1P;

b) modulele generatoare/generatoarele sincrone trebuie să rămână conectate la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1.000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2.000 ms, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare. Reglajele protecțiilor din punctul de racordare trebuie să permită funcționarea modulelor generatoare/generatoare sincrone pentru aceste profile de variație a frecvenței;

c) valoarea vitezei de variație a frecvenței și intervalul de timp în care modulul generator/generatorul sincron are capacitatea de a rămâne conectat la rețea se aleg dintre valorile prevăzute la lit. b), inclusiv pe baza informațiilor solicitate de către ORR producătorului/reprezentantului furnizorului echipamentului, și se precizează în ATR. ORR transmite lunar OTS setul de valori privind viteza de variație a frecvenței și intervalul de timp corespunzător aferent fiecărui tip nou de modul generator (invertor)/generator sincron aparținând prosumatorilor racordați la rețelele electrice de distribuție.

**Art. 5.** Modulele generatoare/generatoarele sincrone aparținând prosumatorului trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la creșterile de frecvență peste valoarea nominală de 50 Hz astfel:

a) la creșterile de frecvență, modulele generatoare/generatoarele sincrone trebuie să scadă puterea activă produsă corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1P, și cu următorii parametri:

(i) pragul de frecvență de la care modulele generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;

(ii) valoarea statismului setat se situează între 2% și 12% și este dispusă de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea sub tensiune a modulelor generatoare/generatoarelor sincrone. Dereglă, valoarea statismului este de 5%;

(iii) modulele generatoare/generatoarele sincrone trebuie să fie capabile să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms. În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, prosumatorul justifică pentru modulele generatoare/generatoarele sincrone această întârziere, furnizând dovezi tehnice către ORR, care se consultă cu OTS referitor la analiza justificării. Timpul de răspuns pentru scăderea puterii active în cazul creșterii de frecvență, de regulă, trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

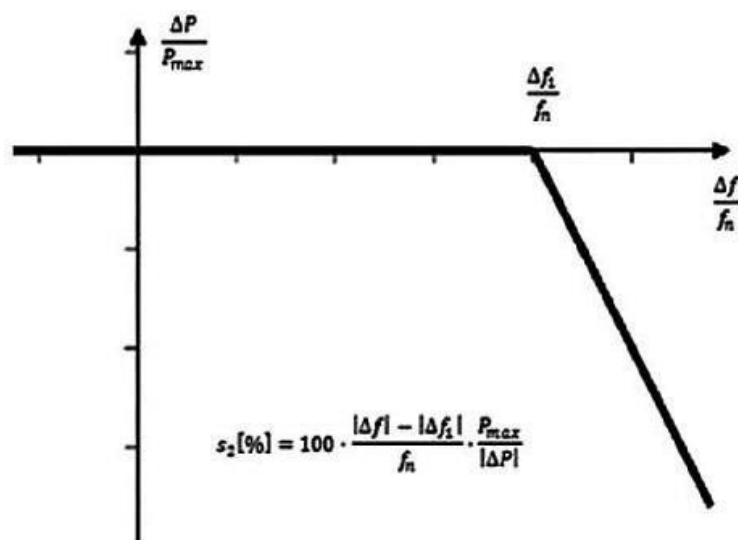
**b)** la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, modulele generatoare/generatoarele sincrone trebuie să fie capabile:

(i) să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară); sau

(ii) să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu propria caracteristică tehnică, transmisă odată cu datele tehnice și care nu se abat de la caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip;

(iii) să mențină nivelul de putere atins cu o abatere permisă de  $\pm 5\%$   $P_{max}$ , cât timp se menține abaterea de frecvență;

**c)** modulele generatoare/generatoarele sincrone trebuie să fie stabile pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.



**Fig. 1P. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru modulele generatoare/generatoarele sincrone aparținând prosumatorului**

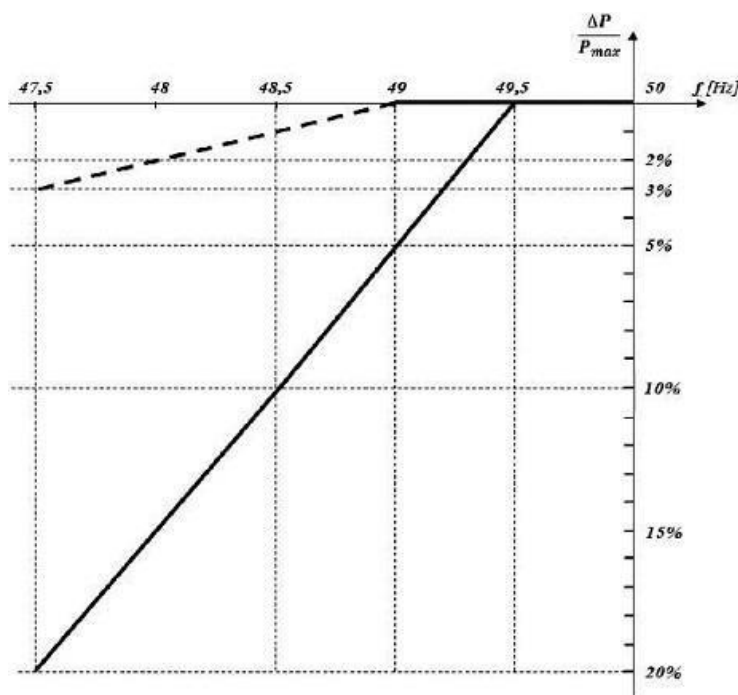
unde:  $\Delta P$  este variația puterii active produsă de modulul generator/generatorul sincron al prosumatorului;  $P_{max}$  este referința de putere activă față de care se stabilește  $\Delta P$  - și anume puterea maximă a modulului generator/generatorului sincron al prosumatorului;  $\Delta f$  este abaterea frecvenței în rețea;  $f_n$  este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde  $\Delta f$  este mai mare de + 200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), modulul generator/generatorul sincron trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statismul S2.

**Art. 6.** Modulele generatoare/Generatoarele sincrone aparținând prosumatorului trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care modulul generator/generatorul sincron răspunde la creșterile de frecvență sau are reduceri acceptabile de putere la scăderea frecvenței în conformitate cu prevederile art. 5 și 7.

**Art. 7.** ORR în consultare cu OTS, după caz, stabilește reducerea de putere activă produsă de modulele generatoare/generatoarele sincrone aparținând prosumatorilor față de puterea activă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele prezentate în figura 2P, astfel:

a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite scăderea puterii active produse (puterea admisibilă, dată de sursa primară) în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate;

b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.



**Fig. 2P. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de ORR în consultare cu OTS în cazul scăderii frecvenței**

**Art. 8.**

(1) Modulele generatoare/Generatoarele sincrone aparținând prosumatorilor trebuie să fie prevăzute cu o interfață logică în scopul de a reduce injecția de putere activă în rețea până la oprire, într-un timp de maximum cinci secunde de la recepționarea comenzii de

deconectare la nivelul portului. ORR are dreptul să stabilească cerințele pentru echipamentele de telecomunicație pentru ca această reducere să fie comandată de la distanță.

(2) Condițiile tehnice pentru interfața logică prevăzută la alin. (1) sunt obligatorii pentru modulele generatoare/ generatoarele sincrone aparținând prosumatorilor cu injecție de putere activă în rețea racordați la MT.(3) Pentru modulele generatoare/generatoarele sincrone aparținând prosumatorilor cu injecție de putere activă în rețea racordați la JT, ORR împreună cu prosumatorii stabilesc, de comun acord, condițiile tehnice și modul de utilizare a interfeței logice.

#### **Art. 9.**

(1) Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:

a) în condiții de mediu standard, corespunzătoare temperaturii de 20°C; prosumatorul transmite ORR, după caz, diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C, 0°C, 15°C, 25°C, 30°C, 40°C;

b) în funcție de capabilitatea tehnică a modulelor generatoare/generatoarelor sincrone.

(2) Prosumatorul trebuie să transmită la ORR diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară, respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice privitoare la capabilitatea tehnică a modului generator / generator sincron.

(3) Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de punere în funcțiune, aferentă procesului de racordare.

#### **C) scenarii tehnico - economice propuse**

Pentru atingerea obiectivelor investiției s-au analizat următoarele scenarii:

**Scenariul 1: Parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline de tip BIFACIAL, având puterea de 550 Wp**

**Scenariul 2: Parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 380 Wp**

Construirea parcului fotovoltaic în ambele scenarii presupune următoarele lucrări:

- Montare suporti susținere module fotovoltaice;
- Montare module fotovoltaice, tablouri electrice centralizatoare și invertoare;
- Montare container Tablou Electric General CF și Tablou servicii interne;
- Realizare instalație de legare la pământ și protecție împotriva descărcărilor electrice atmosferice;
- Realizare sistem SCADA (instalatie de monitorizare);

## RACORDAREA PARCULUI FOTOVOLTAIC LA POSTUL TRAFU

Instalația solară fotovoltaică – proiectată – amplasată în incinta beneficiarului investiției va fi racordată în instalația electrică de utilizare 0,4 kV aferentă PT1...PT4.

Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate elementele necesare producerii de energie electrică, începând de la sursele de energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă tensiune și instalația de legare la pământ.

Soluția de racordare finală se va stabili după întocmirea documentației: DTAC, SS sau EDC vizate spre neschimbare împreună cu Proiectul Tehnic – PTh și DD (detalii de execuție). În urma acestor documente se va obține și un nou ATR, unde se va evidenția concret modul de racordare a Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF) cu Pi de 1.000 kW.

### 3.3. Costuri estimative ale investiției

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții:

#### Scenariul 1

	RON (fără TVA)	TVA 19%	RON inclus TVA
Total General	3.769.848,67	712.609,26	4.482.457,93
Din care C+M	2.276.421,80	432.520,13	2.708.941,92

#### Scenariul 2

	RON (fără TVA)	TVA 19%	RON inclus TVA
Total General	4.882.305,44	925.702,61	5.808.008,05
Din care C+M	617.361,62	117.298,71	734.660,32

Devizul General al Lucrării, cu cele două scenarii, se regăsește în partea economică aferentă Studiului de Fezabilitate.

### 3.4. Studii de specialitate, funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz

#### (1) Studiu topografic;

Terenul pe care va fi amplasat parcul fotovoltaic, este situat în intravilan extins conf. PUZ Sat Brătuleni, parcela cadastrală cu nr. 95421.

Terenul este intabulat, așa cum reiese din extrasul de carte funciară Partea III – SARCINI, și are drept de CONCESIUNE pe o perioadă de 49 ani.

Măsurătoarea a fost executată în sistem de proiectare STEREO 70 sistem de altitudini normale Marea Neagră 1975, în condiții atmosferice normale, cu vizibilitate optimă în cursul zilei.

**(2) Studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului;**

-

**(3) Studiu hidrologic, hidrogeologic;**

NU ESTE CAZUL

**(4) Studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice;**

NU ESTE CAZUL

**(5) Studiu de trafic și studiu de circulație;**

NU ESTE CAZUL

**(6) 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

**(7) Studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere;**

NU ESTE CAZUL

**(8) Studiu privind valoarea resursei culturale;**

NU ESTE CAZUL

**(9) Studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.**

NU ESTE CAZUL

**3.5. Grafice orientative de realizare a investiției**

Având în vedere faptul că între cele două scenarii de analiză nu apar diferențe fundamentale, de natură să modifice perioada de implementare a obiectivului de investiții, Graficul Orientativ de realizare a Investiției este prezentat în cele ce urmează:

**Tab. 3.1. Graficul orientativ de realizare a investiției**

Nr. crt.	Denumire lucrări	LUNA						
		1	2	3	4	5	6	7
1.	Elaborare Proiect tehnic							
2.	Elaborare documentație obținere Autorizație Construire și Avize							
3.	Organizare proceduri de achiziții							
4.	Servicii de consultanță în Management de proiect							
5.	Execuție lucrări de construire parc fotovoltaic							
5.1.	Organizare șantier							
5.2.	Execuție lucrări de construcție parc fotovoltaic							
5.3.	Execuție lucrări de împrejmuire							

## 4. ANALIZA FIECĂRUI SCENARIU TEHNICO- ECONOMIC PROPUS

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

Prezentul studiu își propune să fundamenteze tehnic și economic construirea unei Centrale Electrice Fotovoltaice la SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL, județul Iași.

Măsurile propuse și rezultatele așteptate ca urmare a implementării proiectului sunt: Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin dezvoltarea unui parc fotovoltaic de către SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL.

**Obiectivul general al proiectului:** Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin dezvoltarea unei centrale fotovoltaice de către SC PHINIA DELPHI ROMÂNIA SRL, în vederea asigurării necesarului de energie electrică la nivelul companiei. Prin implementarea proiectului propus se vor realiza investiții în sectorul energetic pentru accelerarea tranziției către o energie mai curată și o eficiență energetică, aducându-se astfel un aport la atingerea obiectivelor asumate de către România în cadrul FM-Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei - Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile.

**Obiectivele specifice al proiectului:**

- Crearea unui parc/centrale cu putere instalată de 1 MW, în comuna Miroslava localitatea Iași, până la 31.12.2025
- Creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energetic național prin investiții în capacități de producție a energiei din surse regenerabile, eliminarea cărbunelui până în 2032, creșterea competitivității și eficienței energetice, și îmbunătățirea securității energetice prin diversificarea surselor și reducerea dependenței de importuri.

**Indicatori de rezultat:**

- Reducerea netă a consumului de energie primară 124,76 t.e.p./an din surse regenerabile, în primul an de funcționare;
- Producția netă de energie electrică de 1450,95 MWh/an, în primul an de funcționare;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 478,81 tone de CO<sub>2</sub> echivalent/an, în primul an de funcționare (considerând un factor de conversie de 0,33 tone CO<sub>2</sub> echivalent/MWh).

#### **Beneficiarii proiectului**

**Beneficiari direcți:** SC PHINIA DELPHI ROMÂNIA SRL – solicitantul de finanțare.

**Beneficiari indirecti:** Populația României – proiectul va contribui la reducerea gazelor cu efect de seră și a emisiilor poluante, ceea ce va genera o creștere a calității vieții la nivelul întregii populații a României.

Durata estimată de realizare a investiției este de 12 luni de la data aprobării cererii de finanțare și semnarea contractului de finanțare, conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat în capitolul 3. Se estimează că în cursul anului 2024 se vor obține toate aprobările necesare finanțării, iar până la 31.12.2025 va fi finalizată investiția.

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (E-SRE) reprezintă un imperativ al perioadei actuale motivat de: protecția mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială.

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

Rezultatele proiectului pot fi influențate de diferiți factori de risc de la analiza cărora nu putem face abstracție. La fel ca în cazul oricărui tip de investiție, proiectul de față implică anumite riscuri. În acest sens putem deosebi:

- Riscuri generale – se referă la acele riscuri care decurg din evoluția de ansamblu a mediului (natural, economic, social, cultural, tehnologic, politic, etc.), la nivel mondial sau național;

- Riscuri specifice – care țin de echipa de proiect, de tipul investiției, de modul cum sunt planificate activitățile în cadrul obiectivului de investiție.

Următoarele riscuri cu caracter general au fost identificate și sunt aduse la cunoștință Beneficiarului prin prezentul studiu de fezabilitate:

- există riscul să apară dificultăți de cooperare între diferite părți implicate în Proiect cu referire mai ales la relațiile dintre Beneficiar, Proiectant, Consultanț, Diriginte de Șantier și Constructor;

- întâzieri rezultate în procesul de stabilire a unor decizii pe parcursul realizării procedurilor de achiziții publice (contestații clarificări solicitate asupra unor aspecte ale documentației de atribuire).

- întâzieri rezultate din decizii referitoare la derularea contractului de lucrări de construcții;

- incapacitatea companiilor selectate de a respecta graficele de execuție ale contractelor, incapacitatea acestora de a depăși eventuale întâzieri în fluxul de numerar ș.a.

- contractarea și implementarea cu întâziere a contractelor de consultanță, diriginte de șantier, execuția lucrări, furnizare

- modificarea soluțiilor tehnice pe parcursul implementărilor ca urmare a cerințelor beneficiarului;

- dificultăți în accesarea unor date care sunt necesare bunului mers al proiectului;
- condiții climatice deosebit de deficiente, care întârzie finalizarea lucrărilor;
- apariția de avarii importante pe perioada de execuție a lucrărilor;

Factorii de risc la care obiectivul s-ar putea dovedi vulnerabil sunt cei legați de schimbări climatice dramatice. Se va avea în vedere folosirea unor materiale durabile și a unor tehnici de punere în opera care să asigure durabilitatea obiectivului, limitarea degradărilor, precum și asigurarea funcționării corecte și a desfășurării activităților în condiții optime de temperatură, umiditate și alți parametri climatici.

Un alt factor de risc este cel antropic, având în vedere funcțiunea public administrativă.

#### **4.3. Situația utilităților și analiza de consum**

- necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;
- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Pentru funcționarea obiectivului este necesară racordarea la instalația internă de utilizare, pentru ca energia electrică produsă din surse regenerabile să fie livrată consumatorilor racordați la barele centralei și utilizată exclusiv pentru autoconsum.

Astfel, se va solicita un aviz tehnic de racordare, ce va conține soluții de racordare a obiectivului.

#### **4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții**

##### **a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;**

Realizarea obiectivului propus prin prezentul studiu, va avea o influență benefică asupra mediului, prin reducerea volumului de piese – rebut (scrap).

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (ESRE) reprezintă un imperativ al perioadei actuale motivat de:

- protecția mediului prin reducerea amprentei de carbon,
- creșterea calității în alimentare a energiei electrice, a consumatorilor racordați pe barele de 0,4kV din Posturile Trafo.

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

###### **Locuri de muncă în faza de execuție:**

Pentru realizarea lucrărilor propuse prin proiect, solicitantul va încheia contracte cu firme specializate, care vor asigura întreaga forță de muncă necesară execuției proiectului.

Implementarea proiectului nu necesită crearea de noi locuri de muncă la nivelul solicitantului, în faza de execuție a investiției.

Necesarul forței de muncă pe perioada execuției va fi de circa 10 persoane.

###### **Locuri de muncă în faza de operare:**

Necesarul forței de muncă pe perioada de exploatare va fi de 1 persoană.

Desfășurarea activității de supraveghere a funcționării Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF) este condiționată de existența unui personal pregătit și calificat în acest scop.

Solicitantul își propune pregătirea unei persoane autorizate care să supravegheze parcul fotovoltaic.

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

Proiectul propus nu **se încadrează în listele din anexele la Hotărârea Guvernului nr. 445/2009** privind evaluarea impactului asupra mediului.

Prin realizarea investiției propuse se va realiza încadrarea în mod corespunzător în cerințele privind protecția mediului conform reglementărilor în vigoare.

Astfel la executarea lucrărilor de construcții se vor lua toate măsurile privind protecția mediului înconjurător prin întreținerea curentă a utilajelor, depozitarea materialelor de construcții în locuri special amenajate care nu vor permite împrăștierea combustibililor, lubrefianților și a reziduurilor la întâmplare.

Investiția va avea un impact nesemnificativ asupra mediului, fiind un obiectiv care nu implică tehnici și tehnologii poluante nici în faza de execuție, nici în faza de exploatare.

Totodată amplasamentul nu este inclus pe lista siturilor naturale și arealelor protejate.

**(i) Protecția calității apelor:**

Lucrările de realizare a proiectului nu vor afecta regimul apelor subterane sau de suprafață, fiind astfel proiectate încât să conducă la conservarea gradului de stabilitate generală și locală din zonă și să asigure drenarea corectă a apelor meteorice.

**(ii) Protecția aerului:**

În cadrul activității de construcție a investiției, vor rezulta emisii în atmosferă și praf de la utilaje.

Conform estimărilor, debitele masice ale poluanților emiși în atmosferă de la utilaje și autobasculante/betoniere sunt mici.

În perioada de exploatare nu se produc emisii în atmosferă.

**(iii) Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor:**

Nu este cazul.

**(iv) Protecția împotriva radiațiilor:**

Nu este cazul.

**(v) Protecția solului și a subsolului:**

Nu este cazul.

**(vi) Protecția ecosistemelor terestre și acvatice:**

Nu există poluanți și activități care să afecteze negativ ecosistemele terestre și acvatice.

**(vii) Protecția așezărilor umane și a altor obiective de interes public:**

Nu este cazul.

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

Construirea parcului fotovoltaic nu va influența negativ nici local și nici per ansamblu contextul natural și antropic existent, activitatea care se va desfășura aici, fiind nepoluantă.

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

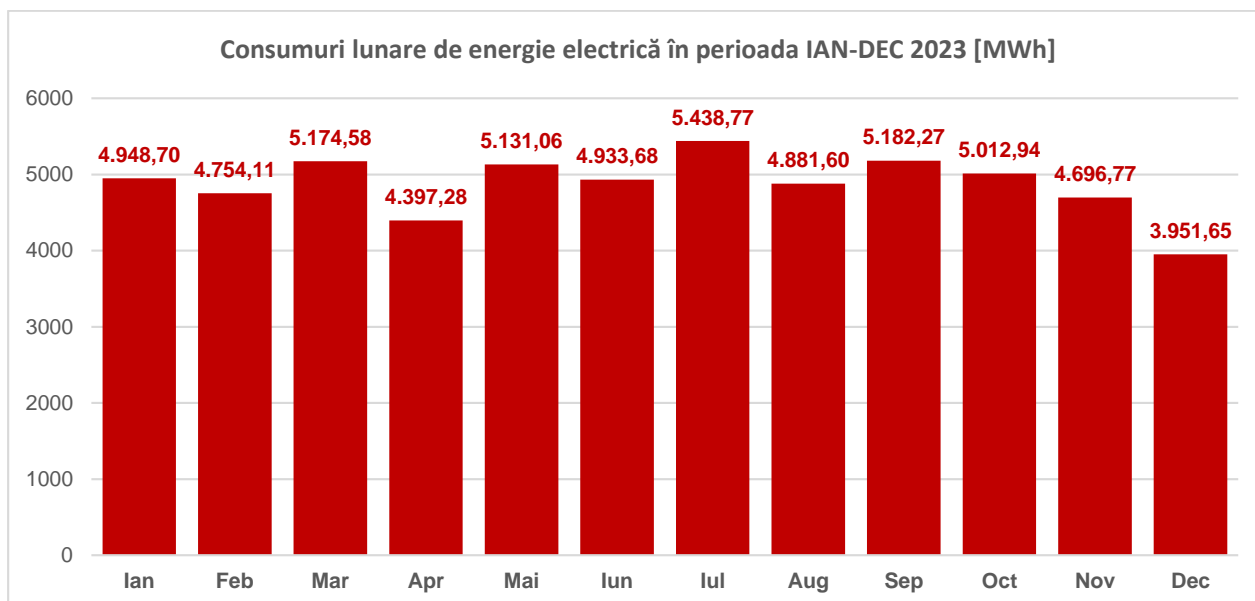
PHINIA DELPHI ROMANIA SRL intenționează să-și reducă costurile cu energia electrică consumată din SEN. În contextul politicilor europene actuale, care au drept rezultat utilizarea tot mai mare a energiei electrice produse din surse regenerabile, SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL își propune să dezvolte un parc fotovoltaic (centrală electrică fotovoltaică) pentru a realiza o producție de energie electrică sustenabilă, cu emisii cât mai reduse de dioxid de carbon.

Dimensionarea obiectivului se justifică prin mărimea suprafețelor puse la dispoziție pentru realizarea parcului fotovoltaic și prin cerințele Beneficiarului. La nivelul anului 2023, consumul PHINIA DELPHI ROMANIA S.R.L. a fost de 58.503,41 MWh (conform tabelului și graficului de mai jos), consum care este menținut ca referință și în anii următori.

**Tab. 4.1. Consumuri de energie electrică ale PHINIA DELPHI ROMANIA în anul 2023**

Nr. crt.	LUNA	Consum [MWh]
1	Ianuarie 2023	4.948,70
2	Februarie 2023	4.754,11
3	Martie 2023	5.174,58
4	Aprilie 2023	4.397,28
5	Mai 2023	5.131,06
6	Iunie 2023	4.933,68
7	Iulie 2023	5.438,77
8	August 2023	4.881,60
9	Septembrie 2023	5.182,27
10	Octombrie 2023	5.012,94
11	Noiembrie 2023	4.696,77
12	Decembrie 2023	3.951,65
<b>13</b>	<b>TOTAL 2023</b>	<b>58.503,41</b>

Consumul de energie electrică în perioada ianuarie – decembrie 2023 al societății PHINIA DELPHI ROMANIA SRL este prezentat în figura de mai jos.



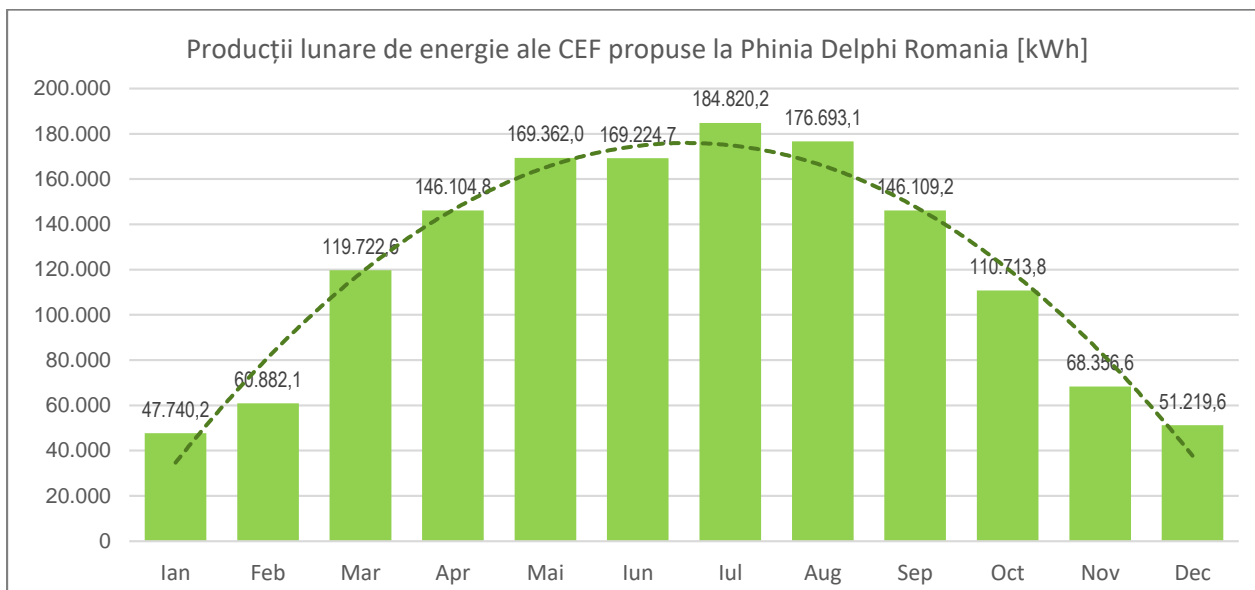
**Fig. 4.1. Consumuri lunare de energie electrică în cadrul PHINIA DELPHI ROMANIA SRL**

Utilizând programul de simulare Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), privind generarea energiei solare pentru locația propusă, s-au obținut următoarele valori:

- Puterea instalată a sistemului în curent continuu: **Pi = 1.232 kWp**;
- Puterea nominală a sistemului în curent alternativ: **Pi = 1.000 kW**;
- Pierderile estimate din cauza temperaturii și a iradierii reduse: **6,38%** (folosind temperatura ambientală locală);
- Pierdere estimată datorată efectelor de reflexie unghiulară: **2,81%**;
- Alte pierderi (cabluri, invertoare etc.): **11,57%**;
- Pierderile sistemelor fotovoltaice combinate: **20,76%**.

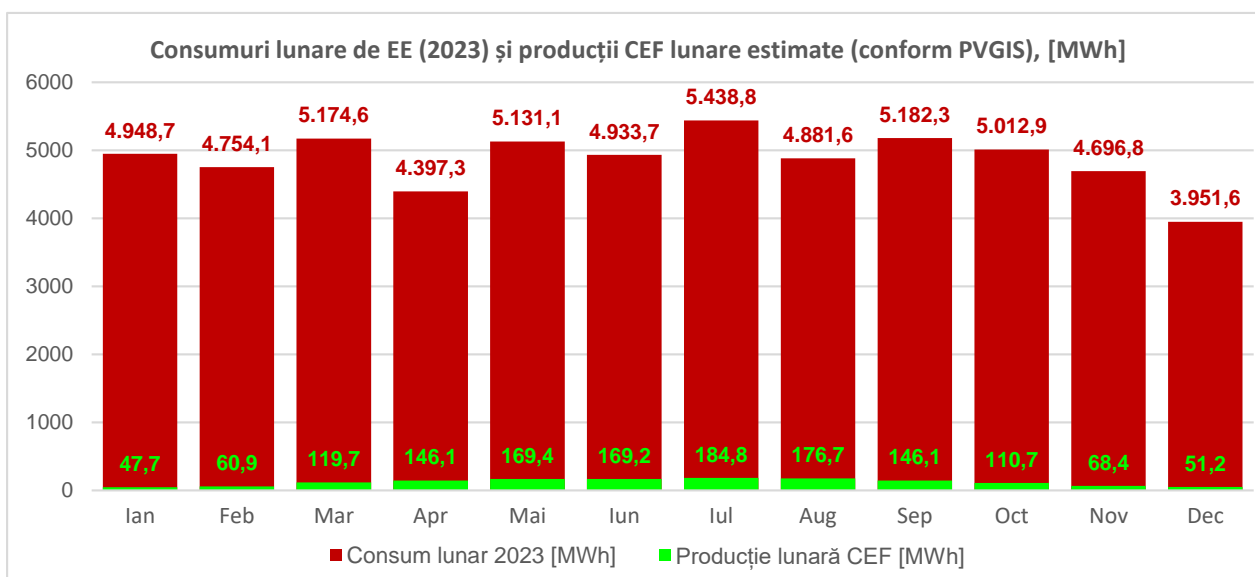
**Tab. 4.2. Valorile producției de energie electrică a sistemului fotovoltaic propus**

Panou sistem fix: înclinare 35°, orientare 0°			
Nr. crt.	Luna	Producție zilnică	Producție lunară
		kWh	kWh
1	Ianuarie	45,00	47.740,18
2	Februarie	57,61	60.882,14
3	Martie	116,21	119.722,59
4	Aprilie	148,61	146.104,84
5	Mai	177,43	169.361,98
6	Iunie	179,73	169.224,67
7	Iulie	198,23	184.820,22
8	August	188,68	176.693,10
9	Septembrie	150,67	146.109,20
10	Octombrie	109,57	110.713,79
11	Noiembrie	65,98	68.356,64
12	Decembrie	48,46	51.219,62
Media zilnică lunară		123,85	120.912,41
Total zilnic / anual [kWh]		1.486,18	1.450.948,97

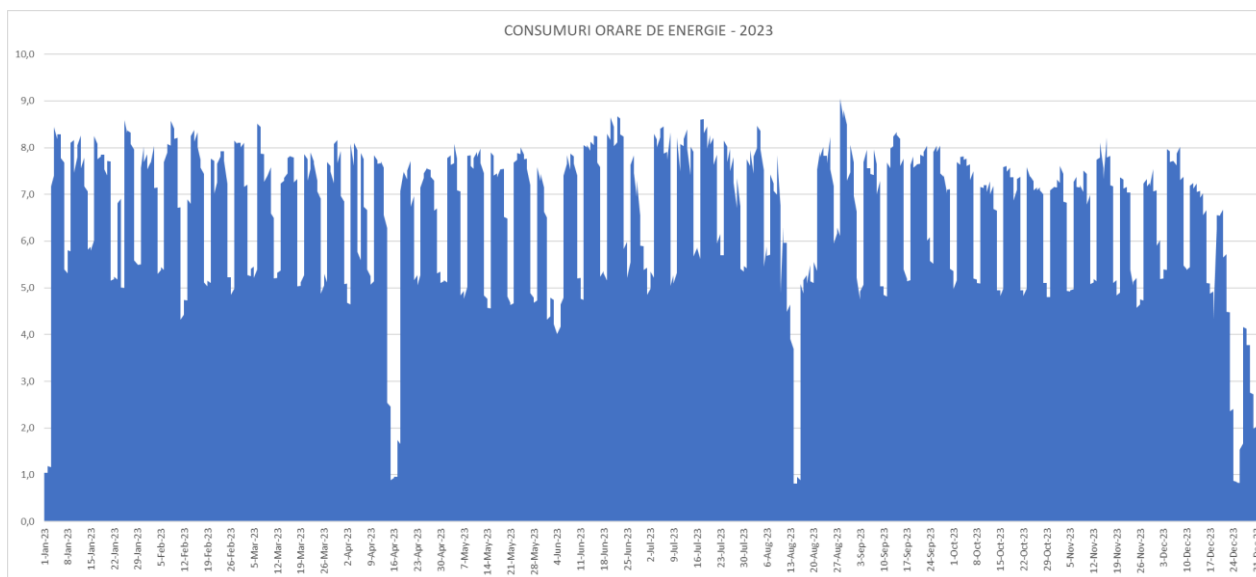


**Fig. 4.2. Producții lunare de energie electrică ale CEF propuse la Phinia Delphi Romania**

Din figurile 4.1 și 4.2 se poate observa ușor că nu sunt necesare instalații de stocare a energiei produse de centrala fotovoltaică, valorile orare, zilnice și lunare ale producției de energie electrică fiind mult inferioare celor de consum înregistrate de operatorul economic. Prin urmare, investiții suplimentare în sisteme de stocare nu sunt fezabile și nu au sens tehnic, întrucât regimul de funcționare și de consum de energie al societății este cvasi-permanent, pe întreaga perioadă a anului (24/7). Singurele perioade cu un consum redus înregistrate pe durata unui an calendaristic sunt cele din perioada reviziilor și lucrărilor de mentenanță programate (cca 2 săptămâni / an), respectiv a sărbătorilor legale, însă valorile consumurilor orare de energie în perioadele respective (care sunt scurte, de cel mult câteva zile) sunt comparabile cu producția centralei (a se vedea figurile 4.3 și 4.4).



**Fig. 4.3. Consumuri lunare de energie electrică (2023), comparativ cu producțiile lunare de energie ale CEF, estimate conform PVGIS - Phinia Delphi Romania SRL**



**Fig. 4.4. Consumuri orare de energie electrică în anul 2023 - Phinia Delphi Romania SRL**

#### **4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate estimată; sustenabilitatea financiară la nivelul de model financiar indicativ**

##### **4.6.1. Metodologie și ipoteze generale**

Analiza cost-beneficiu pentru proiectul "PARC FOTOVOLTAIC CU PUTEREA DE 1 MW LA PHINIA DELPHI ROMANIA SRL" a fost elaborată având în vedere **recomandările și instrucțiunile din cadrul documentelor** emise de către Comisia Europeană:

- "Ghidul pentru realizarea Analizei Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții. Instrument de evaluare economică pentru Politica de Coeziune 2014-2020"
- Evaluare economică - Vademecum 2021-2027 - Principii generale și aplicații sectoriale.

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

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

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

- Se vor lua în considerare doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau primită pentru proiect. Prin urmare, elementele contabile asimilate, de exemplu rezervele de amortizare și fondurile de rezervă nu vor fi incluse în analiza FNA.
- Se vor lua în considerare numai fluxurile de numerar din anul în care apar și într-o anumită perioadă de referință (de 20 de ani). Având în vedere că durata de viață economică utilă actuală a proiectului nu depășește perioada de referință în cauză, nu se va lua în considerare și o valoare reziduală.

- La calculul totalului (respectiv în operațiunile de adunare sau scădere) fluxurilor de numerar apărute în ani diferiți, va fi luată în considerare valoarea actualizată. Prin urmare, fluxurile de numerar viitoare se actualizează la valoarea curentă folosind un factor de actualizare descrescător a cărui mărime se determină prin alegerea ratei de actualizare ce va fi folosită în analiza FNA.

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

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

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

Analiza financiară a fost realizată prin parcurgerea următoarelor etape:

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

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

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

<b>ORIZONTUL DE TIMP</b>	<b>21 ani</b> (cf. duratei de analiză a indicatorilor de program stabiliți prin <i>GHIDUL SOLICITANTULUI - Condiții specifice de accesare a finanțării din Fondul pentru modernizare</i> ) <b>- 1 ani etapa investițională (2025)</b> <b>- 20 ani etapa operațională (2026 – 2045)</b>
<b>CURSUL Euro – LEI</b> (previziunile sunt realizate în EURO)	<b>1 EUR = 4.9683 LEI</b> (cursul InforEuro din luna anterioară deschiderii procedurii de ofertare concurențială)
<b>RATA DE ACTUALIZARE FINANCIARĂ</b>	<b>7,5% în termeni reali</b> (cf. Vademecum 2021-2027 CE) <sup>1</sup> *
<b>RATA DE ACTUALIZARE ECONOMICĂ</b>	<b>3,0% în termeni reali</b> (cf. Vademecum 2021-2027 CE) <sup>2</sup>

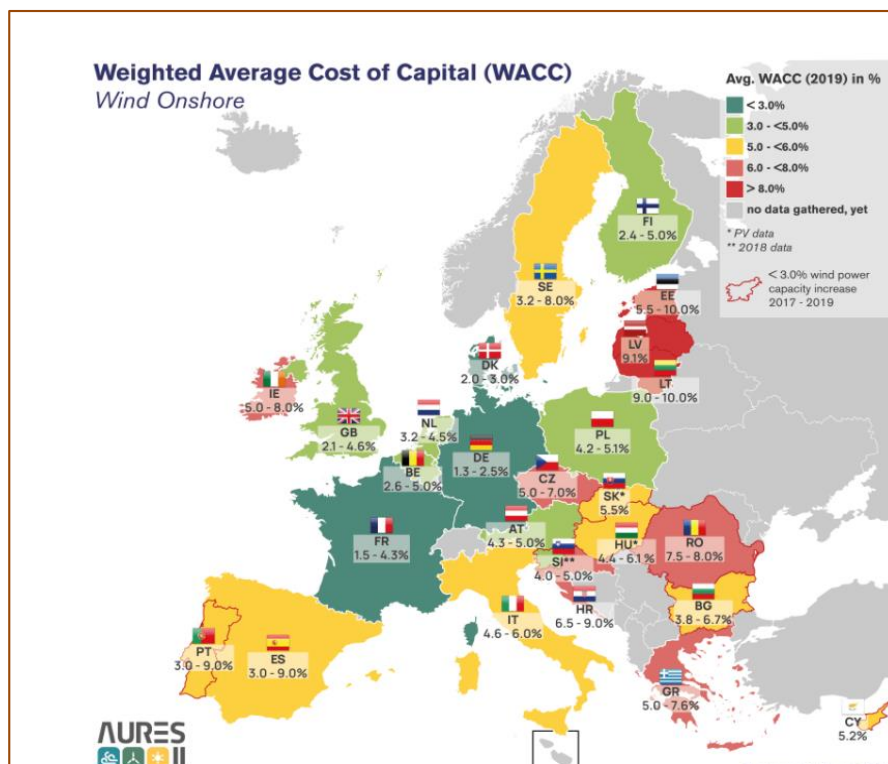
\*Conform Vademecum, în contextul proiectelor cofinanțate de UE, costul mediu ponderat al capitalului (WACC) este utilizat mai frecvent, ca și rată de actualizare, în cazul investițiilor private. Conform celor mai recente analize efectuate<sup>3</sup>, pentru investițiile în domeniul energiei fotovoltaice, această rată este de 7,5%, așa cum reiese și din imaginea de mai jos:

<sup>1</sup> Sursa: [https://ec.europa.eu/regional\\_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications](https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications)

<sup>2</sup> Sursa: [https://ec.europa.eu/regional\\_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications](https://ec.europa.eu/regional_policy/en/information/publications/guides/2021/economic-appraisal-vademecum-2021-2027-general-principles-and-sector-applications)

<sup>3</sup> Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis; [http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/06/AURES\\_II\\_D5\\_2\\_financing\\_conditions.pdf](http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/06/AURES_II_D5_2_financing_conditions.pdf)

Figură: Condițiile de finanțare a energiei regenerabile în Europa: sondaj și analiză de impact - AURES



Suplimentar, pentru ambele scenarii au fost utilizați următorii parametri:

An de bază	An	2024
Perioada de analiză	Ani	21
Monedă utilizată în analiză	Simbol	RON
Rata de schimb	RON/EUR	4,9683
Perioada de implementare	Ani	1
Perioada de operare analizată	Ani	20
Durata de viața a sistemului	Ani	20
Rata de actualizare financiară	%	7,5%
Rata de actualizare economică	%	3,0%
Procent maxim de finanțare al cheltuielilor eligibile	%	100,0%
Capacitate instalată	MW/an	1,00
Factor de capacitate	%	16,56%

### Costurile de capital, costurile cu înlocuirile și valoarea reziduală

#### Costurile de capital

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

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

### Scenariul 1:

	Item	Total	2024	2025
1	A 1: Activități anterioare depunerii ofertei de finanțare	232.791,35	232.791,35	0,00
2	A.2 Activități de derulare a achizițiilor și încheiere a contractelor	0,00	0,00	0,00
3	A.3. Activitati de implementare a investiției <i>diverse și neprevazute, rezerva de implementare</i>	3.382.818,12	0,00	3.382.818,12
4	A.4. Management și monitorizare proiect	139.239,20	0,00	139.239,20
5	A.5. Activitatea de audit	10.000,00	0,00	10.000,00
6	A.6. Activități de informare și publicitate	5.000,00	0,00	5.000,00
7	<b>TOTAL INVESTIȚIE (fără TVA)</b>	<b>3.769.848,67</b>	<b>232.791,35</b>	<b>3.537.057,32</b>
8	<b>Valoarea eligibilă a investiției</b>	<b>3.236.006,51</b>	<b>0,00</b>	<b>3.236.006,51</b>
9	<b>Valoare actualizată total investiție (fără TVA)-lei</b>	<b>3.494.046,16</b>		
10	<b>Valoare actualizată total investiție (fără TVA)-euro</b>	<b>703.267,95</b>		

### Scenariul 2:

	Item	Total	2024	2025
1	A 1: Activități anterioare depunerii ofertei de finanțare	232.791,35	232.791,35	0,00
2	A.2 Activități de derulare a achizițiilor și încheiere a contractelor	0,00	0,00	0,00
3	A.3. Activitati de implementare a investiției <i>diverse și neprevazute, rezerva de implementare</i>	4.016.867,40	0,00	4.016.867,40
4	A.4. Management și monitorizare proiect	139.239,20	0,00	139.239,20
5	A.5. Activitatea de audit	10.000,00	0,00	10.000,00
6	A.6. Activități de informare și publicitate	5.000,00	0,00	5.000,00
7	<b>TOTAL INVESTIȚIE (fără TVA)</b>	<b>4.403.897,95</b>	<b>232.791,35</b>	<b>4.171.106,60</b>
8	<b>Valoarea eligibilă a investiției</b>	<b>3.860.651,00</b>	<b>0,00</b>	<b>3.860.651,00</b>
9	<b>Valoare actualizată total investiție (fără TVA)-lei</b>	<b>3.825.944,66</b>		
10	<b>Valoare actualizată total investiție (fără TVA)-euro</b>	<b>770.071,18</b>		

### **Definirea scenariilor și ipoteze specifice**

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

### **Scenariul fără proiect – ipoteze și previziuni**

Având în vedere capacitatea instalată a parcului, de 1 MW, și luând în considerare faptul că nu poate fi identificată, în mod realist, realizarea unei alte investiții (de dimensiuni reduse și mai puțin ecologice) pe care firma ar putea-o realiza pentru obținerea energiei, în conformitate cu principiile dezvoltării durabile, scenariul contrafactual este reprezentat de scenariul fără proiect (definit ca și „business as usual” -BAU).

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

Având în vedere faptul că activitatea de exploatare a firmei, nu este influențată de realizarea investiției, se analizează și prezintă doar fluxurile de numerar strict influențate de exploatarea parcului fotovoltaic, respectiv:

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

### Estimarea veniturilor:

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

De asemenea, având în vedere că întreaga cantitate de energie electrică produsă de parc va fi utilizată pentru autoconsum, nu vom avea venituri din vânzare energiei electrice generate de parc.

### Estimarea cheltuielilor:

În cazul scenariului contrafactual societatea va achiziționa întreaga cantitate de energie electrică necesară funcționării, de aproximativ 56.387,06 MWh/an, din SEN.

În consecință, vor fi înregistrate costuri anuale cu achiziția de energie electrică în valoare de **22.435.431 lei/an**, obținute prin înmulțirea cantității de energie cumpărate cu prețul de achiziție estimat al acesteia (cantitate și preț calculate pe baza datelor furnizate de companie:

$$56.387,06 \text{ MWh/an} \times 397,88 \text{ lei/MWh achiziționat (preț mediu la 2023)} = 22.435.431 \text{ lei}$$

Prețul de achiziție considerat (de 397,88 lei/MWh) este prețul mediu de achiziție înregistrat de PHINIA în anul 2023, conform datelor existente la nivelul companiei în baza facturilor primite de la furnizorul de electricitate și a consumului înregistrat.

### Scenariul cu proiect – ipoteze și previziuni

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

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

- Scenariul 1: parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 550 Wp - Bifaciale
- Scenariul 2: parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 380 Wp

### Estimarea veniturilor:

Nu este cazul. Întreaga cantitate de energie produsă va fi utilizată pentru autoconsum astfel încât nu vor fi înregistrate venituri din vânzarea de energie ci economii de costuri la achiziția de energie, având în vedere cantitatea mai mică de energie care va fi achiziționată din SEN, în scenariul cu proiect.

### Estimarea costurilor

Costurile asociate funcționării parcului se împart în *costuri fixe*, care nu depind de cantitatea de energie produsă și *costuri variabile* care variază în funcție de cantitatea produsă de către parc.

Costurile pentru ambele scenarii analizate sunt de două tipuri:

**Costuri fixe:** includ costurile anuale de pentru mentenanță și costurile cu asigurarea, acestea fiind (pentru perioada 2026 – 2039):

Nr. Crt.	Categoriile costuri fixe	Fixe
1.	Costuri cu operarea și mentenanța	74.525 lei/an*
2.	Costuri cu asigurarea (5% CAPEX cap 4)	156.491,43 lei/an

\*s-a luat în calcul o creștere anuală cu 3% a acestor costuri având în vedere creșterea gradului de uzură fizică și morală a parcului, ceea ce va implica costuri de mentenanță și operare din ce în ce mai mari.

**Costurile fixe includ:**

- Logistica;
- Verificări tip SSM / PSI periodice;
- Mentenanță:
- Costuri administrative (salarii personal);
- Costuri cu materiale consumabile (piese diverse);

**Costuri variabile:** sunt direct proporționale cu producția de energie obținută, și includ:

- costurile cu energia electrică achiziționată
- costurile anuale variabile (0,12 EUR/MWh/an).

Obținerea energiei electrice, cu ajutorul parcului fotovoltaic va conduce, practic, la reducerea cantității de energie electrică achiziționată de firmă din SEN (cu 1.450,95 MWh/an în scenariul 1 și în scenariul 2).

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

*Tabel: costuri de achiziție a energiei electrice - scenariul cu proiect*

Nr. crt.	Calcul costuri de achiziție	Scenariul 1	Scenariul 2
1.	Necesar de energie electrică – MWh/an	58.503,41	58.503,41
2.	Producție parc destinată autoconsumului direct – MWh/an	1.450,95	1.450,95
3.	<b>Cantitate de energie electrică achiziționată din SEN – MWh/an</b>	<b>57.052,46</b>	<b>57.052,46</b>
4.	Preț achiziție energie electrică – lei/MWh	397,88	397,88
5.	<b>Cost achiziție energie electrică</b>	<b>22.700.032,80</b>	<b>22.700.032,80</b>

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

*Tabel: Reduceri anuale (economii) costuri cu energia electrică achiziționată (calcul pentru primul an de operare):*

Nr. crt.	Calcul economii cu energia electrică achiziționată	Scenariul 1	Scenariul 2
1.	Cost energie electrică – scenariul contrafactual – lei/an	23.277.336,8	23.277.336,8
2.	Cost energie electrică – scenariul cu proiect – lei/an	22.700.032,80	22.700.032,80
3.	<b>Economii anuale – lei/an</b>	<b>577.303,97</b>	<b>577.303,97</b>

În scenariul cu proiect a fost considerat același preț de achiziție al energiei electrice, de 397,88 lei/MW, ca și în scenariul fără proiect.

Aceste preț a fost calculat în baza datelor puse la dispoziție de către companie cu privire la consumurile înregistrate în anul 2023 și la valoarea facturilor primite. Datele sunt prezentate în tabelul de mai jos:

2023					
Luna	Cantitate energie	Cantitate accizabila	Cantitate neaccizabila	Factura	Valoarea fara TVA
	[kWh]	[kWh]	[kWh]		[RON]
ian. 23	4.948.704,00	4.697.282,00	251.422,00	EE23870060/01.02.2023	1.780.131,21
feb. 23	4.754.112,00	4.526.162,00	227.950,00	EE23870091/01.03.2023	1.742.502,37
mar. 23	5.174.576,00	4.927.537,00	247.039,00	EE23870099/01.04.2023	2.451.227,37
apr. 23	4.397.280,00	0.000	4.397.280,00	EE23870127/01.05.2023	2.166.680,43
mai. 23	5.131.056,00	4.889.641,00	241.415,00	EE23870129/01.06.2023	2634735.85
iun. 23	4.933.680,00	4.706.447,00	227.233,00	EE23870165/01.07.2023	2.527.529,38
iul. 23	5.438.768,00	5.217.300,00	221.468,00	EE23870210/01.08.2023	2.832.216,50
				EE23870211/01.08.2023	-586,50
aug. 23	4.881.600,00	4.728.757,00	152.843,00	EE23870233/01.09.2023	2442145.94
sept. 23	5.182.272,00	4.985.918,00	196.354,00	EE23870238/01.10.2023	2.576.033,75
oct. 23	5.012.944,00	4.794.885,00	218.059,00	EE23870261/01.11.2023	2.510.376,02
nov. 23	4.696.768,00	4.478.219,00	218.549,00	EE23870280/01.12.2023	2.405.609,55
dec. 23	3.951.648,00	3.785.125,00	166.523,00	EE24870103/26.01.2024	2.285.770,14
<b>SUM</b>	<b>58.503.408</b>				<b>23.277.490,22</b>

Costurile anuale variabile (0,12 EUR/MWh/an) se calculează având în vedere producțiile generate anual de fiecare dintre scenariile analizate.

Conform literaturii de specialitate, costurile variabile aferente proiectelor de producere a energiei electrice din surse eoliene constau în:

- Costuri de asset management;
- Costuri de contingență;
- Costuri aferente participării la Piața pentru Ziua Următoare.
- Costurile aferente participării la Piața de Echilibrare.

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

## Valoarea reziduală

Potrivit art. 18 din Regulamentul (UE) nr. 480/2014, dacă activele unei operațiuni au o durată de viață care depășește perioada de referință menționată la articolul 15 alineatul (2), valoarea reziduală a acestora se determină prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a operațiunii. Durata de viață a operațiunii este de 20 de ani, având în vedere soluțiile tehnice analizate.

Având în vedere că perioada de analiză este de 20 de ani, rezultă că nu va fi luată în calcul o valoare reziduală pentru calculul indicatorilor eferenți proiectului în nici unul din cele două scenarii.

### 4.6.2. Indicatori de performanță financiară

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

**Rentabilitatea financiară** a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VFNA/C și RIRF/C]. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare.

Rentabilitatea financiară a capitalului național este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a capitalului [VFNA/K și RIRF/K]. Acest indicator ia în considerare și returnarea creditelor angajate pentru realizarea proiectului și a dobânzilor aferente.

Acești indicatori măsoară gradul în care veniturile nete ale proiectului sunt în măsura să ramburseze resursele financiare furnizate de fondurile naționale (din surse publice și private).

Variabilele analizate: costurile de capital necesare realizării investiției, costurile de înlocuire necesare pe parcursul perioadei de analiză, veniturile și costurile generate de exploatarea parcului fotovoltaic, determină obținerea următoarelor **rezultate ale analizei financiare**:

*Tabel Indicatori financiari în Scenariul 1: parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 550 Wp - Bifaciale*

INDICATOR	VALOARE REZULTATĂ	CONCLUZIE
<b>INVESTIȚIE</b>		
Rata internă de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C)	<b>5,02%</b>	Rata de rentabilitate este inferioară ratei de actualizare considerată - <u>proiectul nu este rentabil financiar</u> ( <u>necesită</u> intervenție financiară din partea UE)

Valoarea financiară actualizată netă a investiției (VFNA/C)	<b>306.029 lei</b>	< 0 (valoare negativă) - veniturile nete nu au capacitatea de a acoperi costurile de investiții (proiectul necesită intervenție financiară din partea UE)
Rata internă de rentabilitate financiară a capitalului (RIRF/K)	<b>12,74%</b>	Proiectul <u>este profitabil</u> din punctul de vedere al capitalului propriu investit
Valoarea financiară netă actualizată a capitalului (VFNA/K)	<b>1.742.817 lei</b>	
<b>SUSTENABILITATE FINANCIARĂ</b>		
Flux de numerar cumulat	<b>&gt;= 0</b>	Proiectul este <u>viabil financiar</u> , luând în considerare costurile de investiții și toate resursele financiare aferente.

Tabel Indicatori financiari în Scenariul 2: parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 380 Wp

INDICATOR	VALOARE REZULTATĂ	CONCLUZIE
<b>INVESTIȚIE</b>		
Rata internă de rentabilitate financiară a investiției (RIRF/C)	<b>1,83%</b>	Rata de rentabilitate este inferioară ratei de actualizare considerată - <u>proiectul nu este rentabil</u> financiar ( <u>necesită</u> intervenție financiară din partea UE)
Valoarea financiară actualizată netă a investiției (VFNA/C)	<b>-1.463.328 lei</b>	< 0 (valoare negativă) - veniturile nete nu au capacitatea de a acoperi costurile de investiții (proiectul necesită intervenție financiară din partea UE)
Rata internă de rentabilitate financiară a capitalului (RIRF/K)	<b>7,11%</b>	Proiectul <u>nu este profitabil</u> din punctul de vedere al capitalului propriu investit
Valoarea financiară netă actualizată a capitalului (VFNA/K)	<b>-71.175 lei</b>	
<b>SUSTENABILITATE FINANCIARĂ</b>		
Flux de numerar cumulat	<b>&gt;= 0</b>	Proiectul este <u>viabil financiar</u> , luând în considerare costurile de investiții și toate resursele financiare aferente.

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

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

**În concluzie, proiectul "PARC FOTOVOLTAIC CU PUTEREA DE 1 MW LA SC PHINIA DELPHI ROMANIA SRL" necesită asistență financiară nerambursabilă.**

#### 4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

##### 4.7.1. Metodologie specifică

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

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

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

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

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

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

##### 4.7.2. Corecții fiscale, conversie prețuri și externalități

###### CORECȚII FISCALE

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

###### CONVERSIE ÎN PREȚURI UMBRĂ

Conversia prețurilor financiare în prețuri contabile se realizează în mod uzual printr-un Factor de Conversie Standard (FSC). FSC se calculează pe baza mediei diferențelor între prețurile interne și cele internaționale (de ex. prețurile în frontieră FOB pentru exporturi și CIF pentru importuri) datorită tarifelor comerciale și barierelor. Vom considera în cadrul analizei economice că FSC este 1 (având în vedere că majoritatea bunurilor ce

vor fi achiziționate/utilizate în proiect vor fi bunuri comercializabile din interiorul UE, astfel că nu se aplica taxe de import).

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

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

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

unde,

SW = prețul umbră salarii (shadow wage);

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

u = rata de șomaj regională;

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

FC forța de muncă = 0,80

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

### Scenariul 1

Articole cost	Valoare	Pondere	Factor de conversie	Rata preț umbră
<b>Materiale</b>	1.482.883,52	39,34	1	0,393
<b>Forța de muncă, din care</b>				
-calificată	1.982.579,87	52,59	1	0,526
-necalificată	203.009,43	5,39	0,8	0,043
<b>Echipe și transport</b>	101.375,85	2,69	1	0,027
<b>Total</b>	<b>3.769.848,66</b>	100		<b>0,989</b>

### Scenariul 2

Articole cost	Valoare	Pondere	Factor de conversie	Rata preț umbră
<b>Materiale</b>	1.584.294,97	35,97	1	0,360
<b>Forța de muncă, din care</b>				
-calificată	2.508.971,26	56,97	1	0,570
-necalificată	203.009,43	4,61	0,8	0,037
<b>Echipe și transport</b>	107.622,29	2,44	1	0,024
<b>Total</b>	<b>4.403.897,94</b>	100		<b>0,991</b>

## VALOAREA REZIDUALĂ

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

Având în vedere că valoarea reziduală este 0 în analiza financiară, și pentru analiza economică s-a luat în calcul aceeași valoare.

## INTEGRAREA EXTERNALITĂȚILOR

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

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

**Beneficiile cuantificabile monetar** ale proiectului sunt:

- Beneficii din reducerea de emisii CO<sub>2</sub>;
- Beneficii din creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie;

Tabel: Monetizare beneficii socio-economice

DESCRIERE BENEFICII	SURSA	VALOARE AN 2026 (ANUL 1 operațional)																																																																		
<p>REDUCEREA EMISIILOR DE CO<sub>2</sub></p> <p>Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră ca urmare a instalării unei facilități de producție a energiei din surse regenerabile se calculează parcurgând următorii pași:</p> <p>1. Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile* perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 2100h/an pentru energie eoliană);</p> <p>2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisii de CO<sub>2</sub> mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2021. Factorul de emisii de CO<sub>2</sub> mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO<sub>2</sub>/MWh.</p>	<p>EU</p> <p>Guidance "Climate Change and Major Projects Outline of the climate change related requirements and guidance for major projects in the 2014-2020 programming period"</p> <p>Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications</p> <p>Factor de emisie – Ghidul Solicitantului</p>	<p><i>Ipoteze:</i></p> <p>Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO<sub>2</sub> echivalent, este, în primul an de funcționare, la o rată de conversie de 0,6119 tone CO<sub>2</sub> echivalent / MWhelectric<sup>4</sup>, de:</p> <p>- <b>887,84 tone CO<sub>2</sub> echivalent</b> / an în scenariul 1;  - <b>887,84 tone CO<sub>2</sub> echivalent</b> / an în scenariul 2;  Preț t/CO<sub>2</sub>: Pentru stabilirea prețului pe t/CO<sub>2</sub> s-au utilizat datele din documentul Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications<sup>5</sup>. Astfel, conform acestui material, la pag. 23 sunt listate o serie de prețuri umbră pentru CO<sub>2</sub> astfel:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Year</th> <th>EUR / t CO<sub>2</sub>e</th> <th>Year</th> <th>EUR / t CO<sub>2</sub>e</th> <th>Year</th> <th>EUR / t CO<sub>2</sub>e</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2020</td><td>80</td><td>2030</td><td>250</td><td>2040</td><td>525</td></tr> <tr><td>2021</td><td>97</td><td>2031</td><td>278</td><td>2041</td><td>552</td></tr> <tr><td>2022</td><td>114</td><td>2032</td><td>306</td><td>2042</td><td>579</td></tr> <tr><td>2023</td><td>131</td><td>2033</td><td>334</td><td>2043</td><td>606</td></tr> <tr><td>2024</td><td>148</td><td>2034</td><td>362</td><td>2044</td><td>633</td></tr> <tr><td>2025</td><td>165</td><td>2035</td><td>390</td><td>2045</td><td>660</td></tr> <tr><td>2026</td><td>182</td><td>2036</td><td>417</td><td>2046</td><td>688</td></tr> <tr><td>2027</td><td>199</td><td>2037</td><td>444</td><td>2047</td><td>716</td></tr> <tr><td>2028</td><td>216</td><td>2038</td><td>471</td><td>2048</td><td>744</td></tr> <tr><td>2029</td><td>233</td><td>2039</td><td>498</td><td>2049</td><td>772</td></tr> </tbody> </table> <p><small>(*) Prices in Euro 2016</small></p> <p>În cadrul analizei s-au luat în calcul aceste prețuri, convertite în lei la cursul de la momentul realizării ACB-ului, respectiv de 1 euro= 4,9683 lei.</p>	Year	EUR / t CO <sub>2</sub> e	Year	EUR / t CO <sub>2</sub> e	Year	EUR / t CO <sub>2</sub> e	2020	80	2030	250	2040	525	2021	97	2031	278	2041	552	2022	114	2032	306	2042	579	2023	131	2033	334	2043	606	2024	148	2034	362	2044	633	2025	165	2035	390	2045	660	2026	182	2036	417	2046	688	2027	199	2037	444	2047	716	2028	216	2038	471	2048	744	2029	233	2039	498	2049	772
Year	EUR / t CO <sub>2</sub> e	Year	EUR / t CO <sub>2</sub> e	Year	EUR / t CO <sub>2</sub> e																																																															
2020	80	2030	250	2040	525																																																															
2021	97	2031	278	2041	552																																																															
2022	114	2032	306	2042	579																																																															
2023	131	2033	334	2043	606																																																															
2024	148	2034	362	2044	633																																																															
2025	165	2035	390	2045	660																																																															
2026	182	2036	417	2046	688																																																															
2027	199	2037	444	2047	716																																																															
2028	216	2038	471	2048	744																																																															
2029	233	2039	498	2049	772																																																															

<sup>4</sup> Conform calculelor din cadrul Studiului de fezabilitate

<sup>5</sup> Sursa: Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications, pag.23

	Fondul pentru Modernizare - Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum	
Creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie Diversificarea surselor de producție a energiei electrice prin construirea unei facilități noi de producere a energiei din surse regenerabile va conduce la asigurarea securității energetice la nivel național coroborată cu reducerea utilizării de surse poluante de producere a energiei electrice. Securitatea furnizării de energie este una dintre cele cinci dimensiuni care se consolidează reciproc ale strategiei Uniunii Energetice a Uniunii Europene. În același timp, securitatea aprovizionării este responsabilitatea fiecărui stat membru.	Economic Appraisal - Vademecum 2021-2027 - General Principles and Sector Applications	Conform metodologiei de calcul pentru estimarea acestui tip de beneficiu se ia în calcul cantitatea de energie produsă de către facilitatea de producere a energiei din surse regenerabile. Pentru energia electrică de la o turbină cu gaz cu ciclu combinat, BEI utilizează, de exemplu, o valoare de 10 EUR/MWhel – presupunând o eficiență a centralei de 58 %, Pentru anul 2026 beneficiul calculat aferent securității furnizării de energie este de 1.450,95 MWh/an*49,68 lei/MWh = 72.088 lei.

Tabel: Beneficii economice – valori actualizate (scenariul 1)

Beneficiu economic	Valoare actualizată (lei)	Pondere
Valoare reziduala a investițiilor	-	0,00%
Economii emisii CO2	22.588.648	95,84%
Creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie	980.424	4,16%
<b>TOTAL BENEFICIILE ECONOMICE</b>	<b>23.569.071</b>	<b>100%</b>

Tabel: Beneficii economice – valori actualizate (scenariul 2)

Beneficiu economic	Valoare actualizată (lei)	Pondere
Valoare reziduala a investițiilor	-	0,00%
Economii emisii CO2	22.588.648	95,84%
Creșterea siguranței și fiabilității în alimentarea cu energie	980.424	4,16%
<b>TOTAL BENEFICIILE ECONOMICE</b>	<b>23.569.071</b>	<b>100%</b>

#### 4.7.3. Indicatori de performanță economică

Analiza economică este prezentată în modelul de calcul tabelar, iar **rezultatele** sunt redactate sintetic în tabelul de mai jos:

Tabel: Indicatori economici (scenariul 1)

Indicator	Valoare rezultată	Concluzie
<b>ÎN ECONOMIE ȘI SOCIETATE:</b>		
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	<b>37,42%</b>	> 3% (rata de actualizare socială) - proiectul aduce suficiente beneficii economico sociale în zona de implementare
Valoarea economică netă actualizată (VANE)	<b>24.214.059 lei</b>	> 0 (valoare pozitivă) - societatea are nevoie de proiect prin beneficiile aduse în economie (proiectul merită intervenție financiară din partea FM)

Tabel: Indicatori economici (scenariul 2)

Indicator	Valoare rezultată	Concluzie
<b>ÎN ECONOMIE ȘI SOCIETATE:</b>		
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	<b>32,13%</b>	> 3% (rata de actualizare socială) - proiectul aduce suficiente beneficii economico sociale în zona de implementare a proiectului
Valoarea economică netă actualizată (VANE)	<b>23.164.209 lei</b>	> 0 (valoare pozitivă) - societatea are nevoie de proiect prin beneficiile aduse în economie (proiectul merită intervenție financiară din partea FM)

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

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

#### 4.8. Analiza de senzitivitate

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

Instabilitatea mediului economic caracteristic României presupune existența unei palete variate de factori de risc care mai mult sau mai puțin probabil pot influența performanța previzionată a proiectului.

Acești factori de risc se pot încadra în două categorii:

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

**Scopul** analizei de senzitivitate este:

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

Indicatorii luați în calcul pentru analiza senzitivității sunt **indicatorii de performanță financiară (RIRF, VFNA) și indicatorii de performanță economică (RIRE și VENA)**.

**Etapele analizei de senzitivitate** sunt:

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

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

2. Formularea ipotezelor privind abaterile variabilelor de intrare de la valorile probabile;

Pentru fiecare din aceste variabile a fost considerată ipoteza unei abateri rezonabile de la valoarea medie stabilită în secțiunile anterioare, abateri exprimate procentual.

3. Recalcularea valorilor indicatorilor de performanță în ipoteza realizării abaterilor estimate;

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

## Senzitivitatea indicatorilor de performanță financiară și economică

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

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

Pentru fiecare dintre cele 3 variabile, a fost analizată influența variației cu  $\pm 1\%$ ,  $\pm 5\%$  și  $\pm 10\%$ .

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

*Tabel - Rezultatele analizei de sensibilitate -variația indicatorilor financiari*

Variația costurilor de investiție		Înainte de asistența comunitară		După asistența comunitară	
		VFNA/C	RIRF/C	VFNA/K	RIRF/K
1	Scenariu de baza	306.029	5,02%	1.742.817	12,74%
2	Variație CAPEX (-1%)	359.352	5,21%	1.799.223	13,13%
3	Variație CAPEX (-5%)	572.645	5,97%	2.024.852	14,81%
4	Variație CAPEX (-10%)	839.261	6,97%	2.306.905	17,23%
5	Variație CAPEX (+1%)	252.706	4,84%	1.686.412	12,35%
6	Variație CAPEX (+5%)	39.413	4,13%	1.460.797	10,92%
7	Variație CAPEX (+10%)	-227.202	3,28%	1.178.790	9,31%

Variația costurilor de operare		Înainte de asistența comunitară		După asistența comunitară	
		VFNA/C	RIRF/C	VFNA/K	RIRF/K
1	Scenariu de baza	306.029	5,02%	1.742.817	12,74%
2	Variație OPEX (-1%)	317.585	5,06%	1.754.373	12,78%
3	Variație OPEX (-5%)	363.808	5,21%	1.800.595	12,96%
4	Variație OPEX (-10%)	421.586	5,39%	1.858.374	13,17%
5	Variație OPEX (+1%)	294.474	4,99%	1.731.261	12,69%
6	Variație OPEX (+5%)	248.251	4,84%	1.685.038	12,51%
7	Variație OPEX (+10%)	190.472	4,65%	1.627.260	12,29%

Variația prețului de achiziție al energiei		Înainte de asistența comunitară		După asistența comunitară	
		VFNA/C	RIRF/C	VFNA/K	RIRF/K
1	Scenariu de baza	306.029	5,02%	1.742.817	12,74%
2	Variație pret energie electrica achiziționată (-1%)	234.867	4,79%	1.671.655	12,42%
3	Variație pret energie electrica achiziționată (-5%)	-49.782	3,83%	1.387.005	11,14%
4	Variație pret energie electrica achiziționată (-10%)	-405.594	2,56%	1.031.193	9,47%
5	Variație pret energie electrica achiziționată (+1%)	377.192	5,25%	1.813.979	13,05%
6	Variație pret energie electrica achiziționată (+5%)	661.841	6,16%	2.098.629	14,28%
7	Variație pret energie electrica achiziționată (+10%)	1.017.653	7,24%	2.454.440	15,77%

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

- Variația prețului CO<sub>2</sub>
- Variația prețului asigurării furnizării cu energie electrică

Pentru fiecare dintre cele 3 variabile, a fost analizată influența variației cu  $\pm 1\%$ ,  $\pm 5\%$  și  $\pm 10\%$ .

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

Tabel: Rezultatele analizei de senzitivitate -variația indicatorilor economici

Variația prețului la CO2		Înainte de asistența comunitară	
		VANE	RIRE
1	Scenariu de baza	24.214.059	37,42%
2	Variație preț CO2 (-1%)	24.043.067	37,19%
3	Variație preț CO2 (-5%)	23.359.097	36,28%
4	Variație preț CO2 (-10%)	22.504.134	35,13%
5	Variație preț CO2 (+1%)	24.385.052	37,65%
6	Variație preț CO2 (+5%)	25.069.022	38,56%
7	Variație preț CO2 (+10%)	25.923.984	39,69%

Variația prețului din asigurarea furnizării		Înainte de asistența comunitară	
		VANE	RIRE
1	Scenariu de baza	24.214.059	37,42%
2	Variație preț asigurării furnizării (-1%)	24.204.255	37,41%
3	Variație preț asigurării furnizării (-5%)	24.165.038	37,34%
4	Variație preț asigurării furnizării (-10%)	24.116.017	37,26%
5	Variație preț asigurării furnizării (+1%)	24.223.863	37,44%
6	Variație preț asigurării furnizării (+5%)	24.263.080	37,50%
7	Variație preț asigurării furnizării (+10%)	24.312.102	37,59%

Variabile critice și valori de comutare

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

Tabel: Variabile critice cu impact asupra performanței financiare a proiectului

Analiza financiara	Variatie FNPV/C	Variatie FRR/C	Senzitiv (Da/Nu)	Senzitiv (Da/Nu)	Variatie FNPV/K
Cost investițional al proiectului (sporire cu 1%)	-17,42%	-3,64%	Yes	Yes	-3,00%
Cost investițional al proiectului (diminuare cu 1%)	17,42%	3,68%	Yes	Yes	3,08%
Costuri cu cheltuielile operationale (sporire cu 1%)	-3,78%	-0,74%	Yes	No	-0,35%
Costuri cu cheltuielile operationale (sporire cu 1%)	3,78%	0,74%	Yes	No	0,35%
Costuri cu energia electrica achiziționată(sporire cu 1%)	23,25%	4,60%	Yes	Yes	2,45%
Costuri cu energia electrica achiziționată(diminuare cu 1%)	-23,25%	-4,65%	Yes	Yes	-2,47%
Variație preț vânzare energie electrică (sporire cu 1%)	0,00%	0,00%	No	No	0,00%
Variație preț vânzare energie electrică (diminuare cu 1%)	0,00%	0,00%	No	No	0,00%

Tabel: Variabile critice cu impact asupra performanței economice a proiectului

Analiza economică	Variatie VANE	Variatie RIRE	Senzitiv (Da/Nu)	Senzitiv (Da/Nu)
Variație preț CO2 (sporire cu 1%)	0,71%	0,61%	No	No
Variație preț CO2 (diminuare cu 1%)	-0,71%	-0,61%	No	No
Variație preț din asigurarea furnizării (sporire cu 1%)	0,04%	0,04%	No	No
Variație preț din asigurarea furnizării (diminuare cu 1%)	-0,04%	-0,04%	No	No

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

#### **4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor în măsura în care sunt aplicabile în această etapă a realizării proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune**

Analiza de risc cuprinde următoarele etape principale:

- ✓ identificarea riscurilor. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizatorice - cu privire la resursele umane implicate, precum și riscuri externe (politice, de mediu, legislative);
- ✓ evaluarea probabilității de apariție a riscului. Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție și impactul acestora asupra proiectului;
- ✓ identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor.

Riscurile la care este supus proiectul de investiție și măsurile de contracarare a acestora sunt următoarele:

##### **Riscuri tehnice:**

- ✓ modificarea soluției tehnice;
- ✓ riscuri de depășire a costurilor;
- ✓ întâzieri în execuția lucrărilor;
- ✓ nerespectarea clauzelor contractuale din partea unor subcontractanți (riscul de subcontractanți).

Măsuri de contracarare a riscurilor tehnice:

- ✓ înainte de contractarea etapelor următoare de proiectare și execuție se va actualiza obligatoriu Cartea Funciara (adrese, suprafețe construite desfășurate);
- ✓ deoarece numai după începerea efectivă a lucrărilor se va putea ști dacă nu sunt lucrări suplimentare, obligatorii a fi puse în operă (de exemplu: devieri de rețele de conducte), pentru a se putea asigura cerințele esențiale de calitate ale construcției, în devizul general al lucrării se vor prevedea cheltuieli diverse și neprevăzute, care vor putea fi utilizate, în caz de nevoie, la acoperirea cheltuielilor cu potențialele lucrări suplimentare apărute;
- ✓ se va contracta asistență tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului;
- ✓ se vor încheia contracte de execuție ferme, cu clauze bine stabilite: garanții de bună execuție, penalizări, etc.;
- ✓ pe durata execuției lucrărilor se vor respecta Programele privind controlul de calitate pe șantierele lucrărilor de construcții-montaj întocmite de proiectanții de specialitate;
- ✓ subcontractanții vor încheia contracte identice cu contractul antreprenorului general.

### **Riscuri organizatorice:**

- ✓ neasumarea unor sarcini și responsabilități în cadrul echipei de proiect a beneficiarului / proiectantului / executantului;
- ✓ resurse umane insuficiente pentru activitățile proiectului.

#### Măsurile de contracarare a riscurilor organizatorice:

- ✓ se va nominaliza echipa de proiect de către reprezentantul legal;
- ✓ se vor stabili responsabilitățile membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe de post;
- ✓ se vor numi în echipa de proiect persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare;
- ✓ diseminarea tuturor informațiilor către toți membrii echipelor de proiect și către executant;
- ✓ reevaluarea permanentă a graficului de activități astfel încât să fie corelat cu personalul alocat (echipa de proiect beneficiar / proiectant / executant);
- ✓ luarea în considerare a unor rezerve de timp.

### **Riscuri financiare și economice:**

- ✓ capacitate insuficientă de finanțare;
- ✓ piața și contextul economic la nivelul implementării proiectului depinde de contextul economic în care își desfășoară activitatea furnizorii, producătorii sau comercianții.

#### Măsurile de contracarare a riscurilor financiare și economice:

- ✓ se va aloca și rezerva bugetul integral necesar realizării proiectului în bugetul Beneficiarului;
- ✓ se vor alege colaboratorii ținând cont de stabilitatea acestora;
- ✓ se vor încheia contracte în lei cu colaboratorii pentru a evita creșterea valorii contractelor datorită creșterii cursului valutar.

### **Riscuri externe**

- ✓ condiții de climă și temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări;
- ✓ riscuri politice: schimbarea conducerii administrative ca urmare a începerii unui nou mandat și lipsa de implicare a persoanelor nou alese în implementarea proiectului;
- ✓ lipsa colaborării instituționale;
- ✓ conflicte de interese între diferite nivele decizionale.

#### Măsurile de contracarare a riscurilor externe

- ✓ lucrările de execuție se vor planifica corespunzător;
- ✓ proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii;

- ✓ se vor obține toate aprobările pentru derularea investiției înainte de începerea execuției lucrărilor.

Proiectul nu presupune riscuri majore care ar putea întrerupe realizarea acestuia.

Planificarea corectă a etapelor proiectului, încă din faza de elaborare a acestuia, precum și monitorizarea continuă pe parcursul implementării poate asigura evitarea riscurilor care pot influența major proiectul.

Administrarea riscurilor se va efectua printr-un complex de decizii în cadrul echipei de management a proiectului și a factorilor de decizie.

## 5. SCENARIUL / OPȚIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă) RECOMANDAT(Ă), CU EXCEPȚIA CAZULUI ÎN CARE SOLUȚIA TEHNICĂ FACE OBIECTUL PROCEDURII DE ATRIBUIRE A CONTRACTULUI DE PARTENERIAT PUBLIC – PRIVAT / DE CONCESIUNE

### 5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor (pentru proiecte fără C+M – nu este cazul)

Pentru atingerea obiectivelor investiției s-au analizat următoarele scenarii tehnico-economice:

#### • **Scenariul 1: parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 550 Wp - Bifaciale**

##### **Avantaje scenariul 1:**

- panourile solare monocristaline bifaciale sunt cele mai eficiente, deoarece sunt făcute dintr-un siliciu foarte calitativ. Eficiența panourilor poate ajunge până la 21,3%;
- garanție de performanță de până la 30 ani.
- folosind tehnologia Bifacială, panourile fotovoltaice sunt mai eficiente din punct de vedere energetic cu 30% față de panourile tradiționale. De fapt, tehnologia utilizată pentru realizarea acestor panouri permite absorbția radiațiilor luminoase pe ambele fețe, crescând astfel randamentul.
- au un randament foarte bun la o intensitate luminoasă scăzută.
- procentul de degradare pentru fiecare an de funcționalitate, este mult mai scăzut față de panouri monocristaline normale.
- Panourile de mare putere, se pretează la implementarea parcurilor fotovoltaice.

##### **Dezavantaje scenariul 1:**

- panourile solare monocristaline Bifaciale au costuri ridicate de achiziție, însă din punct de vedere economic este o investiție de calitate;
- greu de manipulat (este nevoie de cel puțin 2 persoane pentru a le poziționa pe structura);

#### • **Scenariul 2: parc fotovoltaic cu panouri fotovoltaice monocristaline, având puterea de 380 Wp**

##### **Avantaje scenariul 2:**

- prețuri de achiziție mai mici
- Ușor de manipulat
- Se pretează în spații disponibile mai restrânse.

### Dezavantaje scenariul 2:

- eficiență de producție mai scăzută;
- având în vedere schimbarea periodică a tehnologiei panourilor fotovoltaice, există riscul ca în viitorul apropiat să nu se mai găsească stocuri de acest tip de panou.

## 5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) (pentru proiecte fără C+M – nu este cazul)

### Scenariul recomandat

*Tehnologia optimă a panourilor solare pentru proiectul nostru propus a fost selectată pe baza a trei factori: eficiență, rentabilitate și disponibilitate.*

*Eficiența panoului solar este definită de cantitatea de lumină solară pe care panoul fotovoltaic o poate converti în energie electrică. Tehnologia trebuie să permită o degradare procentuală foarte scăzută a producției panourilor, menținând în același timp o eficiență ridicată pe întreaga durată de viață, totodată o rată internă de rentabilitate crescută.*

Analizând toți acești parametri din punctul de vedere al tuturor factorilor implicați în realizarea investiției, respectiv: beneficiar – proiectant – constructor, având în vedere avantajele și dezavantajele fiecărui scenariu propus în parte, se constată faptul că varianta optimă de realizare a investiției este **SCENARIUL 1**.

### Avantajele scenariului recomandat:

Panourile fotovoltaice monocristaline bifaciale au un randament mai mare, produc mai multă energie pe timp nefavorabil (înnourat), dar au dezavantajul că sunt mai greu de manipulat.

Totodată, acest tipuri de panouri sunt mai scumpe cu circa 10-15% față de cele monocristaline clasice.

Din motivele mai sus enumerate considerăm că cea mai bună soluție în cazul de față este aplicarea **SCENARIULUI 1 – PARC FOTOVOLTAIC CU PANOURI FOTOVOLTAICE MONOCRISTALINE de 550 Wp - Bifaciale**

## 5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)

### a) Obținerea și amenajarea terenului;

Pentru implementarea proiectului nu sunt necesare investiții în obținerea terenului, Amplasamentul pe care se dorește construirea parcului fotovoltaic este situat în intravilan extins conf PUZ Sat Bratuleni, CF 95421, terenul nu este grevat de sarcini și nu este inclus pe lista monumentelor istorice și/sau ale naturii sau în zona de protecție a acestora.

Accesul la parc se va face astfel: din Drumul European E58, la intersecția cu Hypermarketul Metro, se accesează Strada Brătuleni, apoi la cca.800 m pe partea stângă se ajunge la Fabrica PHINIA DELPHI ROMANIA SRL.

### b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Pentru funcționarea obiectivului este necesară racordarea la rețeaua de energie electrică, nefiind posibilă funcționarea Centralei Electrice Fotovoltaice în regim insularizat. Întreaga cantitate de energie produsă va fi folosită în regim propriu (AUTOCONSUM).

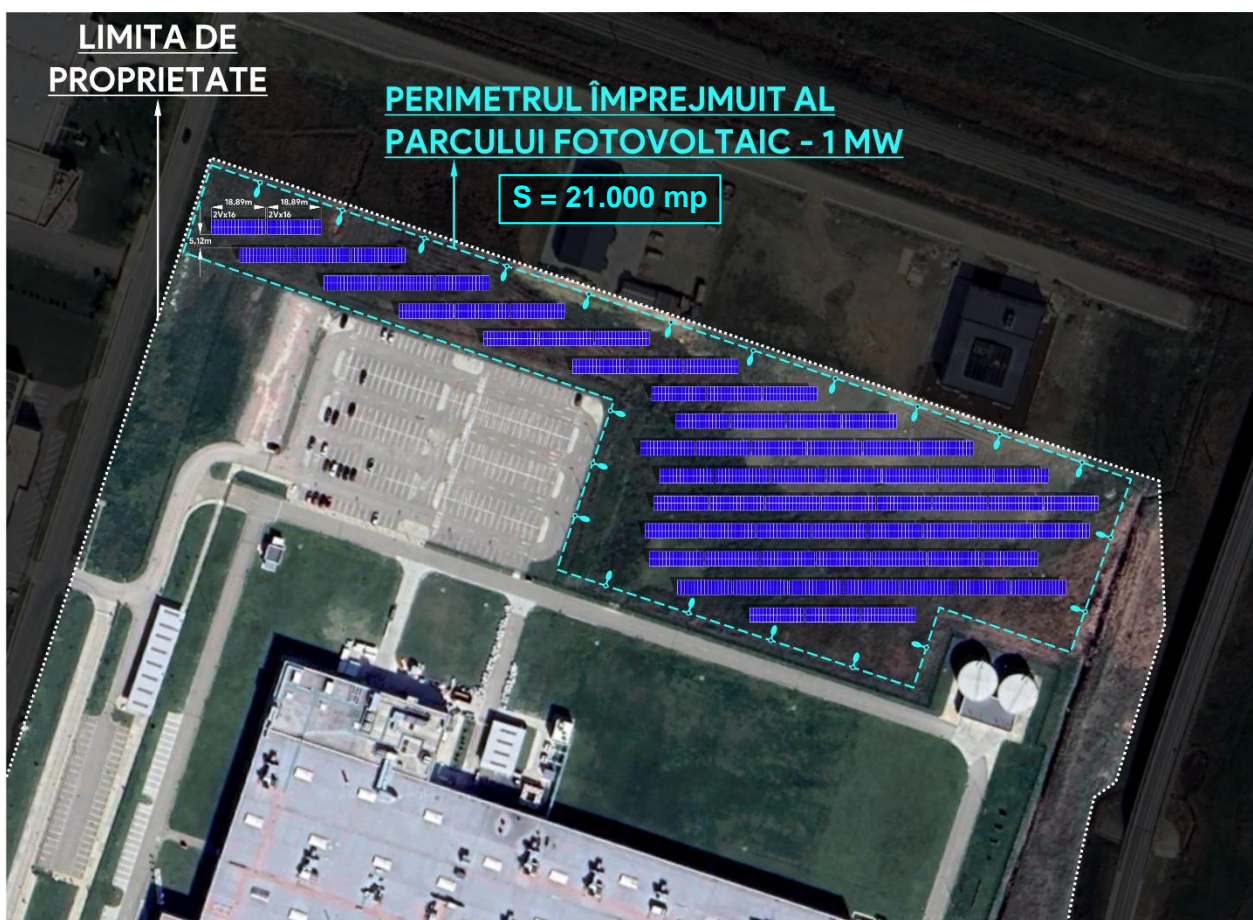
### Dimensionarea instalației de alimentare / racordare la SEN:

S-a realizat ținându-se cont de valorile maxime ale parametrilor energiei livrate de parcul fotovoltaic (CEF) rezultând următoarele specificații:

**Tab. 5.1. Specificații tehnice ale centralei electrice fotovoltaice (CEF) propuse**

Putere nominala a parcului fotovoltaic (CEF) $P_{ncc}$	1.232	kWp
Putere estimata livrata în curent alternativ $P_{ac}$	1.000	kW
Putere nominală maximă a modulului fotovoltaic $P_{max}$	550	W
Numar Panouri	2.240	buc
Eficiența instalației de curent continuu $\eta_{cc}$	88	%
Putere nominală Invertor $P_{nInv}$	100	kW
Număr Invertoare $Nr_{Inv}$	10	buc
Randament Invertor $\eta_{Inv}$	98,6	%
Factor de putere reglabil $\cos\varphi$	-0,8+0,8	-

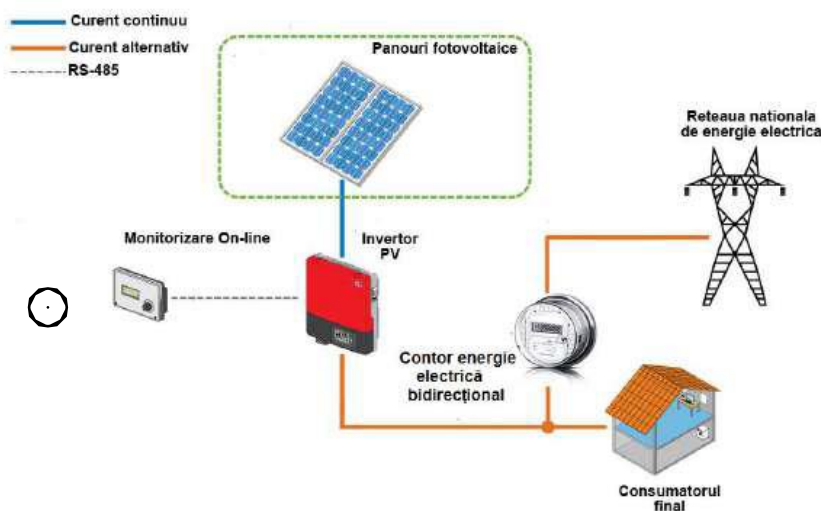
Amplasarea panourilor fotovoltaice în teren este prezentată în figura de mai jos.



**Fig. 5.1. Amplasarea în teren a echipamentelor centralei fotovoltaice**

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;**

Schema bloc și modul de conectare a Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF) – PHINIA DELPHI ROMANIA în regim ON-GRID sunt prezentate schematic în figura de mai jos.



**Fig. 5.2. Schema bloc și modul de conectare a CEF în regim on-grid**

Lucrări propuse pentru realizarea investiției:

**(i) Împrejmuire amplasament**

- Decapare și îndreptare teren;
- Împrejmuire amplasament parc fotovoltaic;

**(ii) Parc fotovoltaic**

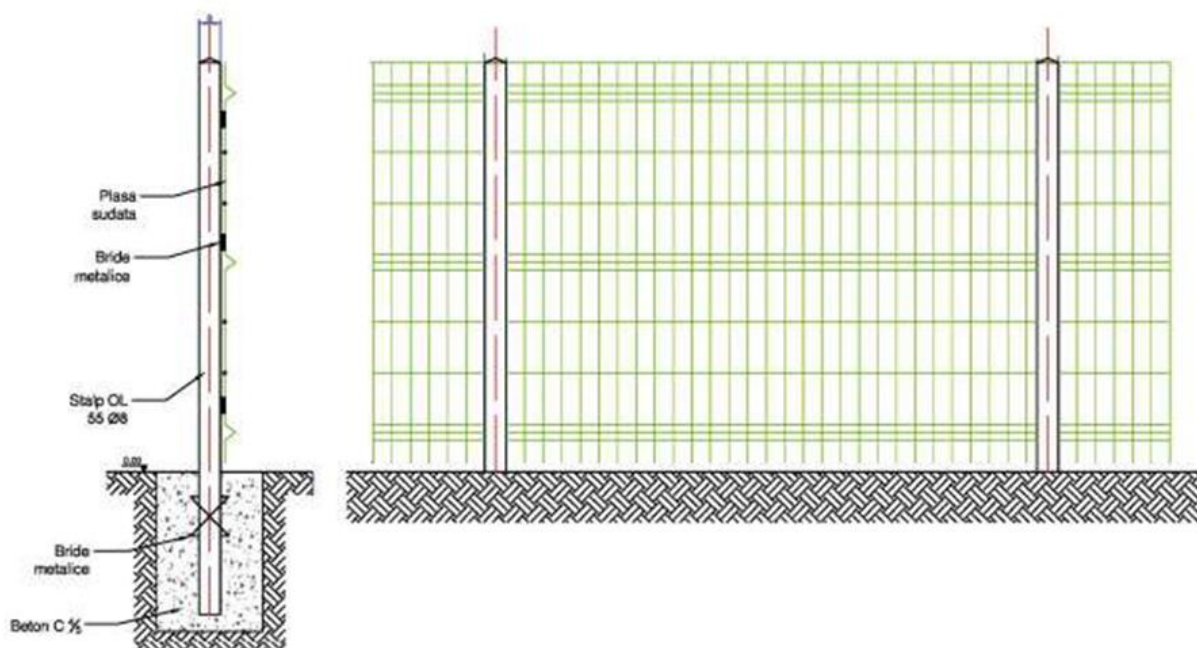
- Montare suport și susținere module fotovoltaice;
- Montare module fotovoltaice, tablouri electrice centralizatoare și invertoare;
- Realizare instalație de legare la pământ și protecție împotriva descărcărilor atmosferice;
- Realizare instalație de iluminat exterior;
- Realizare sistem SCADA (instalație de monitorizare);

**(iii) Racordarea parcului fotovoltaic la rețeaua de utilizare existentă.**

**Descrierea constructivă funcțională și tehnologică a instalațiilor proiectate**

**I. ÎMPREJMUIRE AMPLASAMENT**

Împrejmuirea se realizează pe stâlpi metalici din țevă rectangulară zincată 60x40x3 mm înglobați în fundație de beton cca. 80 cm care susțin panouri din plasă galvanizată sudată 2000x2000x4 mm, fixată prin sudură de stâlpi.



**Fig. 5.3. Detalii panou de gard din plasă sudată pe stâlpi metalici**

## II. PARC FOTOVOLTAIC

### • SUPORȚI SUSȚINERE PANOURI FOTOVOLTAICE

Structura metalică galvanizată pentru susținerea panourilor fotovoltaice va fi realizată în module pentru 32 panouri fotovoltaice, cu montaj pe sol prin fundații tip KRINNER, acesta a dezvoltat fundații înșurubate standard pentru toate sistemele de susținere cunoscute pe piață.

Se va utiliza o structură de montaj din OI-Zn cu micropiloți forajați – structură tip Duo 2V x 16. Soluția de montaj finală se va stabili în urma unui studiu geotehnic.



**Fig. 5.4. Detaliu de structură de susținere panouri cu micropiloți forajați**



**Fig. 5.5. Exemplu de montare panouri fotovoltaice cu structură cu micropiloți forajți**

- **INSTALAȚIA DE C.C. (PANOURI FOTOVOLTAICE, TABLOURI ELECTRICE DE C.C. SI INVERTOARE);**

Instalația de c.c. este compusă din panourile fotovoltaice, tablourile centralizatoare de c.c. și invertoare conectate între ele cu cablu solar. Caracteristicile tehnice ale principalelor materiale și echipamente sunt prezentate în cap. 3.2.

Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional și tehnologic precum și în Fișele Tehnice anexate documentației.

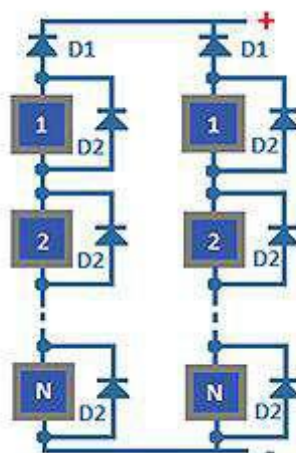
Centrala Electrică Fotovoltaică va fi echipat cu 10 invertoare trifazate de 100 kW prevăzute cu mai multe intrări de c.c. și un ansamblu de 2240 panouri fotovoltaice monocristaline bifaciale, cu puterea maximă de 550 Wp legate atât în serie cât și în paralel pentru a forma o matrice la nivelul tablourilor centralizatoare de curent continuu. Panourile fotovoltaice se conectează între ele cu cablu solar de 6 mm<sup>2</sup>, iar tablouri centralizatoare se interconectează cu cablu solar de 50 mm<sup>2</sup> montat pe un jgheab metalic zincat tip 100x60x3000 mm, amplasat pe suportul de susținere.

Panourile fotovoltaice sunt componenta care generează energie sistemelor fotovoltaice prin conversia radiației solare în energie electrică.

Panourile fotovoltaice sunt obiecte plane de mari dimensiuni care necesită spațiu de aerisire pentru răcire, dar care le face vulnerabile la vânt puternic și trebuie să fie bine fixate.

La fiecare panou fotovoltaic se conectează în paralel o diodă de by-pass (fig. 5.6).

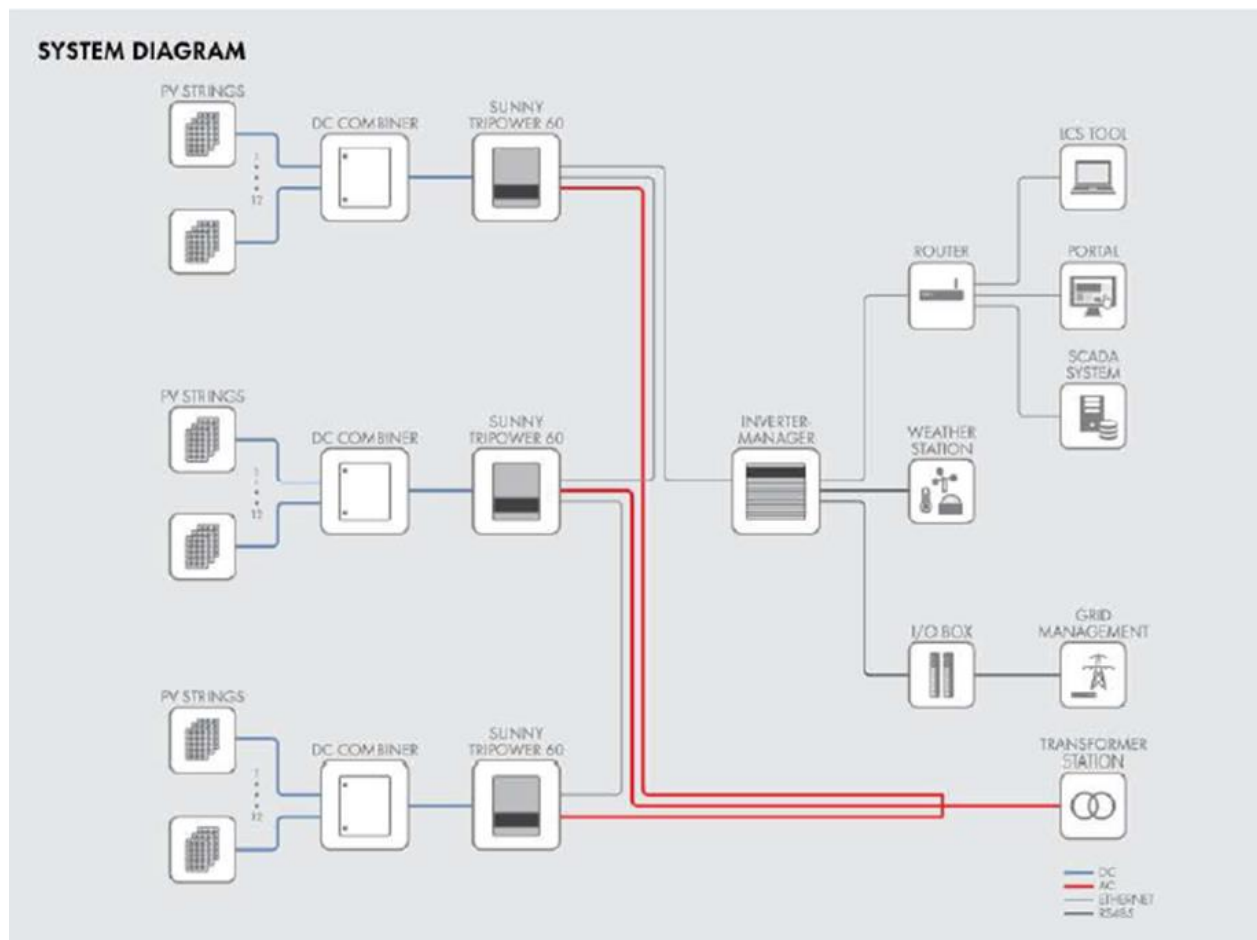
Dioda de by-pass (D2) protejează fiecare panou, oferind o cale alternativă pentru curentul generat de alte tipuri de panouri. Aceste diode garantează atât protecția panoului, cât și funcționalitatea întregului sistem, în cazul panourilor deteriorate sau umbrite. Diodele de blocare (D1) protejează fiecare șir de curentul ce ar circula invers, de la alte șiruri de celule sau panouri din cauză că tensiunea e mai mică pe șir, cauzată fiind de umbrirea pe o parte din șir. Diodele de by-pass se montează în spatele panoului, în cutia de joncțiune care trebuie să satisfacă cerințele standardelor DIN V VDE V 0126-5:2008 sau EN61215, pentru a asigura disiparea căldurii.



**Fig. 5.6. Diode de by-pass montate în paralel cu fiecare panou fotovoltaic**

Invertoarele sunt utilizate pentru a transforma tensiunea continuă, produsă de panourile fotovoltaice, în tensiune alternativă, care să poată fi introdusă în rețeaua electrică. În funcție de puterea instalată a CEF este nevoie de unul sau mai multe invertoare.

Schema bloc a inverterului trifazat utilizat în documentație este următoarea:



**Fig. 5.7. Schema bloc a inverterului trifazat utilizat în documentație**

Cablu solar este un cablu special, rezistent la radiații ultraviolete destinat realizării legăturilor electrice dintre panourile fotovoltaice și aparatul electric de interior (tablouri centralizatoare, invertoare, etc).

Este prevăzut cu 2 învelișuri de izolație realizate din cauciuc termoplastic care în caz de incendiu nu degajă substanțe corozive, nu arde cu flacăra și se autostinge. În caz de scurtcircuit rezistă la temperaturi de până la 250 °C.

Conductorul central este realizat din cupru lițat, acoperit cu staniu oferind cablului o flexibilitate foarte ridicată.

Tablouri centralizatoare se vor realiza conform schemelor electrice monofilare prezentate în documentație, cu carcasă din policarbonat cu grad de protecție IP 65.

Toate tablourile de curent continuu vor fi prevăzute cu protecții la supracurenți și supratensiuni.

- **INSTALAȚIA DE CURENT ALTERNATIV (CONTAINER PARC FOTOVOLTAIC, TABLOURI ELECTRICE DE C.A.);**

Instalația de c.a. este compusă din Tabloul electric general TG CEF și Tabloul electric de servicii interne TE-SI care se montează în Posturile de Transformare PT 3 și PT 2.

Caracteristicile tehnice ale principalelor materiale și echipamente sunt prezentate în cap. 3.2. *Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional și tehnologic*, precum și în Fișele Tehnice anexate documentației.

Tablourile electrice se vor realiza în carcasă metalică sau policarbonat, cu grad de protecție IP54, se vor monta în interior în containerul special amplasat pe o fundație din beton.

Stelajul metalic se va realiza din profil OL protejat anticorrosiv și vopsit în câmp electrostatic.

Racordarea în c.a. a invertoarelor la TG CEF se face cu cablu tip CYY-F 4x95 mm<sup>2</sup>, în zona panourilor fotovoltaice acesta se va monta pe jghebul metalic zincat proiectat iar de la panouri la container se va monta în canalul subteran construit special pentru acest scop.

Canalul se va realiza din țevă PVC SN4 110x3,2 mm montat între trei cămine de tragere amplasate astfel, primul între șirul 1 și 2 de panouri, al doilea între șirul 3 și 4 iar al treilea între șirul 5 și 6, și containerul parcului fotovoltaic.

Între căminele de tragere și suportul panourilor fotovoltaice canalul se va realiza din țevă PVC flexibilă cu d=63 mm.

Căminele de tragere vor fi din polietilenă cu diametrul D 800 mm și înălțimea de 1250 mm, cu capac și garnitură.

- **INSTALAȚIE DE LEGARE LA PĂMÂNT ȘI PROTECȚIE ÎMPOTRIVA SUPRA-TENSIUNILOR ATMOSFERICE**

Este o măsură de protecție împotriva tensiunilor de atingere și de pas - se asigură prin realizarea unei instalații de legare la pământ și racordarea la această instalație toate elementele care nu fac parte din circuitul curenților de lucru, dar care în mod accidental, în urma unui defect pot fi puse sub tensiune.

Priza de pământ se va executa în conformitate cu Îndrumarul de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ 1.RE-lp-30/2004, STAS 12604/5-90, STAS 4102185, RE-I 22712002 și NTE 001/03/00.

Pentru reducerea riscurilor de incendiu și reducerea riscului de șoc electric, se va realiza o priză de pământ naturală cu rezistența de dispersie mai mică de  $1\Omega$ . Centura de echipotențializare din platbandă OLZn 40x4 va conecta între ele toate structurile metalice ale panourilor, separarea vizibilă realizandu-se la nivelul ecliselor de separare și măsură. Legăturile la ramele metalice a fiecărui panou se va realiza cu cleme speciale de împământare a panourilor.

Toate carcasele metalice ale corpurilor de iluminat, tablourilor electrice și altor receptoare electrice utilizate se vor lega la nulul de protecție prin al treilea fir al circuitelor electrice în cazul circuitelor monofazate, respectiv prin al cincilea fir al circuitelor electrice în cazul circuitelor trifazate.

În conformitate cu I7-2011 a fost prevăzută o instalație de protecție împotriva descărcărilor atmosferice, pentru nivelul 1 de protecție. Instalația paratrâznet este realizată cu un dispozitiv PDA cu avans de amorsare  $\Delta T = 25 \text{ ns}$  montat pe stâlp metalic la înălțimea de 10 m ce asigură o rază de protecție de 34 m pentru nivelul 1 de protecție, la înălțimea panourilor (6,67 m).

De la PDA s-au prevăzut doua coborâri cu conductor de oțel Rd10 legate la priza de pământ cu rezistența de dispersie  $R_d < 1 \Omega$  prin intermediul pieselor de separație montate la  $H = 2 \text{ m}$ .

Legăturile de la piesele de separație până la priza de pământ se va realiza cu banda de oțel zincat 240x4 mm protejată în țevă metalică.

La priza de pământ se vor mai lega:

- elementele metalice aferente parcului fotovoltaic
- bara de nul a tabloul electric TGCF
- instalațiile de protecție contra trăsnetelor.
- stâlpii iluminatului exterior.
- împrejmuirea cu plasă metalică

Toate aceste racorduri se vor realiza cu platbandă OLZn 40 x 4mm sau conductor flexibil de cupru de 16 - 50 mm<sup>2</sup> cu papuci la ambele capete.

- **INSTALAȚIA DE ILUMINAT EXTERIOR**

Iluminatul perimetral se va realiza cu, corpuri de iluminat stradal echipate cu lămpi cu tehnologie tip LED de 80 W, protecție IP65, clasa I de protecție, montate pe stâlpi metalici la înălțimea de minim 6m.

Stâlpii metalici conici vor fi prevăzuți cu firide de racord echipate cu protecții automate și se vor fixa pe fundații din beton armat cu dimensiunile de minim 80x80x100 cm cu buloane încastrate M12 pentru fixare sau cu bucșe încastrate. Protecția împotriva electrocutării se realizează prin legarea la nulul de protecție și la pământ. Legarea la pământ a stâlpilor de iluminat perimetral se va realiza cu racorduri flexibile din cupru S=16mmp conectate la centura de echipotențializare.

Comanda iluminatului exterior se va face centralizat de la nivelul tabloului electric TD-IL. Corpurile de iluminat exterior montate pe stâlpi se vor racorda la firida de la baza stâlpului cu cablu flexibil 3 x 1,5 mm<sup>2</sup>. Coloana de racord la fiecare stâlp va fi de tip trifazat și se va realiza cu cablu din cupru cu izolație PVC pozat îngropat în tub PVC m îngropat în pământ pe pat de nisip și încastrat în beton la subtraversari iar în spațiile verzi direct în pământ protejate cu folie de pvc la h = -0,8 m.

Alimentarea cu energie electrică a iluminatului se va face din TD-IL printr-un cablu de aluminiu tip CYY 5x4 mmp montat îngropat în pământ pe strat de nisip la adâncimea 0,9 m, conectat în cutiile conexiune amplasate la baza stâlpilor.

Numărul total de corpuri LED, prevăzut pentru iluminatul perimetral este de 42 corpuri cu puterea instalată de 80 W fiecare.

Anexat – plan de dispunere a corpurilor de iluminat perimetral.

- **SISTEM SCADA (INSTALATIE DE MONITORIZARE);**

Instalatia de monitorizare are urmatoarele functii:

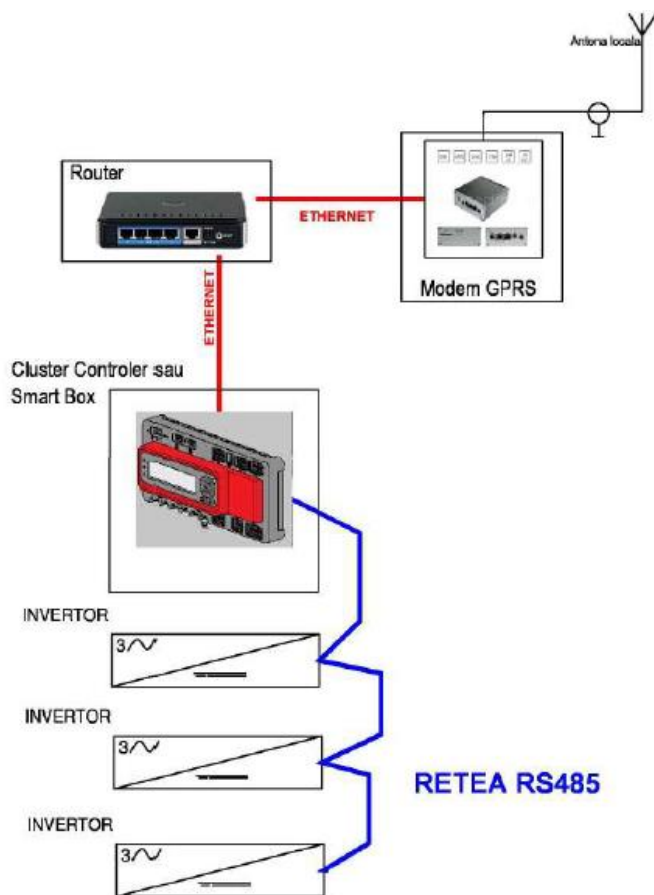
- Centralizarea, prelucrarea si vizualizarea tuturor parametrilor livrați de invertoare;
- Comanda elementelor de protectie și a invertoarelor;
- Prelucrarea, vizualizarea și transmiterea informațiilor la distanță.

### **SCADA**

Comunicația se va realiza prin intermediul rețelelor de comunicare RS485 și interconectate prin intermediul unui „Cluster Controler” sau „Webbox”.

Transmiterea datelor la distanță se va realiza la cerere prin intermediul unei rețele GPRS, comunicația fiind gestionată de cele două elemente active Router+Modem GPRS.

Operatorul autorizat aflat la distanță, în afara stației, poate face modificări on-line prin comanda de la distanță, poate corecta o avarie sau poate face reglaje de proces necesare funcționării în bune condiții a procesului de automatizare.



**Fig. 5.8. Schema bloc a sistemului SCADA al centralei fotovoltaice**

Invertoarele de rețea se sincronizează la frecvența rețelei și nu funcționează decât dacă este conectat la (SEN). În cazul întreruperii legăturii la SEN, invertoarele de rețea se opresc automat pentru a preveni defazajele care pot apărea între frecvența lor și a rețelei la refacerea legăturii cu acestea.

Invertoarele trebuie să transmită sistemului SCADA prin intermediul rețelei de tip RS485, următoarele semnale de protecție :

- Lipsa tensiunii electrice în rețea;
- Leșirea tensiunii de rețea din limite;
- Frecvența rețelei peste limitele de solicitare;
- Supraîncălzirea invertoarelor;
- Tensiune scăzută a parcului fotovoltaic.

Invertoarele trebuie protejate la intemperii prin mărirea gradului de protecție la minim IP55, prin carcasare. Alegerea invertoarelor s-a făcut ținând cont de tensiunea maximă admisibilă pe intrare, semnalul debitat (tensiunea, frecvența și intervalele de toleranță admise de reglementările locale) trebuie să fie identic cu cel al rețelei. Parcul fotovoltaic va funcționa ca un echipament unitar în regim **ON-GRID** și va fi legat în paralel cu rețeaua de alimentare publică.

Sincronizarea cu rețeaua, se va realiza la nivelul invertoarelor astfel încât va fi posibilă debitarea de energie în rețea doar la parametrii rețelei.

Tabloul electric general al parcului fotovoltaic se va echipa cu analizor de rețea pentru monitorizarea calității energiei electrice, integrat în SCADA, cu posibilitatea transmiterii informațiilor la distanță.

Analizorul va citi și furniza următoarele informații:

- Tensiunile de linie la punctul de delimitare (PD) - (V);
- Tensiune de fază sistem la punctul de delimitare (PD) - (V);
- Frecvența rețelei la punctul de delimitare (PD) - (Hz);
- Factor de putere global la punctul de delimitare (PD);
- Curenții de fază pentru fiecare cale de alimentare (A);
- Total energie activă consumată pentru fiecare cale de alimentare – (kWh);
- Total energie reactivă absorbită din SEN pentru fiecare cale de alimentare – kVArh;
- Total energie reactivă injectată în SEN pentru fiecare cale de alimentare – kVArh;
- Puterea activă absorbită pentru fiecare cale de alimentare - (kW).

### Supraveghere video

Sistemul va asigura supravegherea video pe timp de zi și de noapte a parcului fotovoltaic (CEF) astfel încât să se realizeze detecția și identificarea oricărei încercări de pătrundere neautorizată în incinta parcului fotovoltaic, precum și monitorizarea acceselor autorizate, conform prevederilor Legii nr.333/2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor, cu modificările și completările ulterioare, precum și a HG nr.301/2012 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 333/ 2003 privind paza obiectivelor, bunurilor, valorilor și protecția persoanelor.

Funcția de înregistrare video se va realiza la exterior, pentru supravegherea perimetrului și a intrărilor în zonele protejate (zone de securitate), iar imaginile preluate vor fi stocate pe un echipament de stocare astfel încât să permită o analiză ulterioară, în caz de necesitate.



**Fig. 5.9. Schema bloc sistem de supraveghere video**

Toate camerele video vor fi prevăzute cu funcția de detecție de mișcare și terminale de alarmă.

Toate incintele pentru camerele video vor fi confecționate din materiale ușoare și prevăzute cu sistem de montare iar camerele video vor fi prevăzute cu obiectiv autoiris varifocal pentru a putea regla zona care se dorește a fi supravegheată.

Sistemul trebuie să fie operațional permanent, cu posibilitate de back-up (de susținere) în momentul căderilor de tensiune pe rețeaua de alimentare cu energie electrică prin montarea unui UPS.

### **Protecții Centrală Electrică Fotovoltaică**

Decuplarea automată de la rețeaua electrică de distribuție a Grupurilor Generatoare Fotovoltaice și a Centralei Electrice Fotovoltaice poate surveni în urma:

- 1) **Înteruperea tensiunii de alimentare sau lipsă tensiune de alimentare din Rețeaua Electrică de Distribuție.**
- 2) **Depășirii valorii presetate a pragurilor de protecție pentru tensiune și frecvență.**
- 3) **Detectării funcționării într-o rețea insularizată.**

Pentru ambele nivele de protecție, cuplarea la Rețeaua Electrică de Distribuție se va realiza numai după revenirea la valorile normale a parametrilor care au determinat decuplarea și după un timp de reconectare ce poate fi temporizat.

**Centrala Electrică Fotovoltaică S.C. PHINIA DELPHI ROMANIA S.R.L. nu va funcționa în următoarele situații:**

- 1) **Înteruperea tensiunii de alimentare sau lipsă tensiune de alimentare din Rețeaua Electrică de Distribuție.**
- 2) **Depășirea valorilor presetate a pragurilor de protecție pentru tensiune și frecvență.**
- 3) **Într-o rețea insularizată în cadrul Rețelei Electrice de Distribuție sau într-o rețea insularizată în paralel cu surse de rezervă–generatoare trifazate–sau surse de stocare locale, racordate în instalația de utilizare.**

**Nivelul I de protecție – protecție GGF** – este reprezentat de funcțiile de protecție ale releelor de comandă și control integrate la nivelul inverterului de putere unidirecțional Huawei SUN2000-100KTL-M2 și reprezintă un nivel individual de protecție al grupului generator fotovoltaic. Grupul Generator Fotovoltaic (GGF) este reprezentat de ansamblul de module fotovoltaice – inverter de putere unidirecțional. Funcțiile de protecție ale releelor de comandă și control integrate la nivelul inverterului de putere sunt:

#### **I.1. Funcție monitorizare parametrii rețea și decuplare automată**

Protecție maximală de tensiune (59, U>, U>>)

Protecție minimală de tensiune (27, U<, U<<)

Protecție maximală de frecvență (81, f>, f>>)

Protecție minimală de frecvență (81, f<, f<<)

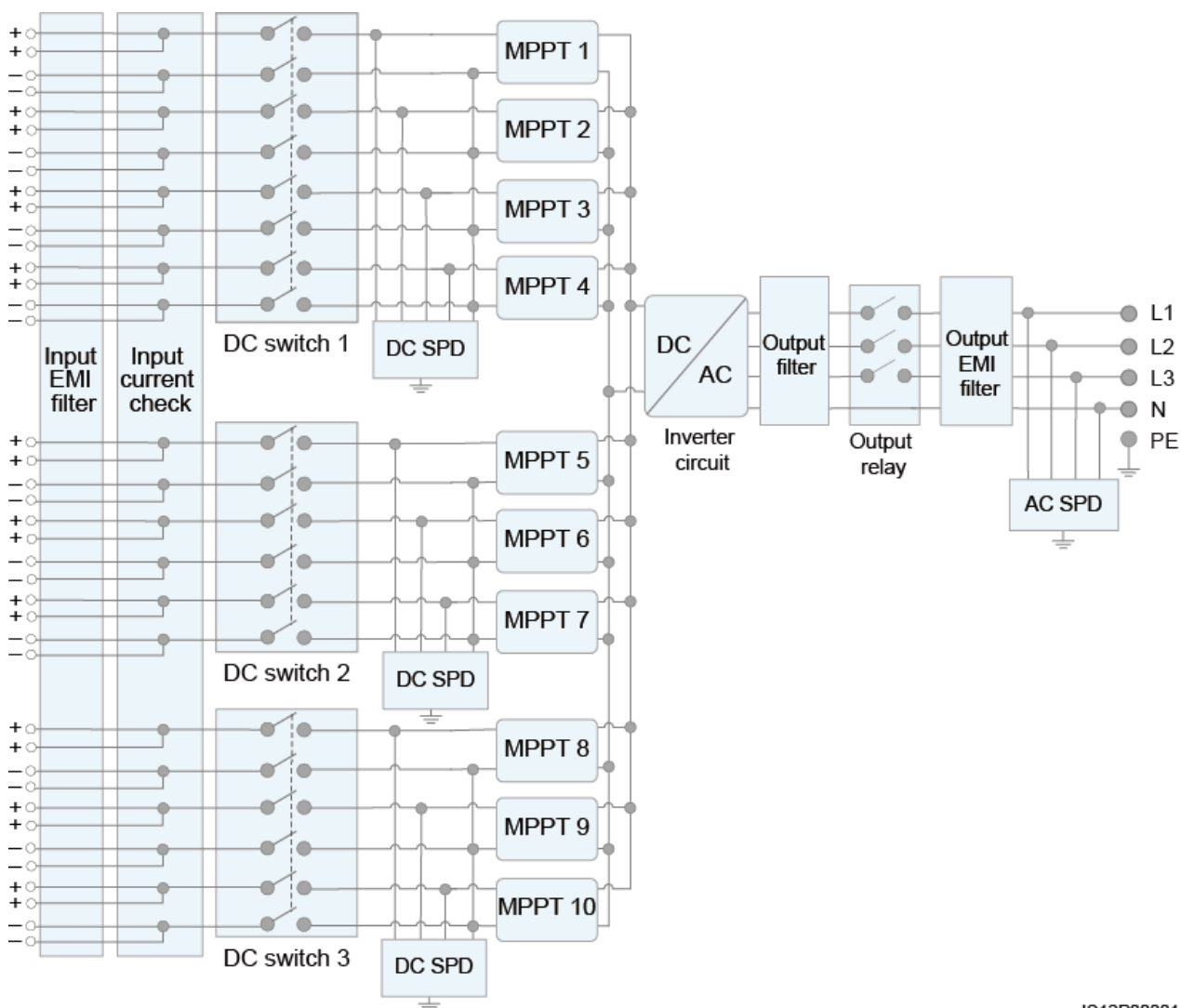
## I.2. Funcție de cuplare automată în regim insularizat

La nivelul inverterului de putere HUAWEI SUN2000-100KTL-M2 este integrat un releu de comandă și control ce acționează puntea de comutație de mare putere.

După detectarea tensiunii de alimentare pe toate celei trei faze și după verificarea condițiilor de funcționare, releul închide automat punțile de comutație de mare putere (după temporizarea impusă de reconectarea după întreruperea tensiunii de alimentare sau temporizarea impusă după eliminarea stării ce a condus la decuplarea de la rețea).

Dacă un parametru de rețea nu este în limitele prestabilite, releul de comandă acționează prin deschiderea punții de comutație de mare putere, după temporizarea impusă pentru declanșarea protecției.

După revenirea parametrului de rețea în limitele prestabilite și după verificarea condițiilor de funcționare, releul de comandă și control „Output isolation relay” închide automat punțile de comutație de mare putere (vezi mai jos schema electrică bloc a inverterului de putere HUAWEI SUN2000-100KTL-M2).



IS12P00001

**Fig. 5.10. Schema electrică bloc a inverterului de putere HUAWEI SUN2000-100KTL-M2**

### III. RACORDAREA PARCULUI FOTOVOLTAIC LA REȚEAUA DE UTILIZARE EXISTENTĂ

#### Descrierea proiectului

Proiectul Centralei Fotovoltaice are drept obiectiv principal producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie, reprezentată aici prin energia solară.

Energia electrică produsă din surse regenerabile va fi livrată consumatorilor racordați la barele centralei și utilizată exclusiv pentru autoconsum, cu respectarea condițiilor impuse prin Codul Tehnic RED privind racordarea Centralelelor Electrice la Rețelele Electrice de Distribuție.

Instalația solară fotovoltaică – proiectată – amplasată în incinta beneficiarului investiției va fi racordată la instalația electrică de utilizare 0,4 kV în tablourile electrice (TDRi) existente aferente Posturilor de Transformare PT2, respectiv PT3.

Energia electrică produsă de instalația solară fotovoltaică este  $EPV.AN = 1.450,95$  MWh/an.

Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate elementele necesare producerii de energie electrică, începând de la sursele de energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețeaua electrică de joasă tensiune și instalația de legare la pământ.

Modulele fotovoltaice (2.240 buc.) cu putere nominală instalată 550 Wp vor fi montate prin intermediul unei structuri de tipul 2V x 16, cu orientare unidirecțională spre Sud, la un unghi de înclinație de 37°.

Modulele fotovoltaice se vor conecta în 10 șiruri a câte 16 module în serie, pe fiecare invertor, amplasate în zone diferite.

La primarul (tensiune continuă) celor 10 invertoare de putere trifazate unidirecționale se vor conecta câte 224 de module fotovoltaice ( $224 \times 0,55 \text{ kWp} = 123,2 \text{ kWp}$ ).

Secundarele (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale INV.1 ... INV.5, se vor racorda în tabloul electric de distribuție (TD INV.) cu cablu tip ACYY-F4x70mmp, iar din tabloul TD INV se va pleca cu cablu dublat tip AC2XAbY 3x150+70mmp până la tabloul electric general CEF aferent instalației solare fotovoltaice TG. CEF.

Racordarea TG.CEF în TDRi PT2 se va realiza cu cablu dublat tip AC2XAbY 3x150+70mmp, pe jgheab până la PT.

În TDRi PT 2 se va crea o nouă plecare pentru racordarea CEF, astfel se vor prelungi barele de distribuție de cupru existente, pentru montarea unui separator tripolar vertical.

La fel se va proceda și în cazul celorlalte invertoare rămase (INV 6 ... până la INV10), acestea se vor racorda într-un TD INV, iar acesta, la rândul lui, se va racorda în cel de-al 2 TG.CEF, ce se va monta în PT3, pe barele de JT ale transformatoarelor.

## Evaluarea lucrărilor de racordare la rețea

**În documentație s-a propus racordarea Centralei Electrice Fotovoltaice ( CEF) la rețeaua de utilizare existentă, dar valoarea finală a lucrărilor se va stabili după obținerea Avizului Tehnic de Racordare emis de Operatorul de Distribuție din zonă.**

**Valoarea totală estimată a lucrărilor de racordare la rețea, inclusiv TVA:**

Preț = 110.241,82 lei, echivalentul a 22.189,04 EURO.

Valoare curs euro – 4,9683 lei

### d) Probe tehnologice și teste.

Firma furnizoare a kit-urilor fotovoltaice va asigura probele tehnologice și testele aferente, emițând certificate de punere în funcțiune și conformitate cu legislația în vigoare.

## 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;

Valoarea totală a investiției, actualizată conform Ordonanței de urgență nr. 114/2018 este:

- Valoare totală (Lei fără TVA)

Tipuri de scenarii	Cost total investiție			
	Lei (fără TVA)		Euro (fără TVA)	
	Valoare de investitie	din care C+M	Valoare de investitie	din care C+M
<b>scenariul I</b>				
panouri monocristaline Pi=550Wp	3.769.848,67	2.276.421,80	758.780,40	458.189,28

Curs euro – 4,9683 lei

Alți indicatori, maximali, de ordin tehnic:

- rata de degradare maximă a panourilor fotovoltaice, dată de producătorul panourilor, la finalul primului an de funcționare: 2 %;
- rata de degradare maximă a panourilor fotovoltaice, dată de producătorul panourilor, începând cu al doilea an de funcționare și pentru întreaga durată de viață a panourilor: 0,55 %/an;

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.

- durata (minimă) de viață a parcului fotovoltaic: 20 ani;
- valoarea minimă a producției totale de energie electrică pentru durata de viață a

parcului fotovoltaic (calculată, la probabilitate P90 cu software specific, ținând cont de degradarea în timp a panourilor fotovoltaice;

**Pentru panouri fotovoltaice:**

Eficiența panourilor trebuie să fie:

> 20% pentru panouri monocristaline din siliciu;

Condiții standard de testare (STC):

radiație solară 1000 W/m<sup>2</sup>;

masa aerului AM 1,5;

temperatura celulei 25°C.

**Invertoare:**

eficiență europeană: > 97%

	Indicator I.1	Indicator I.2	Indicator I.3	Indicator I.4	Indicator I.5	Indicator I.6
<b>Beneficiar</b>	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solar	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	Producția medie de energie din surse regenerabile	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 de ani)	Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu	Factorul de capacitate al centralei
PHINIA DELPHI ROMANIA SRL	[kW <sub>CA</sub> ] 1.000,00	Echivalent tone de CO <sub>2</sub> 887,84	[MWh/an] 1.450,95	[MWh] 27.000,61	[%] 100,00	[%] 16,56

Obs: Calculul indicatorilor de proiect I.1 ... I.6 este prezentat detaliat în auditul electroenergetic

**c) indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiect de investiții**

Investiția se va realiza până la punerea în funcțiune a CEF cu cheltuielile prevăzute în proiect.

**Valoare totală a investiției (incl. C+M): 758.780,40 Euro fără TVA;**

**Energie electrică produsă anual: 1.450,95 MWh/an;**

**Economie de energie electrică din SEN: 1.450,95 MWh/an;**

**Reducere emisii de CO<sub>2</sub> anual (asociate economiei de energie): 887,84 t/an;**

Notă: Factorul de emisii de CO<sub>2</sub> mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO<sub>2</sub>/MWh.

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

Durata estimativă pentru executarea lucrărilor propuse este de 7 luni.

Această durată cuprinde inclusiv etapele de elaborare proiecte tehnice, autorizare execuție, organizare de șantier.

Principalele etape de realizare a investiției:

1. Activități de proiectare - pe o durată de 2 luni, cuprinzând:

- Elaborare proiect tehnic, obtinere avize utilități, obținere autorizație de construire, organizarea procedurii de achiziție,
- Elaborare detalii de execuție

2. Execuția lucrărilor - pe o durată de 5 luni, pe următoarele etape tehnologice:

- Instalare organizare de șantier
- Imprejmuire teren
- Construcție Centrala Electrica Fotovoltaica (CEF)
- Imprejmuire teren
- Racordare la SEN
- Probe funcționale și PIF

**Tab. 5.2. Graficul de realizare a investiției**

Nr. crt.	Denumire lucrări	LUNA						
		1	2	3	4	5	6	7
1.	Elaborare Proiect tehnic							
2.	Elaborare documentatie obținere Autorizație Construire și Avize							
3.	Organizare proceduri de achiziții							
4.	Servicii de consultanță în Management de proiect							
5.	Execuție lucrări de construire parc fotovoltaic							
5.1.	Organizare șantier							
5.2.	Execuție lucrări de construcție parc fotovoltaic							
5.3.	Execuție lucrări de împrejmuire							
6.	Execuție lucrări de Racordare la SEN							
7.	Probe funcționale și de conformitate							
8.	Punere în funcțiune							

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

#### **A. Rezistența și stabilitatea la sarcini statice, dinamice și seismice.**

Conceptia de alcătuire a configurației structurale, bazată pe standardele în vigoare, asigură funcționalitatea, siguranța în exploatare, siguranța la exigențele de risc seismic.

## B. Siguranța în exploatare

În funcționarea acestei investiții, se va respecta normativele în vigoare din punct de vedere al cerinței de siguranță în exploatare:

- siguranța circulației pietonale;
- siguranța cu privire la instalații;
- siguranța în timpul lucrării de întreținere.

### Siguranța circulației pietonale:

La proiectarea prezentei investiții, s-au prevăzut:

- Semn indicator de interzicere, "PERICOL DE ELECTROCUTARE NU ATINGEȚI!", dimensiuni 200 x 300mm, material suport PVC, grosime 1mm;

- Semn indicator de interzicere, "ACCESUL INTERZIS PERSOANELOR NEAUTORIZATE", dimensiuni 200 x 300mm, material suport PVC, grosime 1mm;

- Semn indicator de interzicere, "STINGEREA CU APĂ ESTE INTERZISĂ", dimensiuni 200 x 300mm, material suport PVC, grosime 1mm;

- Semn indicator de avertizare, "ATENȚIE! CABLURI ELECTRICE SUB TENSIUNE", dimensiuni 200 x 300mm, material suport PVC, grosime 1mm;

- Semn indicator de avertizare, "ATENȚIE! ECHIPAMENT SUB TENSIUNE", dimensiuni 200 x 300mm, material suport autocolant vinil, grosime 1mm;

### Siguranța cu privire la instalații:

- Siguranța cu privire la instalații presupune asigurarea protecției utilizatorilor împotriva riscului de accidentare sau stres provocat de agenți agresanți, din instalații prin electrocutare, arsuri sau opăriri, explozie, intoxicare, contaminare, contactul cu elemente de instalații, consecințe ale descărcărilor atmosferice.

- Instalația electrică va fi realizată cu aparatură electrică agrementată intern de către unități autorizate. Toate părțile metalice ale echipamentului și aparatelor electrice se leagă la nulul de protecție. Armăturile utilizate ca și întregul echipament electric va avea gradul de protecție adecvat încăperii în care se montează. Circuitele electrice vor fi protejate cu siguranțe fuzibile sau întrerupătoare automate de joasă tensiune.

### Siguranța în timpul lucrărilor de întreținere

Presupune protecția utilizatorilor în timpul activităților de curățire sau reparații a unor părți din instalații pe durata exploatării acestora.

### Siguranța la intruziune și efracție

Pentru această investiție s-au prevăzut următoarele:

- instalație de pază a perimetrului,
- supraveghere video a acestuia,
- iluminat exterior pe timp de noapte.

### **C. Securitate la incendiu**

Proiectul va urmări respectarea normativelor în vigoare („Normativ de siguranță la foc a construcțiilor” – P.118/2013) și reglementări tehnice de specialitate referitoare la prevenirea și stingerea incendiilor.

Calea de acces are gabaritul minim necesar accesului intervenției în caz de incendiu.

Pentru limitarea propagării incendiilor se vor respecta distanțele minime de siguranță între construcții conform normativului P118/2013 pentru funcționarea studiată.

### **D. Igiena, sănătatea oamenilor și protecția mediului**

Pentru asigurarea unor condiții optime, măsurile luate se referă la:

- (1) Igiena aerului,
- (2) Igiena apei,
- (3) Protecția mediului:

Lucrările se vor face în conformitate cu Legea protecție mediului nr. 137/95 cu completările ulterioare.

#### **a) Măsuri de protecția mediului în timpul execuției lucrărilor:**

În timpul lucrărilor se va asigura împrejmuirea și curățenia în șantier. Intrarea mașinilor cu materiale și ieșirea cu deșeuri rezultate din activitatea șantierului se va face în condiții de curățenie a acestora pentru a nu afecta zona de lucru cât și curățenia drumurilor publice din imediata apropiere.

Autocamioanele ce vor transporta deșeuri din șantier vor avea platforma de transport acoperită cu o prelată de protecție.

**b) Deșeurile rezultate:** din activitatea șantierului sunt încadrate la capitolul 17/ HGR856/2002, respectiv - Deșeuri din construcții și demolări (inclusiv pământ excavat din amplasamente contaminate). Subgrupele de deșeuri rezultate din activitatea șantierului pot fi: cod 17.01. - beton, cărămizi și materiale ceramice; 17.05.04 - pământ și pietre, altele decât cele specificate la punctul 17.04.03; 17.09 - alte deșeuri de la construcții și demolări.

Executantul lucrării, după ce va obține aprobările necesare în conformitate cu legislația în vigoare va transporta deșeurile rezultate la depozitul de salubritate.

**c) Refacerea și îmbunătățirea cadrului natural după finalizarea lucrărilor de execuție se va face prin grija beneficiarului:**

- degajarea terenului de corpuri străine și încărcarea manuală a materialelor rezultate și transportul lor la depozitul de salubritate.
- strat vegetal așternut pe teren în straturi uniforme cu grosimea de 30 cm.
- semănare gazon și udarea cu furtunul de hidranți și cosirea manuală a gazonului
- plivirea buruienilor în peluze.

**d) Legislația de mediu care se va avea în vedere:**

- Legea protecției mediului nr. 137/1995 republicată, în M.Of. nr.70/17.02.2000. și completările ulterioare OUG 91/2002, Legea nr. 294/2003.
- Ordinul nr. 536/23.06.97, pentru aprobarea Normelor de igienă și a recomandărilor privind mediul de viață al populației - publicat în M. Of. nr. 140/03.07.97.
- Ordonanța de urgență nr. 78/16.06.2000 privind regimul deșeurilor – publicată în M.Of. nr.283/22.06.00.
- Legea 426/din 18.07.01 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr.78/2000 privind regimul deșeurilor – publicată în M. Of. nr. 411/25.07.01.
- Legea 465 din 18.07.01 pentru aprobarea ordonanței de urgență a Guvernului nr. 16/2001 privind gestionarea deșeurilor industriale reciclabile – publicată în M. Of. nr.422/30.07.01.
- Legea 608 din 31.10.01 privind evaluarea conformității produselor – publicată în M.Of., partea I, nr. 712/08.11.01.
- Ordinul nr. 2/211/118 - al ministrului agriculturii, pădurilor, apelor și mediului, al ministrului transporturilor, construcțiilor și turismului și al ministrului economiei și comerțului pentru aprobarea Procedurii de reglementare și control al transportului deșeurilor pe teritoriul României, publicat în M.Of. nr. 324/15.04.2004.

#### **E. Protecția împotriva zgomotului**

Nu este cazul

#### **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.**

Sursele de finanțare a investițiilor se constituie în conformitate cu legislația în vigoare și constau din fonduri proprii, credite bancare, fonduri de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile și alte surse legal constituite.

**Tab. 5.3. Surse de finanțare a investiției**

<b>Nr. Crt.</b>	<b>Surse de finanțare</b>	<b>Valoare (lei)</b>
<b>I.</b>	<b>Valoarea totală a investiției (I=II+III)</b>	<b>4.482.457,93</b>
	din care TVA	<b>712.609,26</b>
II.	Valoarea neeligibilă a investiției	1.393.602,96
III.	Valoarea eligibilă a investiției	3.088.854,98
<b>1.</b>	<b>Valoarea ajutorului de stat solicitat</b>	<b>1.490.490,00</b>
2.	Contribuția solicitantului (2 = I - 1)	2.991.967,93
<b>2.1</b>	<b>Surse proprii</b>	<b>2.991.967,93</b>
<b>2.2</b>	<b>Credit acționari</b>	<b>0</b>

## 6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME (PENTRU PROIECTE FĂRĂ C+M DOAR ACORDURI ȘI AVIZE – DUPĂ CAZ)

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

- S-a obținut Certificatul de urbanism nr. 690/27.06.2024.

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

Extrasul de carte funciară al terenului pe care se va realiza sistemul fotovoltaic este prezentat în tabelul de mai jos:

**Tab. 6.1. Extras de Carte Funciară**

DENUMIRE INVESTIȚIE	EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ		
	UAT	NR. CF	Suprafață [m <sup>2</sup> ]
CEF PHINIA DELPHI ROMANIA	Comuna Miroslava	95421	155.165

### 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

Procedura pentru Evaluarea Impactului asupra Mediului se desfășoară în conformitate cu prevederile legislației din domeniu. Proiectul propus nu este de tipul celor prevăzute la Anexa I a Directivei 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului.

Proiectul nu intră sub incidența art. 48 și 54 a Legii apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare, nefiind vorba de lucrări care se construiesc pe ape sau au legătura cu apa.

De asemenea, proiectul nu intră sub incidența Directivei 2006/118/CE privind protecția apelor subterane împotriva poluării și a deteriorării, transpuse în legislația națională prin HG nr. 449/2013 privind modificarea și completarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 53/2009 pentru aprobarea Planului național de protecție a apelor subterane împotriva poluării și deteriorării și Ordinul nr. 621 din 7 iulie 2014 privind aprobarea valorilor de prag pentru apele subterane din România.

Investiția propusă nu este localizată în cadrul unor zone sensibile din punctul de vedere al biodiversității sau în imediata apropiere a acestora (inclusiv rețeaua de arii protejate Natura 2000, siturile naturale înscrise pe Lista patrimoniului mondial UNESCO și principalele zone de biodiversitate, precum și alte zone protejate etc). Nu se preconizează niciun efect al proiectului asupra biodiversității, în conformitate cu prevederile Directivei 92/43/CEE a Consiliului privind conservarea habitatelor naturale și a speciilor de faună și floră sălbatică și deci nici o decizie care ar supune proiectul unei evaluării adecvate de mediu.

În perioada de construire/ montaj, condițiile de contractare a lucrărilor vor include măsuri specifice pentru gestionarea vehiculelor, echipamentelor și deșeurilor generate la fața locului, pentru a evita poluarea mediului. În etapa de operare și de dezafectare a capacităților/instalațiilor, măsurile de protecție a mediului vor fi similare cu cele din etapa de construcție/montaj, lucrările fiind realizate cu aceleași tipuri de utilaje. Investiția nu va conduce la o creștere semnificativă a poluanților.

A fost inițiată procedura de mediu fiind depusă adresa nr. 8101/10.07.2024 la AMP Iași.

#### **6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților**

Conform celor menționate în Certificatul de urbanism urmează a fi obținute Avize pentru:

- Alimentarea cu apă;
- Canalizare;
- Alimentare cu energie electrică;
- Gaze naturale;
- Sănătatea populației.

Aceste avize vor fi obținute, după caz, înainte de momentul demarării implementării proiectului.

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

- Ridicare topo din anul 2021, anexată.

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

Conform celor menționate în Certificatul de urbanism urmează a fi obținute Avize de la :

- Direcția de Drumuri și Poduri Iași
- Inspectoratul Județean de Poliție

Aceste avize vor fi obținute, după caz, înainte de momentul demarării implementării proiectului.

## 7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

### 7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă de implementarea investiției este PHINIA DELPHI ROMANIA S.R.L. care va organiza o procedură competitivă pentru selectarea furnizorului de servicii de proiectare și instalare a capacității de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară. Furnizorul selectat va deveni antreprenorul general al investiției. Antreprenorul general va avea, ca responsabilități, proiectarea tehnică de specialitate, achiziția, montajul și testarea componentelor și echipamentelor tehnice selectate ca urmare a elaborării studiului de fezabilitate, a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție, precum și predarea întregului proiect "la cheie" către beneficiar.

De asemenea, antreprenorul general va fi responsabil pentru realizarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție pentru centrala fotovoltaică, pentru testarea, acceptarea și punerea în funcțiunea a centralei, pentru avizarea proiectului de către operatorul de rețea, obținerea Avizului Tehnic de Racordare (ATR) și a Certificatului de Racordare (CR).

### 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

Durata estimativă pentru executarea lucrărilor propuse este de 7 luni.

Această durată cuprinde inclusiv etapele de elaborare proiecte tehnice, autorizare execuție, organizare de șantier.

Principalele etape de realizare a investiției:

1. Activități de proiectare - pe o durată de 2 luni, cuprinzând:
  - Elaborare proiect tehnic, obținere avize utilități, obținere autorizație de construire, organizarea procedurii de achiziție,
  - Elaborare detalii de execuție
2. Execuția lucrărilor - pe o durată de 5 luni, pe următoarele etape tehnologice:
  - Instalare organizare de șantier
  - Imprejmuire teren
  - Construcție Parc fotovoltaic
  - Racordare la SEN
  - Probe funcționale și PIF

Graficul de execuție pentru principalele activități ale contractului la cheie va fi asigurat în urma ofertei angajante transmise, iar o actualizare a acestuia se poate realiza înainte de începerea efectivă a contractului respectiv a fazei de execuție propriu-zise.

În cadrul implementării proiectului, se pot folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Acestea vor trebui să aibă experiență în proiecte similare, totodată cunoștințe tehnice în domeniu, abilități dar și certificări după caz.

In faza de implementare centrală electrică fotovoltaică, vor fi incluse o serie de lucrari necesare in etapa de montaj, cum ar fi: cheltuieli cu nacela / macara – dupa caz, schele, scări. De asemenea, vor fi incluse și o serie de cheltuieli cu materiale consumabile necesare pentru efectuarea acestor lucrări și servicii.

Antreprenorul General va furniza mai multe detalii, la cerere, in faza ofertei angajante, sau în faza de dezvoltare proiect.

Graficul de implementare a soluției fotovoltaice va fi oferit ca grafic Grantt, folosind o aplicație tip soft de specialitate (MS Project sau EPPM), unde se vor evidenția toate fazele, responsabilitățile și etapele principale ale contractului, cum ar fi: Proiectare, Obținere Autorizații, Comanda Materiale/Echipe, Livrare Echipamente, Montare și Instalare, Teste, Instruire și Punere in Funcțiune.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ANRE – Sisteme electrice și energetice – Proiectare, teste și execuție

ANRE – Sisteme de gaz natural – Proiectare și execuție

BRML – Sisteme de măsură – Laborator și montaj

IGPR – Sisteme de alarmă – Proiectare și execuție

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

#### **Perioada garanției:**

Perioada de garanție se va stabili prin contract sau prin caietul de sarcini întocmit prin grija beneficiarului, ținând cont cel puțin de următoarele:

- I. Garanția comercială de la data recepției la terminarea lucrărilor, astfel:
  - Panouri fotovoltaice: minim 12 ani pentru produs și minim 25 ani pentru puterea panoului ținând cont de degradarea în timp a acestuia;
  - Invertoare: minim 5 ani;
  - Sistemul/structura de fixare și susținere a panourilor fotovoltaice: minim 25 ani.
- II. Garanția lucrărilor: minim 2 ani de la data recepției la terminarea lucrărilor.

#### **7.3.1. Operarea Parcului Fotovoltaic**

Operarea Parcului Fotovoltaic se va face cu personal propriu al PHINIA DELPHI ROMANIA S.R.L., 1 persoană din cadrul companiei având ca atribuții supravegherea operării centralei fotovoltaice și raportarea periodică, în conformitate cu prevederile legale, către autorități.

#### **7.3.2. Resurse necesare:**

Personal\*:

- personal propriu (operare): 1 persoană;
- personal terți (întreținere): echipă/echipe formate din mai multe persoane;

#### **7.3.3. Dotări:**

- Laptop;
- Truse scule;
- Etc.

#### **7.3.4. Financiare:**

➤ Fondurile necesare întreținerii, reparațiilor și exploatării Centralei Electrice Fotovoltaice/Parcului Fotovoltaic se vor asigura din veniturile proprii și din reducerea cheltuielilor cu plata energiei electrice consumate de la furnizor.

### **7.3.5. Documentații tehnice suport:**

Odată cu recepția la terminarea lucrărilor, executantul va preda Cărțile Tehnice ale instalațiilor, utilajelor și a echipamentelor tehnologice și Proiectul Tehnic care a stat la baza execuției lucrărilor.

### **7.3.6. Documentațiile se vor preda astfel:**

- 2 exemplare în limba Română (toate documentele menționate)
- pentru situațiile în care producătorul nu oferă documentele precizate acestea vor fi elaborate de executant.

### **7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale**

Asigurarea capacității manageriale și instituționale o va asigura beneficiarul proiectului în cadrul departamentului de specialitate.

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

- Project Manager / Contract Manager
- Inginer de planificare
- Coordonator proiectant / manager tehnic
- Inginer constructor
- Inginer electric
- Manager de șantier
- Manager operațional / logistic

## 8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Sistemul fotovoltaic propus, va fi compus dintr-un număr de 2240 module bifaciale, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de minim de 120 celule (tip monocristalin), Puterea minimă a modulelor PV va fi cu puterea de 550 Wp, cu un randament nominal de minimum 21% (peste valoarea limită de 19% impusă prin Ghidul de Finanțare) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 83% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemele vor fi prevăzute cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kW (10 bucăți), conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018, cu un randament minim de 98% STC.

Modulele PV vor fi instalate pe o structură din Oțel Zincat, la o înclinare de 30- 35°, cu orientarea SUD.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

Reducerea netă a consumului de energie primară 124,76 t.e.p./an din surse regenerabile, în primul an de funcționare;

Producția netă de energie electrică de 1450,95 MWh/an, în primul an de funcționare;

Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 478,81 tone de CO<sub>2</sub> echivalent/an, în primul an de funcționare (considerând un factor de conversie de 0,33 tone CO<sub>2</sub> echivalent/MWh);

Proiectul propus răspunde în mod direct și se adresează în mare măsură celor trei dintre cele mai mari nevoi ale oricărei întreprinderi din România și nu numai:

- constrângerile financiare, acutizate în urma contextului situației geopolitice din zilele noastre;
- problema energetică – nevoia montării unei surse stabilizatoare de tensiune (Ex. sistem fotovoltaic), care să contracareze variațiile de tensiune (microîntreruperi) din rețea, ce afectează în mare măsură echipamentele cu electronică de putere sensibile la astfel de fluctuații, și care afectează implicit și volumul rebuturilor (scrap-urile) din cadrul liniilor tehnologice de producție;
- preocupările regionale / naționale / europene / globale privind mediul înconjurător și limitarea grabnică a influenței antropice asupra modificărilor climatice – post Kyoto 1997 și Strategia UE în domeniul energiei și mediului "Europa 20/20/20".

### **Oportunitatea promovării Investiției**

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie (E-SRE) reprezintă un imperativ al perioadei actuale motivat de: protecția mediului, creșterea independenței energetice față de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum și motive de ordin economic și de coeziune socială.

Directiva 2001/77/CE a Parlamentului și Consiliului European privind promovarea energiei electrice produse din surse de energie regenerabile pe piața internă, reprezintă prima acțiune concretă a Uniunii Europene de atingere a obligațiilor de reducere a emisiilor cu gaze cu efect de seră la care s-au angajat prin ratificarea Protocolului de la Kyoto.

România a fost printre primele țări din cadrul Uniunii Europene care a transpus în legislația proprie prevederile Directivei 2001/77/CE ( HG nr. 443/2003, cu modificarea din HG 958/2005) și a stabilit ținta orientativă pentru anul 2012 de 33%, reprezentând ponderea E-SRE din consumul intern brut de energie electrică.

Ulterior, prin HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020, au fost stabilite țintele de 35% pentru anul 2015, respectiv de 38% pentru anul 2020 reprezentând ponderea E-SRE din consumul intern brut de energie electrică.

Proiectul Parcului fotovoltaic (CEF) are drept obiectiv principal evacuarea energiei electrice produse din surse regenerabile, reprezentate de energia solară în Sistemul Electroenergetic Național (SEN).

Pentru respectarea condițiilor mai sus amintite este necesară realizarea unui parc fotovoltaic de putere instalată de 1232 kW, amplasată pe o suprafață în câmp deschis, fără existența unor obstrucții (păduri, clădiri, diverse construcții, etc.), acest lucru validând faptul că suprafața este optimă unei astfel de construcții - parc fotovoltaic.

Nu în ultimul rând trebuie menționat, determinarea conducerii PHINIA DELPHI ROMANIA - inițiatorul acestui proiect și convingerea sa fermă în finalizarea unui astfel de proiect, extrem de util atât pentru mediul înconjurător, cât și pentru consumatorii energetici vitali din cadrul companiei.

## Abrevieri

În prezentul studiu s-au folosit următoarele abrevieri:

ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

ATR - aviz tehnic de racordare;

PD – punct de delimitare;

CEF – parc fotovoltaic, centrală electrică fotovoltaică (CEF)

CEFD - centrală electrică fotovoltaică dispecerizabilă, cu puterea instalată mai mare de 5 MW;

CEFND - centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă, cu puterea instalată mai mică sau egală cu 5 MW;

CDC - certificat de conformitate tehnică;

Cod RED - Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție;

Cod RET - Codul tehnic al rețelei electrice de transport;

Cod comercial - Codul comercial al pieței angro de energie electrică;

CTES - Consiliul tehnico-economic și științific;

DEN - Dispecerul energetic național - divizie în cadrul OTS;

DEC - Dispecerul energetic central;

EMS - Sistem de management al energiei;

FO, FO-OPGW - fibră optică;

GGE - grup generator eolian;

LEA - linie electrică aeriană;

LES - linie electrică subterană;

LVRT - Low Voltage Ride Through (trecere peste defect cu nivel minim de tensiune);

OD - operator de distribuție;

OR - operator de rețea; operatorul de rețea poate fi operatorul de transport și de sistem sau operatorul de distribuție concesionar;

OTS - operator de transport și de sistem - Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. (Transelectrica);

PCC - punct comun de conexiune;

Pi - putere instalată;

PIF - punere în funcțiune;

PSL - Power Standard Lab;

RAR - reanclanșare automată rapidă;

RED - rețea electrică de distribuție;

RET - rețea electrică de transport;

RIRF – rata de actualizare la care un flux de costuri și beneficii exprimate în unități monetare are valoarea actualizată zero. Rata internă de rentabilitate este comparată cu rate de referință pentru a evalua performanța proiectului propus.

SCADA - Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date a unui proces tehnologic sau instalații;

SCADA/EMS - Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System;

SCADA/DMS - Supervisory Control and Data Acquisition/ Distribution Management System;

SEN - Sistemul energetic național;

STC - Condiții standard de test (Standard Test Condition) - radianța de 1000 W/mp, masa atmosferică AM = 1,5 și temperatura celulei fotovoltaice 25°C;

THD - Total Harmonic Distortion Factor (factor total de distorsiune armonică);

VNAF – Valoarea care rezultă deducând valoarea actualizată a costurilor previzionate ale unei investiții din valoarea actualizată a beneficiilor previzionate

ZVRT - Zero Voltage Ride Through (trecere peste defect cu nivel zero de tensiune).