

# STUDIU DE FEZABILITATE

## PARC FOTOVOLTAIC CU INSTALAȚIE DE STOCARE ELECTROTIMIS

**Amplasament:** MUNICIPIUL TIMIȘOARA, BULEVARDUL INDUSTRIEI , NR. 2, JUDEȚUL  
TIMIȘ

**Beneficiar:** SC BEGA TEHNOMET SA

Adresa: Timisoara, P-ta G-ral Gheorghe Domașnean nr.11, corp B Spațiu A etaj 1, jud. Timis


**Proiectant:** SC ELECTRIC EYE SRL

Adresă: Giarmata VII, Strada Intrarea Rozelor, Nr. 6-8, Județul Timiș

**Nr./data proiect:** 1041.4\Iunie 2024

**revizia 2 - iulie 2025**

## COLECTIV DE ELABORARE

PROIECTANT GENERAL :	SC ELECTRIC EYE SRL
ELABORATOR STUDIU:	SC ELECTRIC EYE SRL
PROIECTANT INSTALATII ce si 0.4kV	SC ELECTRIC EYE SRL
PROIECTANT INSTALATII 20kV	SC BACKUP TECHNOLOGY SRL Ionut-Sorinel Gaita
PROIECTANT REZISTENTA :	SC METALLIC EYE SRL
APROBAT :	Ing. Adrian Valea  VALEA ADRIAN Digitally signed by VALEA ADRIAN Date: 2024.07.12 12:48:23 +03'00'
PROIECTAT:	Ing. Adrian Valea Ing. Lucian Volintiru VOLINTIRU LUCIAN- TOMA Digitally signed by VOLINTIRU LUCIAN- TOMA Date: 2024.07.11 14:14:31 +03'00'
REZISTENTA :	Ing. Mihai Valea VALEA MIHAI Digitally signed by VALEA MIHAI Date: 2024.07.11 14:05:18 +03'00'
ARHITECTURA :	Arh. Lucian Stancu   Digitally signed by STANCU LUCIAN Reason: Arhitect cu drept de semnatura TNA 5529 Date: 2024.07.11 17:36:19 +03'00'
ANALIZA FINANCIARĂ:	SC DAER PROIECT SRL Ing. Karina Cistelean  KARINA CISTELECAN Semnat digital de KARINA CISTELECAN Date: 2024.08.17 17:27:03 +03'00'

## CUPRINSUL VOLUMULUI

### A. PIESE SCRISE

Foaie de capat

Lista de semnături

STUDIU DE FEZABILITATE .....	7
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII.....	7
<b>1.1. Denumirea obiectivului de investiții</b> .....	7
<b>1.2. Ordonator principal de credite/investitor</b> .....	7
<b>1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)</b> .....	7
<b>1.4. Beneficiarul investiției</b> .....	7
<b>1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate</b> .....	7
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII .....	7
<b>2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză</b> .....	7
<b>2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație și acorduri relevante, structuri instituționale și financiare</b> .....	8
<b>2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor</b> .....	10
<b>2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității și dimensionării obiectivului de investiții</b> .....	11
<b>2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice</b> .....	12
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII .....	13
<b>3.1. Particularități ale amplasamentului</b> .....	13
3.1.1 Descrierea amplasamentului.....	13
3.1.2 Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile.....	14
3.1.3 Date climatice si particularitati ale de relief.....	16
3.1.4 Interferenta cu rețele edilitare existente.....	18
3.1.5 Surse de poluare existente in zona.....	18
3.1.6 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament .....	18
3.1.7 Date geologice generale.....	18

<b>3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic – Scenariul 1.</b>	<b>19</b>
<b>Descriere tehnologica Scenariul 1 .....</b>	<b>20</b>
<b>3.3. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic – Scenariul 2.</b>	<b>36</b>
<b>3.2.1 Descriere tehnologica Scenariu 2 .....</b>	<b>37</b>
<b>3.4. Costurile estimative ale investiției.....</b>	<b>46</b>
<b>3.5. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor .....</b>	<b>55</b>
<b>3.5. Grafice orientative de realizare a investiției .....</b>	<b>56</b>
<b>4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO- ECONOMIC(E) PROPUS(E) .....</b>	<b>62</b>
<b>4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință .....</b>	<b>62</b>
<b>4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția .....</b>	<b>62</b>
<b>4.3. Situația utilităților și analiza de consum.....</b>	<b>68</b>
<b>4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții .....</b>	<b>68</b>
<b>4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții.....</b>	<b>70</b>
<b>4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară .....</b>	<b>70</b>
<b>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 .....</b>	<b>99</b>
<b>4.8. Analiza de sensibilitate.....</b>	<b>103</b>
<b>4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor .....</b>	<b>113</b>
<b>5. SCENARIUL/ OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) .....</b>	<b>119</b>
<b>5.1. Compararea scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor .....</b>	<b>119</b>
<b>5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) .....</b>	<b>121</b>
<b>5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) .....</b>	<b>121</b>
5.3.1 Obținerea și amenajarea terenului .....	122
5.3.2 Asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului .....	122
5.3.3 Solutia tehnica, cuprinzand descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, functional-arhitectural si economic, a principalelor lucrari pentru investitia de baza, corelata cu nivelul calitativ, tehnic si de performanta ce rezulta din indicatori tehnici-economici propusi.....	122
5.3.4 Probe tehnologice si teste .....	133

5.3.5. Organizarea de șantier .....	134
<b>5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții.....</b>	<b>135</b>
<b>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 .....</b>	<b>137</b>
<b>5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice .....</b>	<b>137</b>
<b>6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME .....</b>	<b>137</b>
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire .....	137
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege.....	137
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 .....	137
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților.....	138
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară .....	138
6.6 Studiu de specialitate .....	138
<b>7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....</b>	<b>139</b>
7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	139
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 .....	145
7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare .....	147
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale .....	147
<b>8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....</b>	<b>148</b>
<b>9. ANEXE .....</b>	<b>149</b>

## **B. PIESE DESENATE**

---

1. E00 – Harta geolocalizare;
2. E01 - Plan de incadrare in zona;
3. E02 – Plan de situatie general;
4. E03 - Plan de situatie - SCENARIU 1;
5. E04 - Plan de situatie - SCENARIU 2;
6. E05 - Schema electrica generala - SCENARIU 1;
7. E06 - Schema electrica generala - SCENARIU 2;
8. E07 - Scheme de conexiune c.c. - SCENARIU 1
9. R01 \_Detaliu cadru metalic - PV Electrotimis

## **STUDIU DE FEZABILITATE**

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

#### **1.1. Denumirea obiectivului de investiții**

PARC FOTOVOLTAIC CU INSTALAȚIE DE STOCARE ELECTROTIMIS

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

**SC BEGA TEHNOMET SA**

Adresa: Municipiul Timișoara, Piața G-ral. Gheorghe Domășnean, Nr. 11, CORP B, SPAȚIUL A, Etaj 1, Județul Timiș

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

Nu este cazul.

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

**SC BEGA TEHNOMET SA**

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

**SC ELECTRIC EYE SRL** cu sediul în Giarmata VII, Strada Intrarea Rozelor, Nr. 6-8, Înregistrată la Registrul Comertului sub nr. J35/1002/2008, cod unic de înregistrare CIF RO 23514744. Email: [office@electriceye.ro](mailto:office@electriceye.ro)

### **2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII**

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

Având la baza decizia beneficiarului de a investi în domeniul producției de energie electrică, având în vedere în principal scopul promovării dezvoltării durabile, urmărind în principal protecția mediului, utilizarea eficientă a resurselor, atenuarea și adaptarea la schimbările climatice, biodiversitatea, rezistența în fața dezastrelor, prevenirea și gestionarea riscurilor, și corelat cu contextul investițional actual din România, s-au identificat următoarele scenarii tehnico-economice propuse spre analiză:

Scenariul 1 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh.

Scenariul 2 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), fără instalație de stocare.

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

Pe fondul dezvoltării industriale naționale intens energofage din perioada de dinainte de 1990, sectorul energetic românesc a fost supus unei mari presiuni de dezvoltare. Viziunea de dezvoltare a sectorului energetic se baza pe conceptul independenței energetice și acorda prioritate descoperirii și valorificării de resurse energetice pe teritoriul național. De asemenea, se insista pe asimilarea și dezvoltarea de tehnologii proprii pentru exploatarea resurselor și se dezvoltau continuu capacități de producție.

Mare parte din capacitățile energetice au fost dezvoltate integrat cu alte obiective industriale. Platformele industriale au fost realizate incluzând propriile centrale electrice care asigurau atât o parte din energia electrică necesară lor, cât și agentul termic; acestea erau integrate inclusiv cu sistemele de alimentare cu energie termică a consumatorilor casnici.

Tot în acea perioadă, ca rezultat al cererii mari de energie, au fost dezvoltate masiv exploatările de resurse energetice primare: exploatări miniere, petroliere și a gazelor naturale. De asemenea s-au dezvoltat amenajări hidroenergetice valorificând aproape întregul potențial hidrologic al țării. Infrastructura de transport a energiei a fost dezvoltată conform acelorași principii. Liniile și stațiile electrice, conductele de transport, punctele terminus ale acestora și stațiile aferente, precum și o parte din căile ferate, au fost dezvoltate pentru a se asigura alimentarea obiectivelor industriale.

În cei 30 de ani parcurși din anul 1990, energetica românească a fost pusă în situația de a face față schimbărilor economice care au marcat România, cele mai multe fiind caracterizate de restrângerea generală a activităților economice consumatoare de energie.

În prezent, resursele energetice primare, derivatele acestora și produsele finale cele mai valoroase - energia electrică, energia termică sau combustibilii - sunt considerate bunuri cu valoare de marfă care sunt tranzacționate atât pe piața națională, cât și pe piețele regională, europeană sau globală.

Prin aderarea României la Uniunea Europeană, conceptul independenței energetice a fost completat și, treptat, înlocuit cu cel al securității energetice. Întreg sectorul energetic românesc a fost pus în fața tranziției de la dezideratul independenței energetice, la condițiile piețelor de schimb liber. Astfel, principala provocare pentru sectorul energetic constă în reconfigurarea sistemului energetic și reformarea pieței de energie pentru a putea face față competiției de piață. O provocare suplimentară pe termen lung pentru sectorul energetic românesc va fi aceea de a contribui la realizarea obiectivului Uniunii Europene de a deveni primul continent neutru din punct de vedere al climei, cu emisii „net zero” la orizontul anului 2050, însemnând ca toate emisiile degajate să fie absorbite, fie pe căi naturale, fie pe căi artificiale, precum tehnologii de stocare a carbonului.

Acest obiectiv face parte din noua strategie de dezvoltare a Uniunii către o economie verde și durabilă, în cadrul pachetului de politici și măsuri „Pactul ecologic european”, care presupune o revizuire cuprinzătoare a acquis-ului comunitar în domeniu. În acest sens, obiectivele Strategiei vor fi de aliniere la ținutele Uniunii la orizontul anului 2050, cu scopul de a gestiona în mod echitabil tranziția sectorului energetic românesc către producerea de energie curată, din surse regenerabile.

Acest proiect susține politica energetică a României care vizează printre investițiile prioritare investițiile în capacitățile de stocare, luând în calcul și potențialul hidrogenului și a gazelor noi în procesul de integrare sectorială, așa cum reiese din diferite documente programatice (proiectul Strategia Energetică a României 2020 – 2030, cu perspectiva anului 2050). Astfel prin proiectul strategiei energetice a României 2020-2030, se identifică ca necesară modernizarea sistemului energetic național cu instalații de producere energie electrică noi, dotate cu sisteme stocare dimensionate corespunzător pentru a putea prelua variațiile de injecție de putere generate de SRE.

Obiectivele pentru anul 2030 :

- reducerea cu cel puțin 40% a emisiilor de gaze cu efect de sera fata de nivelurile din 1990.



- 30.7% din consumul de energie va fi din surse regenerabile.
- economie de energie de cel putin 32.5% în comparatie cu scenariul de tip "business-as-usual".

Pentru a atinge obiectivele propuse pentru anul 2030, Comisia Europeana a propus:

- Reformarea schemei UE privind comercializarea emisiilor (ETS)
- Noi indicatori pentru competitivitatea si securitatea sistemului energetic, cum ar fi diferentele de pret cu principalii parteneri comerciali, diversificarea aprovizionarii si capacitatea de interconexiune între tarile UE
- Primele idei pentru un nou sistem de guvernare bazat pe planuri nationale pentru o energie competitiva, sigura si durabila. Aceste planuri vor urma o abordare comuna a UE. Acestea vor asigura o mai mare siguranta a investitorilor, o mai mare transparenta, o coerenta sporita a politicilor si o mai buna coordonare în întreaga UE.

Cadru legislativ:

- HG 907/2016 privind etapele de elaborare si continutul-cadru al documentatiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investitii finantate din fonduri publice Hotararea reglementeaza etapele de elaborare si continutul-cadru al documentatiilor tehnico-economice pentru realizarea obiectivelor/proiectelor noi de investitii în domeniul constructiilor, a lucrarilor de interventii la constructii existente si a altor lucrari de investitii, ale caror cheltuieli, destinate realizarii de active fixe de natura domeniului public si/sau privat al statului/unitatii administrativ-teritoriale ori de natura domeniului privat al persoanelor fizice si/sau juridice, se finanteaza total sau partial din fonduri publice.
- Directiva 2009/28/EC privind promovarea utilizarii energiei din surse regenerabile Directiva stabileste un cadru comun pentru promovarea energiei din surse regenerabile si stabileste obiective obligatorii privind ponderea globala a energiei din surse regenerabile în cadrul consumului final brut de energie si ponderea energiei din surse regenerabile pentru transporturi.
- Directiva 2010/31/EC privind performanta energetica a cladirilor Directiva are ca scop principal promovarea îmbunatatirii performantei energetice a cladirilor, tinand cont de conditiile legate de confortul interior, conditiile climatice exterioare si de raportul cost – beneficiu.
- Directiva 2012/27/EU privind eficienta energetica Statele membre se obliga sa reduca consumul de energie primara cu cel putin 20% si cota de energii regenerabile sa creasca cu cel putin 20% pana în anul 2020, în raport cu nivelul înregistrat în anul 1990. Tinta stabilita pentru Romania reprezinta reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera cu cel putin 20%, ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut sa atinga cel putin 24% si cresterea eficientei energetice cu cel putin 19%.
- HG 1460/2008 – Strategia nationala pentru dezvoltare durabila – Orizonturi 2013 – 2020 – 2030 Strategia de dezvoltare durabila vizeaza realizarea unor obiective pe termen scurt, mediu si lung, precum: încorporarea organica a principiilor si practicilor dezvoltarii durabile în ansamblul programelor si politicilor publice ale Romaniei (Orizont 2013), atingerea nivelului mediu actual al tarilor Uniunii Europene la principalii indicatori ai dezvoltarii durabile (Orizont 2020) si Aproximarea semnificativa a Romaniei de nivelul mediu din acel an al tarilor UE (Orizont 2030).
- 2010- Planul national de actiune în domeniul energiei din surse regenerabile Planul national de actiune în domeniul energiei din surse regenerabile, denumit si PNAER prezinta tintele nationale si masuri de sprijin pentru atingerea lor, în domeniul producerii energiei din surse regenerabile de energie.

La întocmirea Studiului de Fezabilitate s-a avut în vedere respectarea și aplicarea celor mai bune practici internaționale aplicate în domeniul proiectării și construcției unui parc fotovoltaic, în principal Standardele IEC (IEC 63049:2017, IEC 62738:2018, IEC 62446-1:2016, IEC 61724:2016, etc.), dar și standardele Europene armonizate și Standardele Române în vigoare.

Optimizarea scenariilor propuse spre analiză și selecția echipamentelor principale ce formează parcul fotovoltaic, s-a făcut cu respectarea legislației de mediu actuală, a normelor tehnice emise de autoritățile române competente (ANRE, Transelectrica, APM etc.) și a recomandărilor instituțiilor financiare internaționale aplicabile în proiectare (Banca Europeană, Banca Mondială, Corporația Financiară Internațională).

### **2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor**

Având în vedere creșterea consumului la nivel mondial de energie electrică, corelat și cu criza combustibililor fosili, s-a impus identificarea unor surse alternative de energie având ca scop final înlocuirea în timp a energiei convenționale din combustibili fosili. Astfel s-a identificat energia produsă din surse regenerabile ca soluție alternativă la energia convențională, care nu poluează și poate contribui activ la angajamentele Uniunii Europene de reducere a gazelor cu efect de seră. Aplicarea unei strategii pentru valorificarea potențialului surselor regenerabile se înscrie în ținta de dezvoltării energetice pe termen mediu a României prin promovarea investițiilor în capacități noi de producție a energiei electrice, cu emisii reduse de carbon.

Prin aderarea Uniunii Europene la Acordul de la Paris și prin publicarea Strategiei Uniunii Energetice, Uniunea Europeană dorește să conducă tranziția energetică la nivel mondial, prin aplicare de politici și strategii energetice pentru îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice și care are ca scop final furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană.

Politicile României pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră reprezintă un element esențial în limitarea efectelor schimbărilor climatice asupra mediului, economiei și societății. Astfel prin Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021- 2030 (PNIESC), România dorește dezvoltarea unor noi capacități energetice din surse regenerabile pentru a ajunge la ținta de 30,7% energii regenerabile în mixul energetic național.

Dezvoltarea de capacități noi de producere a energiei electrice până în 2030 este importantă pentru România în principal datorită contextului actual al sistemului energetic național, în care circa 80% din grupurile termoelectrice existente au durata de viață normală depășită, dar și din perspectiva faptului că sectorul energetic genera peste 66% din emisiile GES înregistrate la nivel național în anul 2017 (exclusiv LULUCF – Exploatarea Terenurilor, Schimbarea Destinației Terenurilor și Silvicultură).

Prin PNIESC pentru decarbonare a sistemului energetic (dimensiune principală Decarbonare – emisiile și absorbțiile GES și Securitatea Energetică) se prevăd următoarele măsuri principale :

- promovarea investițiilor în capacități noi de producție a energiei electrice, cu emisii reduse de carbon: înlocuirea capacităților existente de producție a energiei electrice din surse convenționale cu cele cu emisii reduse de carbon ce va avea ca efect și promovarea în continuare a resurselor regenerabile în producerea energiei electrice (de exemplu resursa solară).
- o parte din veniturile aferente Mecanismului EU-ETS (Fondul de Modernizare), dar și din Fondurile Structurale aferente noului Cadru Financiar Multianual 2021-2027 și ale mecanismului Just Transition vor fi angajate pentru co-finanțarea proiectelor SRE, sau crearea unor instrumente financiare pentru

garantarea creditelor utilizate în realizarea acestor proiecte, care vor contribui la realizarea țintei pentru 2030.

- încurajarea dezvoltării capacităților de stocare a energiei, prin dezvoltarea de capacități de stocare a energiei electrice pentru integrarea SRE în SEN, având în vedere caracterul intermitent/variabil al acestora.

Astfel dezvoltarea unui nou parc fotovoltaic contribuie la îndeplinirea țăntelor angajate de Romania pentru anul 2030. De asemenea orice proiect nou din surse nepoluante are ca beneficiu reducerea amprente de carbon. Pe lângă această avantaj predominant al parcurilor fotovoltaice, decizia de investiție a avut în vedere următoarele avantaje ale acestora:

- costurile de investiție competitive având în vedere inovațiile tehnologice și competitivitatea din domeniul echipamentelor componente ale unui parc fotovoltaic, comparativ spre exemplu cu investițiile în centrale eoliene din perspectiva costurilor de investiție (RON/kW instalat).
- costuri reduse (materiale și de personal) de întreținere pe perioada de operare a parcului fotovoltaic.
- costuri reduse de scoatere din funcțiune, având în vedere ca echipamentele și sistemele componente pot fi aproape integral reciclate.
- prioritate pentru transportul și distribuția energiei electrice provenite din resurse regenerabile în SEN.
- impact redus asupra terenului, prin capacitatea acestuia de fi reînstituit la starea inițială după finalizarea lucrărilor de construcție și după scoaterea din funcțiune a parcului.
- impactul redus asupra mediului, investițiile în parcuri fotovoltaice nu afectează semnificativ flora și fauna din zona de implementare, calitatea biodiversității putând reveni la parametrii inițiali după încetarea lucrărilor de construcție, nefiind afectată capacitatea de reziliență a acestora.
- potențialul solar ridicat, în România fiind de aproximativ 210 de zile însorite pe an și o capacitate anual de energie solară între 1.000 kWh/m<sup>2</sup>/an și 1.400 kWh/m<sup>2</sup>/an.
- posibilitatea de captare a surplusului de energie în sisteme de stocare cu baterii, prin progresul tehnologic înregistrat în acest domeniu, asigurând astfel furnizarea de servicii tehnologice de sistem contribuind și acoperire de dezechilibre de prognoză.

Terenul propus pentru implementarea investiției este încadrat la categoria de folosință „curți – construcții”, în prezent fiind liber de construcții. Implementarea parcului fotovoltaic va conduce la valorificarea economică a acestuia dar și către un impact pozitiv asupra mediului social și economic al unității administrativ-teritoriale în care urmează sa fie implementat (dezvoltarea socială a comunității locale prin formarea temporară a unor noi locuri de muncă, stimularea dezvoltării profesionale a comunității, dar și contribuțiile financiare directe/indirecte la bugetul local al unității administrativ-teritoriale).

Având în vedere avantajele energiei solare, impactul pozitiv al unei astfel de investiții asupra comunității locale, cât și contextul energetic național și european, s-a luat decizia ca o astfel de investiție este oportună, fezabilă tehnic și eficientă economic.

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

Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC) prevede că România dorește ca până în anul 2030 să atingă ținta de 30,7% energii regenerabile în mixul energetic național. Conform acestui Plan, proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților SRE de până la aprox. 6,9 GW. De asemenea, în orizontul anului 2050, conform planului strategiei energetice a României, 2020-2030 se estimează necesitatea de a asigura echilibrarea pentru cca. 15 GW instalați în centrale eoliene și fotovoltaice.

În acest context, punerea în funcțiune a noului parc fotovoltaic se înscrie în tendințele actuale de extindere a parcului energetic cu capacități de producere a energiei din surse regenerabile (SRE), contribuind la atingerea țintei propuse prin PNIESC pentru România.

## **2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice**

**Obiectivul general al proiectului constă în realizarea unui parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ și cu instalarea unei capacități de stocare de 0.6MWh.**

**Obiectivele specifice ale proiectului propus:**

- Producția de energie electrică de cca **2505,10 MWh** pe an (valoare medie pe durata de exploatare de 20 de ani).
- reducerea gazelor cu efect de seră: scăderea anuală estimată a gazelor cu efect de seră prin dizlocarea din piața serviciilor de sistem a participanților cu sisteme bazate pe surse convenționale de energie (motoare staționare pe gaz, sau grupuri energetice pe cărbune) cu circa **1,532,87 tone de CO<sub>2</sub>/an**.
- Obținerea unui ajutor de stat în cuantum de **168,000 Euro/ MW(curent alternativ) instalat**.

**Prin implementarea investiției, aceasta va contribui la:**

- diversificare a portofolului de servicii al Investitorului prin extinderea capacității de generare energie electrică din surse regenerabile.
- va contribui la protecția mediului, îmbunătățirea mediului de afaceri, dezvoltarea economică și socială a zonei.
- atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile

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

Scenariile propuse în studiu, în contextul analizei cost-beneficiu, sunt următoarele:

Scenariul 1 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalata în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalatie de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalata de 0.6MWh.

Scenariul 2 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalata în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), fara instalatie de stocare.

Având în vedere impactul asupra mediului, emisii de dioxid de carbon și evoluția schimbărilor climatice, se recomandă implementarea investiției în varianta constructivă detaliată în Scenariul 1.

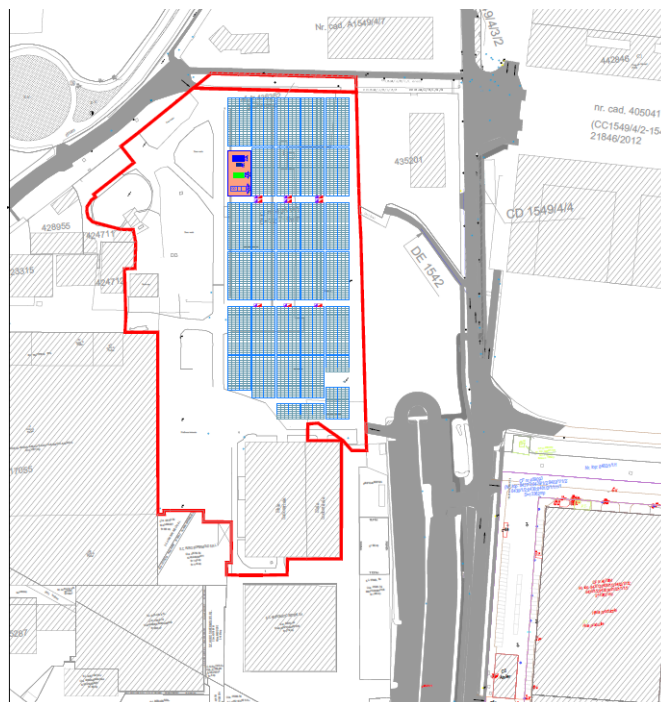
În următoarele capitole sunt prezentate aspectele relevante pentru cele două variante constructive de realizare a investiției.

#### 3.1. Particularități ale amplasamentului

##### 3.1.1 Descrierea amplasamentului

Amplasamentului investitiei este în MUNICIPIUL TIMIȘOARA, BULEVARDUL INDUSTRIEI, NR. 2, JUDEȚUL TIMIȘ. Suprafața totală a terenului pe care se va realiza investitia este de 33.147 m.p., teren imprejmuit, fiind identificat cu numarul cadastral 449486.

Pe suprafata acestuia se afla mai multe corpuri de cladire. Amplasarea parcului se face conform planului de situație atașat.



**Suprafața ocupată de centrala electrică fotovoltaică este de 12670mp, din care 352mp sunt ocupați de instalația de stocare și postul de transformare propus pentru centrala electrică fotovoltaică.**

**SC BEGA TEHNOMET SA** detine dreptul de proprietate asupra terenului pe care se realizeaza investitia.

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

Proiectul urmează a se realiza în municipiul Timisoara, incinta Platformei Industriale, Bulevardul Industriei, Nr. 2, Municipiul Timisoara, Jud. Timis, aflată în proprietatea SC BEGA TEHNOMET SA .

Terenul pe care se propune amplasarea parcului fotovoltaic cu stocare face parte din CF nr 449486, este intravilan, avand o suprafață de 33.147 m.p.

Regimul economic al terenului:

- Terenul este intravilan si are funcțiunea de curți construcții;

Căi de acces public – terenul are acces din zonele publice, accesul la parcul fotovoltaic propus facandu-se din Bulevardul Industriei;

Coordonatele geografice ale parcului fotovoltaic sunt 45.734247 Lat N si 21.264204 Lat E.

Relații cu zonele învecinate

- la Nord : teren cu CF 436362 distanta minima 4m pana la limita de proprietate, Bulevardul Industriei distanta minima 20m, Cladiri de productie si servicii distanta minima 20m;
- la Vest : Centru Comercial distanta minima 20m;
- la Sud : Centru Comercial, Cladiri de productie distanta minima 13m;
- la Est : Cladiri de productie distanta minima 34m;





Incadrare proiect : Zona si amplasamentul investitiei



Incadrare proiect : Amplasare in incinta

Amplasarea panourilor fotovoltaice se va realiza pe aproximativ 37% din suprafata parcelei de teren cu CF 449486 si este amplasat in partea de Nord -Est a parcelei.

### 3.1.3 Date climatice si particularitati ale de relief

Romania, datorita pozitiei sale geografice si conditiilor sale climatice, dispune de un potential valoros pentru valorificarea energiei solare. Acestea influenteaza intensitatea radiatiei solare pe teritoriul tarii, oferind astfel o oportunitate semnificativa pentru dezvoltarea de proiecte de energie regenerabila.

In regiuni precum Litoralul Marii Negre, Dobrogea si majoritatea zonelor din sudul tarii, fluxul energetic solar anual ajunge la valori intre 1450 – 1600 kwh/mp/an, incurajand astfel dezvoltarea proiectelor de panouri solare. In restul regiunilor tarii, fluxul energetic solar mediu depaseste 1250 – 1350 kwh/mp/an, ceea ce este inca o valoare notabila.

Daca ne uitam la distributia geografica a potentialului energetic solar in Romania, observam ca peste 50% din teritoriul tarii ofera un flux anual de radiatie solara medie ce variaza intre 1000 – 1500 kwh/mp. Radiatia solara atinge valori maxime in luna iunie si valori minime in luna februarie, oferind astfel o sursa de energie relativ constanta pe tot parcursul anului.

Cantitatea medie de energie solara primita in Romania, in plan orizontal, este estimata la circa 1100 kwh/mp/an. Acesta este potentialul energetic solar al Romaniei, o resursa valoroasa si inca insuficient valorificata.



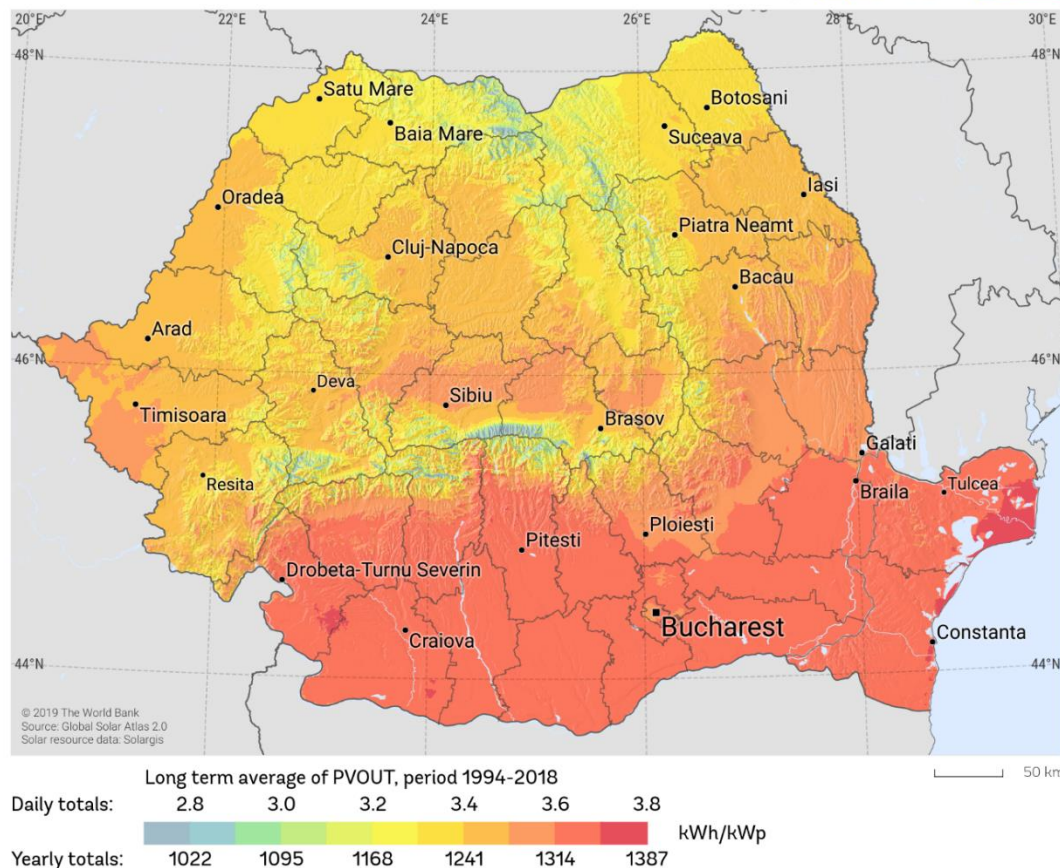
## SOLAR RESOURCE MAP

### PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL ROMANIA



ESMAP

SOLARGIS



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Timișoara se încadrează în climatul temperat continental moderat, caracteristic părții de sud-est a Depresiunii Panonice, cu influențe submediteraneene. Trăsăturile sale generale sunt marcate de diversitatea și neregularitatea proceselor atmosferice. Masele de aer dominante, în timpul primăverii și verii, sunt cele temperate, de proveniență oceanică, care aduc precipitații semnificative. În mod frecvent, chiar în timpul iernii, sosesc dinspre Atlantic mase de aer umed, aducând ploi și zăpezi însemnate. Din septembrie până în februarie se manifestă frecvente pătrunderi ale maselor de aer polar continental, venind dinspre est. Cu toate acestea, în Banat se resimte puternic și influența ciclonilor și maselor de aer cald dinspre Marea Adriatică și Marea Mediterană, care iarna generează dezgheț complet, iar vara impun perioade de căldură toridă.

Temperatura medie anuală este de 10,6°C, luna cea mai caldă fiind iulie (21,1°C), rezultând o amplitudine termică medie de 22,7°C, sub cea a Câmpiei Române, ceea ce atestă influența maselor de aer oceanic. Din punct de vedere practic, numărul zilelor cu temperaturi favorabile dezvoltării optime a culturilor, adică cele care au medii de peste 15°C, este de 143/an, cuprinse între 7 mai și 26 septembrie.

Aflându-se predominant sub influența maselor de aer maritim dinspre nord-vest, Timișoara primește o cantitate de precipitații mai mare decât orașele din Câmpia Română. Media anuală, de 592 mm, este realizată îndeosebi ca urmare a precipitațiilor bogate din lunile mai, iunie, iulie (34,4% din totalul anual) și a celor din lunile noiembrie și decembrie, când se înregistrează un maxim secundar, reflex al influențelor climatice submediteraneene. În perioada propice culturilor agricole, cad aproape 80% din precipitații, ceea ce constituie o condiție favorabilă dezvoltării plantelor de cultură autohtonă.

Distanțele fata de vecinitati sunt :

- La Nord : Bulevardul Industriei – Cladiri de productie si servicii – Distanța de cca 25m;
- La Vest : Centru Comercial – Distanța de cca 40ml;
- La Sud : Centru Comercial, Cladiri de productie – Cca 23m;
- La Est : Cladiri de productie – Cca 35m;

#### 3.1.4 Interferenta cu retele edilitare existente

Alimentarea cu apă – branșament existent la rețeaua Aquatim.

Evacuarea apelor uzate – branșament existent la rețeaua Aquatim.

Rețeaua de alimentare cu energie electrică – In zona exista rețelele de medie tensiune aflate in gestiunea distribuitorului local de energie electrica, linii la care se va bransa si centrala electrica fotovoltaica propusa.

Asigurarea apei tehnologice, dacă este cazul – nu este cazul.

Asigurarea agentului termic – Clădirile existente sunt asigurate cu agent termic. Nu se modifică branșamentele noi.

#### 3.1.5 Surse de poluare existente in zona

Amplasamentul terenului pe care se dorește realizarea investitiei se afla intr-o zona cu poluare constantă specifică profilului zonei industriale.

#### 3.1.6 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

Studiul geotehnic a fost elaborat conform normativelor în vigoare, de către S.C. CARA S.R.L., conform contractului nr.399 / 12.06.2024.

Conform Codului de proiectare seismică P 100/1-2013, accelerația terenului pentru proiectare (pentru componenta orizontală a mișcării terenului) este  $a_g = 0,15$  g, iar perioada de colț este  $T_c = 0,70$  sec.

#### 9.1.7 Date geologice generale

Stratificația terenului este următoarea:

Nr. Crt.	Sondaj	Structura rutieră	Natura terenului de fundare						
			$I_c / I_0$ [-]	Pietriș [%]	Nisip [%]	Praf [%]	Argilă [%]	Tipul pământului	$E_p$ [MPa]
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Forajul F 1	10 cm - Sol vegetal 40 cm - Umplutură de pământ cu resturi materiale de construcții 100 cm - Argilă nisipoasă, maroniu gălbui, vârtosă 50 cm - Nisip mijlociu și fin, maroniu gri În jos - Nisip prăfos, maroniu gri	0.99	Argilă nisipoasă				P5	70
					25	41	34		
2.	Forajul F 2	50 cm - Sol vegetal cu intercalații de umplutură 110 cm - Argilă nisipoasă, maroniu gri, tare În jos - Nisip prăfos, maroniu gri	1.14	Argilă nisipoasă				P5	70
					38	36	26		

Apa subterană a fost interceptată la cota de -2,10 m.

Ținând cont de adâncimea de îngheț, cota de fundare minimă recomandată este  $D_f = -0,90$  m de la suprafața terenului sistematizat.

$P_{conv} = 285,0$  Kpa.

### 3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic – **Scenariul 1**

În cele ce urmează este descris din punct de vedere tehnic și funcțional scenariul 1 propus, și anume: Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh.

Descrierea tehnologică :

Scenariul 1 propune construirea unui parc fotovoltaic cu o instalație de stocare integrată pentru asigurarea dezechilibrelor cât mai mici între puterea notificată și puterea produsă. Datele tehnice și componenta centralei în scenariul 1 este următoarea :

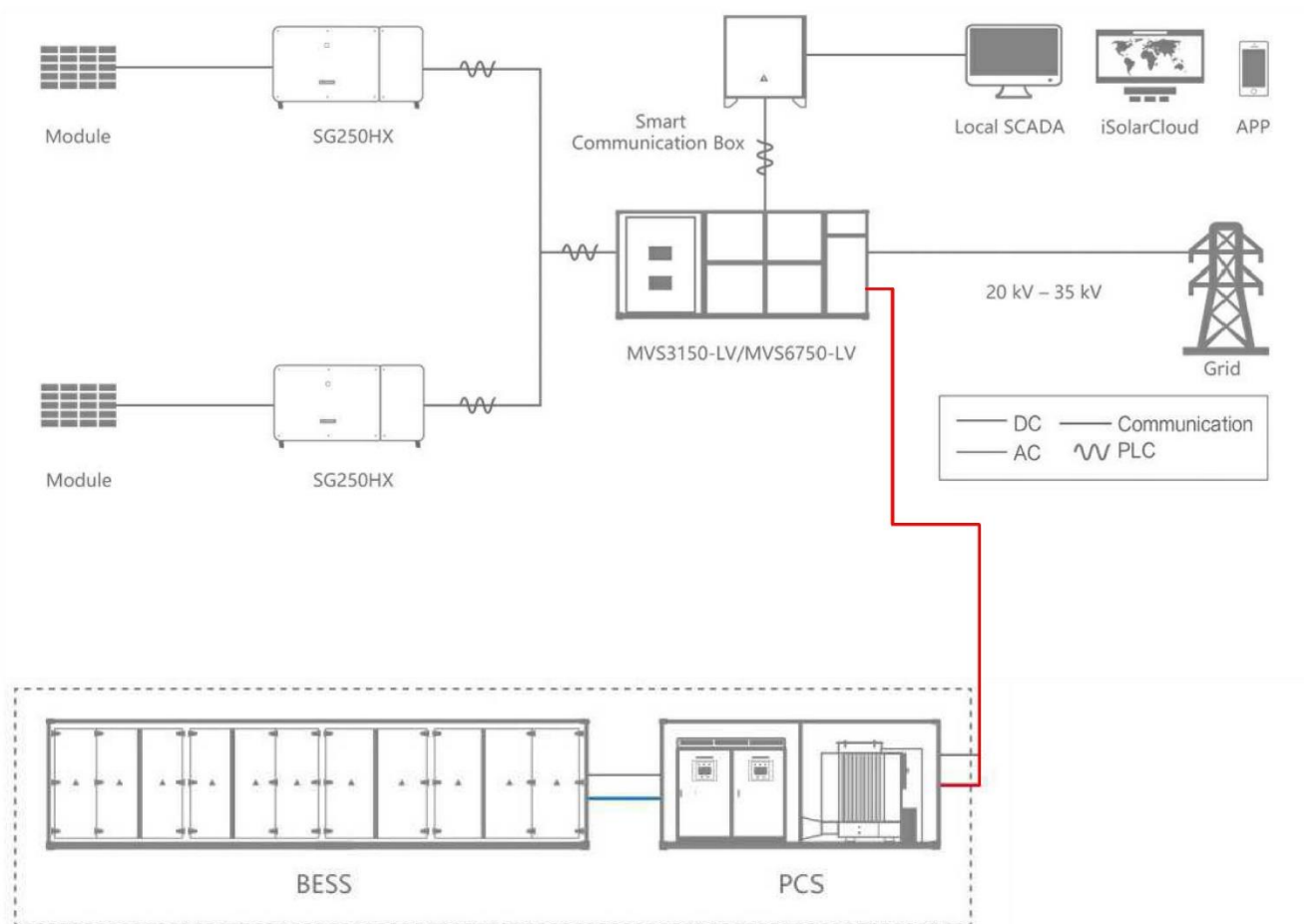
- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuală -0.4%;
- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficiența EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalică în „camp”;
- Post de transformare cu izolație în ulei, 0.8/20kV, 2500kVA, instalat în anvelopă prefabricată;
- Structura metalică de oțel zincat, orientare E-V, unghi de înclinare 15°;
- Instalație de stocare prefabricată, E=0.6MWh, P=0.6MW, cu baterii LiFePO<sub>4</sub>, cu invertor integrat, 3x200kW, U=0.4kV în container prefabricat, 058x2,438x2,591mm;

Datele energetice pentru Scenariul 1 sunt următoarele :

- Putere instalată în curent continuu : 2505.6kWp;
- Putere instalată în curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maximă ce poate fi evacuată : 2250kVA;

- Numar panouri fotovoltaice : 4176 buc;
- Instalatie de stocare 600kWh;

Schema functionala de principiu pentru scenariul 1 este reprezentata mai jos. Schema detaliata este prezentata in partea desenata a proiectului.



## Descriere tehnologica Scenariul 1

In cele ce urmeaza se descriu in detaliu componentele tehnice care fac parte din scenariul 1, inclusiv regimurile de functionare.

### Panourile fotovoltaice

În 1839 Alexandre Edmond Becquerel a descoperit că o baterie expusă la soare produce mai mult curent electric decât una neexpusă. Pentru acest experiment a măsurat diferența de potențial dintre doi electrozi de platină situați unul pe fața luminată și celălalt pe fața umbrită a recipientului și scufundați într-o baie de soluție chimică

acidă . Când a expus această construcție la soare a observat trecerea unui curent printre electrozi. Așa a descoperit efectul fotoelectric pe care însă nu îl putea explica încă.

Mărirea conductivității seleniului a fost demonstrată în 1873. Zece ani mai târziu a fost confecționat prima celulă fotoelectrică “clasică”. După încă zece ani în 1893 a fost confecționat prima celulă solară care producea electricitate. În 1904 fizicianul german Philipp Lenard a descoperit că lumina incidentă pe anumite suprafețe metalice eliberează electroni din suprafața acestuia și astfel a oferit prima explicație referitoare la efectul fotoelectric. Totuși el nu știa încă de ce și la care metale se produce acest efect. Cu toate acestea pentru această descoperire el a obținut premiul Nobel pentru fizică în anul 1905.

Rezolvarea problemei a venit de la Albert Einstein în 1905 când cu ajutorul teoriei cuantice a explicat dualitatea luminii ea fiind prezentă în același timp și ca particulă și ca undă. Până atunci se credea că lumina este doar energie cu diferite lungimi de undă. Einstein în experimentele sale a constatat că lumina în unele situații se comportă ca o particulă, și că energia fiecărei particule sau foton depinde doar de lungimea de undă. El a descris lumina ca o serie de gloanțe ce ating suprafața materialului. Dacă aceste gloanțe au suficientă energie, un electron liber din metalul atins de foton se va elibera din structura acestuia.

Totodată a constatat că energia cinetică maximă a electronului este independentă de intensitatea luminii și depinde doar de energia fotonului care l-a eliberat. Această energie depinde totodată numai de lungimea de undă respectiv frecvența luminii. Pentru lucrările sale privind fenomenul fotovoltaic, a obținut premiul Nobel pentru fizică în anul 1921. Descoperirea în anul 1949 a joncțiunii p-n de către William B. Shockley, Walther H. Brattain și John Bardeen a fost încă un pas mare în direcția celulelor. După această descoperire fabricării celulei solare în forma cunoscută astăzi nu îi mai sta nimic în cale. Fabricarea primei celule solare în 1954 în laboratoarele firmei americane Bell se datorează totuși unei întâmplări fericite. Angajații firmei sub conducerea lui Morton Price au observat când cercetau un redresor cu siliciu, că acesta producea mai mult curent când era expus la soare.

Ca urmare firma Bell prin contribuția domnilor Chapin, Fuller și Pearson a dezvoltat în 1953 primele celule solare din siliciu impurificate cu arsen dar care aveau un randament de doar 4 % care a fost mărit la 6 % prin schimbarea impurificării. În 1958 au fost testate celule solare pentru prima dată pe sateliul Vanguard 1 dotat cu un panou solar având 108 celule solare pe bază de siliciu. Rezultatele obținute au fost peste așteptări – până în ziua de azi sondele spațiale până dincolo de marte sunt alimentate cu curent produs de celulele solare, iar în anul 2011 se va lansa sonda spațială Juno care va fi prima sondă spațială spre Jupiter alimentată cu curent produs de celule solare. S-au atins în spațiu randamente de până la 10,5 %. Aceste rezultate nu se puteau realiza pe pământ și datorită condițiilor diferite din spațiu unde nu se regăsește ritmul zi-noapte și lumina naturală nu este absorbită parțial de atmosferă și nori, totodată radiațiile cosmice conduc la o îmbătrânire mai rapidă a celulelor solare decât pe pământ.

De aceea industria și cercetarea încearcă obținerea unor randamente tot mai mari în paralel cu prelungirea duratei de viață. Randamentul teoretic pentru celule solare pe bază de siliciu se consideră a fi de 29 % pentru condițiile de irradiație pe spectrul din zona de mijloc. Mandelkorn și Lamneck au mărit durata de viață a celulelor solare în 1972 printr-o reflectare a purtătorilor de sarcină minoritari după ce au introdus un strat numit black surfaces field (BSF) în stratul impurificat “p”. În 1973 Lindmayer și Ellison au confecționat așa numita celulă mov ce avea un randament de 14 %.

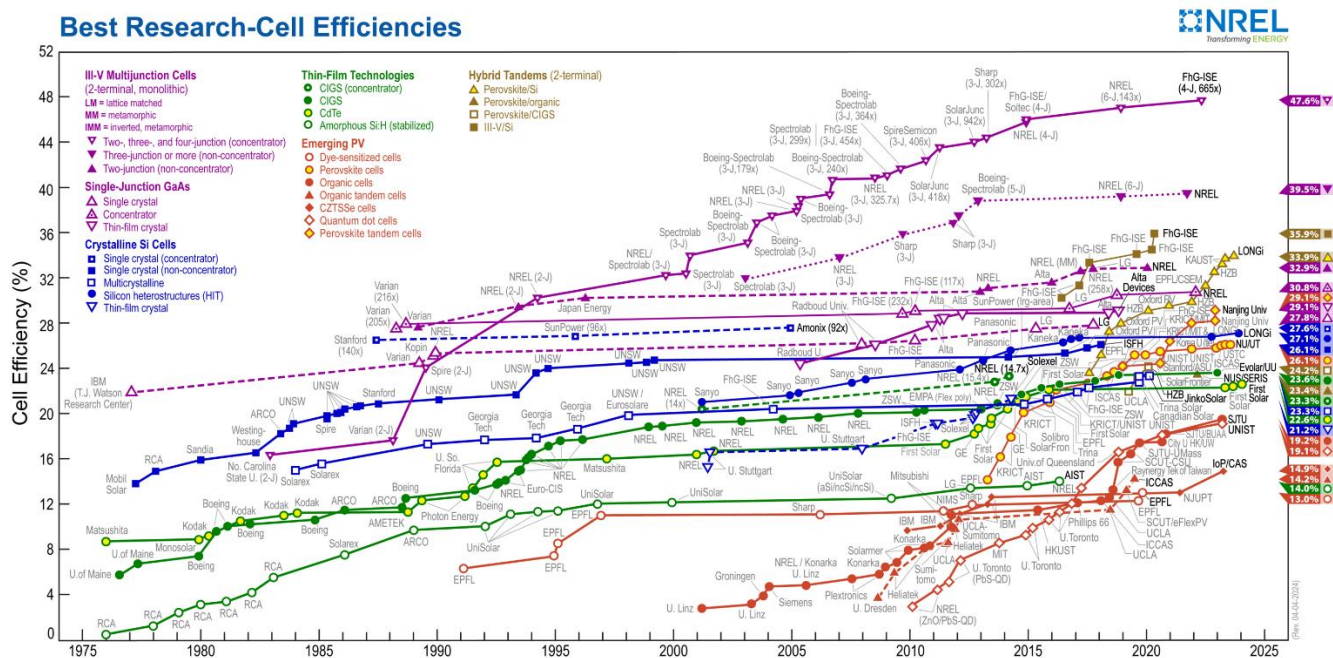
Prin reducerea reflexiei în 1975 s-a mărit randamentul la 16 %. Aceste celule s-au numit celule CNR (Comsat Non Reflection; Comsat = Telefonsatelit ) și au fost concepute pentru sateliți Criza de la începutul anilor 70 a condus la creșterea prețurilor produselor petroliere având ca rezultat creșterea prețului energiei. Acest lucru a impulsat cercetările în domeniul celulelor solare. În 1980 s-a început organizarea de concursuri de automobile acționate cu energie electrică obținută de la module solare. În 1981 un avion acționat de energie solară a traversat Canalul Mânecii. Între timp Green precum și specialiștii de la Universitatea Stanford și cei de la Telefunken au dezvoltat celulele solare cu un randament mult mai mare.



O celulă solară este compusa din două sau mai multe straturi de material semiconductor, cel mai întâlnit fiind siliciul. Aceste straturi au o grosime cuprinsă între 0,001 și 0,2 mm și sunt dopate cu anumite elemente chimice pentru a forma joncțiuni „p” și „n”. Această structură e similară cu a unei diode.

Când stratul de siliciu este expus la lumină se va produce o „agitație” a electronilor din material și va fi generat un curent electric. Celulele, numite și celule fotovoltaice, au de obicei o suprafață foarte mică și curentul generat de o singură celulă este mic dar combinații serie, paralel ale acestor celule pot produce curenți suficient de mari pentru a putea fi utilizați în practică. Pentru aceasta, celulele sunt încapsulate în panouri care le oferă rezistență mecanică și la intemperii.

Clasificarea celulelor in functie de eficienta :



Date fiind datele cu privire la eficienta celulelor, pentru proiectul studiat se vor alege panouri fotovoltaice cu celule de siliciu cristalin, de tip monocristalin.

Datele tehnice ale panourilor fotovoltaice sunt :

- Celule panouri fotovoltaice : **N-type HJT** (Heterojunction solar cells)
- Dimensiuni : 2278x1134x30mm;
- Putere nominala : 600W;
- Tensiune nominala : 43.9V;
- Curent nominal : 13.68A;
- Tensiune de mers in gol : 53V;
- Curent de scurtcircuit : 14.18A;
- Eficienta : 23.2%;
- Temperatua de functionare : -40°C ~ +85°C;
- Greutate : 27.6kg;

## **Invertoarele**

Invertorul solar este una dintre cele mai importante componente ale sistemului solar fotovoltaic. Este o componentă care convertește curentul continuu DC (generat de panourile solare) în curent alternativ AC, pe care rețelele de electricitate îl folosesc. În curentul DC, electricitatea este menținută la voltaj constant într-o singură direcție. În curentul AC, electricitatea circulă în ambele direcții în circuit, voltajul trecând de la pozitiv la negativ. Invertoarele reprezintă doar un exemplu de dispozitive denumite dispozitive electronice de energie, care reglează fluxul energiei electrice.

În mod fundamental, un invertor reușește să realizeze conversia din DC în AC prin schimbarea direcției intrării DC înainte și înapoi extrem de rapid. Prin urmare, intrarea DC devine o ieșire AC. În plus, filtrele și alte dispozitive electronice pot fi folosite pentru a produce voltaj care variază ca o undă sinusoidală curată, repetitivă ce poate fi injectată în rețeaua de energie. Unda sinusoidală este o formă sau un pattern pe care voltajul îl realizează în timp și este patternul pe care o rețea îl poate realiza fără să altereze echipamentul electric, care este realizat pentru opera la anumite frecvențe și voltaje.

Invertoarele solare pot fi clasificate în patru categorii, și anume :

- Invertoare de tip „stand alone”, utilizate în sistemele de alimentare de sine stătătoare în care invertorul își extrage energia DC din bateriile încărcate de rețele fotovoltaice. Multe invertoare de sine stătătoare încorporează și încărcătoare de baterie integrate pentru a reumple bateria de la o sursă de curent alternativ, atunci când este disponibilă. În mod normal, acestea nu interacționează în niciun fel cu rețeaua de utilități și, ca atare, nu trebuie să aibă protecție anti-insulare.
- Invertoare „grid-tied”, care potrivesc faza cu o undă sinusoidală furnizată de utilitate. Invertoarele Grid-Tied sunt proiectate pentru a se opri automat la pierderea alimentării cu utilități, din motive de siguranță. Ele nu oferă continuitatea alimentării cu energie electrică în timpul întreruperii.
- Invertoarele de rezervă cu baterii sunt invertoare speciale care sunt concepute pentru a extrage energie dintr-o baterie, a gestiona încărcarea bateriei printr-un încărcător integrat și a exporta excesul de energie către rețeaua de utilități. Aceste invertoare sunt capabile să furnizeze energie de curent alternativ sarcinilor selectate în timpul unei întreruperi de utilități și cu integrată protecție anti-insulare.
- Invertoarele hibride inteligente gestionează rețeaua fotovoltaică, stocarea bateriei și rețeaua de utilități, care sunt toate cuplate direct la unitate. Aceste sisteme all-in-one sunt de obicei extrem de versatile și pot fi utilizate pentru aplicații grid-tie, autonome sau de rezervă, dar funcția lor principală este autoconsumul cu utilizarea stocării.

Având în vedere specificul proiectului, respectiv o centrala fotovoltaică de tip On Grid, se propune instalarea de invertoare descentralizate, de sir, instalate în câmp. Parametrii invertoarelor propuse sunt :

- Tip invertor : Descentralizat;
- Tensiune de intrare maximă : 1500Vcc;
- Gama de tensiune de intrare : 500-1500Vcc;
- Număr de intrări MPPT : 12 buc x 30A;
- Putere nominală AC : 250kVA (250kW –  $\cos\Phi = 1$ );
- Curent nominal = 180.5A;
- Tensiune ieșire : 800A;
- Frecvență : 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz;

- Eficienta europeana : 98.8%;
- Dimensiuni : 1051 \* 660 \* 363 mm;
- Greutate : 99kg;
- Grad de protectie IP66;
- Functii legare la retea : Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control;
- Standarde : IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013;

### **Structura de rezistenta a panourilor fotovoltaice**

Lucrarile de constructii a Parcului pentru producerea energiei electrice fotovoltaice in vor incepe cu lucrari in vederea nivelarii terenului. Pentru a obtine un randament cat mai bun in productia de energie a sistemului fotovoltaic trebuie indepartate orice obstacole care pot duce la umbrirea panourilor de catre formele de relief existente sau umbririle panourile intre ele daca terenul are inclinatie nordica. In acest sens in prima faza se va decoperta solul fertil folosindu-se utilaje gen buldozer care vor impinge acest strat deoparte astfel incat dupa incheierea lucrarilor de nivelare sa se poata reface stratul de sol fertil. Refacerea solului fertil si insamantarea terenului cu iarba are un rol deosebit de important in combaterea prafului si supraincalzirii inverteoarelor. Coeficientul albedo de 0.2 a fost ales in calcularea productiei de energie electrica fotovoltaica considerandu-se ca suprafata terenului ocupata de panourile fotovoltaice este acoperita cu iarba. In acelasi timp acest strat vegetal va trebui sa fie intretinut periodic pentru a impiedica efectul de umbrire in cazul cresterii excesive a vegetatiei. Acest lucru se va face prin introducerea periodic pe terenul parcului fotovoltaic a turmelor de oi.

Dupa lucrarile de nivelare incep lucrarile de imprejmuire, asigurare a utilitatilor (curent electric)-iluminat, amplasarea corpurilor administrative (containerelor prefabricate) si stabilirea pozitiilor componentelor sistemului fotovoltaic.

Lucrarile de constructii pentru sistemul fotovoltaic sunt: montarea suportilor metalici ai panourilor, panourile fotovoltaice, inverteoarele, liniile electrice de joasa tensiune, posturile de transformare si liniile de medie tensiune care transporta energia electrica produsa spre punctul de conectare la SEN si realizarea instalatiilor pentru conectarea la retea pana la punctul de delimitare dintre instalatiile beneficiarului si instalatiile operatorului de retea din zona.

Structura de rezistență pentru **parcul fotovoltaic** a fost proiectată astfel:

Infrastructura alcătuită din:

- picioare din profile metalice de introduse în terenul de fundare prin presare până la cota -1.50 m față de cota CTN (cota terenului natural), realizați din oțel zincat de tip S350 GD+Z275;
- pentru cazurile în care se întâlnește teren de o consistență redusă se va realiza un blocaj din pietriș compactat pentru stabilizarea piciorului de susținere al cadrului metalic
- în cazul unor situații speciale întâlnite pe amplasament se va solicita părerea proiectantului de structură;

Adâncimea de fundare va fi reconfirmată la faza de proiect tehnic pentru execuție de către constructorul selectat pentru implementarea proiectului în urma testelor la smulgere pentru fundamentarea soluției de fundare propuse. Ancorarea piloților se realizează cu ajutorul unor dispozitive hidraulice speciale (echipamente de bătut



piloți), nefiind necesare foraje sau invenții inițiale asupra terenului, fiind necesară doar pichetarea locației pilonilor de susținere a structurilor. În funcție de complexitatea terenului (pantă, denivelări etc.) se poate obține o performanță de batere / fixare a profilelor în sol de până la 250 profile/zi/echipament.

În cazul puțin probabil în care din diverse motive în timpul execuției pentru unele dintre profilele metalice nu se poate atinge adâncimea de fundare prevăzută în proiect sau nu se poate asigura capacitatea portantă necesară susținerii panourilor, se va adopta prin dispoziție de șantier o soluție de lestarsă a structurii cu bloc de beton.

*Suprastructura de tip Est-Vest alcătuită din:*

- cadre metalice alcătuite din trei stâlpi și o riglă contravântuită dispuse după o direcție și cu travei de 2.50-4.00 m;
- rigle din profile de oțel de tip C140x2.0;
- pane din profile de oțel de tip  $\Omega$ 100x2.0;
- panouri fotovoltaice dreptunghiulare.

*Suprastructura va fi orientată spre EST-VEST și va fi realizată din cadre metalice alcătuite din trei stâlpi cu secțiunea de C140x5.0 și o riglă C140x2.0 îmbinate prin intermediul șuruburilor. Îmbinarea dintre stâlpi și rigle se va realiza articulat, prin intermediul a 2 șuruburi M12 gr. 8.8 dispuse conform planșelor de detaliere. Stâlpii cadrelor se vor introduce în terenul de fundare prin presare, la o adâncime de minimum -1.50 m față de cota terenului natural. Stâlpii vor fi realizați dintr-o singură bucată și care va face legătura între stâlpii bătuți în pământ (piloți) și stâlpii pe care se vor monta riglele înclinate ale cadrului metalic. Pe direcția transversală cadrele se vor lega prin intermediul unor pane din aluminiu sau pane de oțel cu secțiunea  $\Omega$ 100x2.0 prinse articulat de riglele cadrelor prin intermediul unor șuruburi M12 gr. 8.8. Panourile fotovoltaice vor rezema pe paneele din oțel. Atât stâlpii cât și riglele cadrelor se vor realiza din oțel structural S350 Z275 G+D.*

Asigurarea stabilității cadrului se va realiza prin intermediul unor contrafișe din profile metalice de tip țevă rectangulară cu dimensiunile de 40x40x2.5 mm. Prinderea contrafișelor metalice de riglă și de stâlp se va realiza prin intermediul unei piese metalice de tip U prinsă cu șuruburi de riglă/stâlp, respectiv de contrafișe, conform detaliilor de execuție din partea desenată. Contrafișele se vor realiza din profile laminate la rece din oțel structural S350 Z275 G+D. Unghiul de înclinare al panourilor față de planul terenului va fi de 15°.

### **Posturi de transformare**

Racordarea la rețeaua distribuitorului local se va face la nivelul de tensiune de 20kV. Pentru conectarea invertoarelor la rețea se vor prevedea posturi de transformare în anvelopa de beton prefabricată, cu fundație supraterană, echipată cu transformatoare cu următoarele specificații tehnice :

- Putere aparentă : 2500kVA;
- Izolație în ulei;
- Raport de transformare 0.8/20kV;
- Temperatura de funcționare -25°C ~ 60°C;

- Instalatie de monitorizare inclusa;

### Instalatia de stocare

Se propune realizarea unui sistem de stocare a energiei electrice in baterii de compozitie chimica LiFePO4 compus dintr-un container de baterii, avand o capacitate instalata de 600kWh. Pentru preluarea energiei stocate de baterii sub forma de curent continuu (CC) si transformarea ei in energie electrica alternativa (CA) compatibila cu reseaua electrica in care se face debitarea energiei se propun 3 invertoare bi-directionale de 200 kW cu rol de transformare a energiei din curent continuu in curent alternativ si invers. Invertoarele se conecteaza la un post de transformare ridicatoare de tensiune, ce va ajuta la conectarea punctului de conexiune pentru furnizarea energiei stocate.

Datele tehnice pentru echipamentele instalatiei de stocare sunt urmatoarele :

#### Sistem de baterii containerizat :

Compozitie chimica	LiFePO4
Rata nominala de eficienta energetica	600 kWh / container
Interval tensiune nominala	990- 1500 (V)
Dimensiuni modul	1400 x 2400 x 2500 (mm)
Numar total module	1
Grad de protectie container	IP55
Gestionare termica	HVAC

#### Tablou de distributie (DCBOX)

Tensiune maximă	1500(V)
Tensiune maximă	1250(V)
Current maxim intrare baterii stocare	1.500(A)
Current maxim intrare invertoare	1.200(A)
Temperatura de operare	-25 / +60(°C)
Dimensiuni	2000 x 900 x 300 (mm)
Numar total tablouri	1

#### Invertor bidirectional 200kW

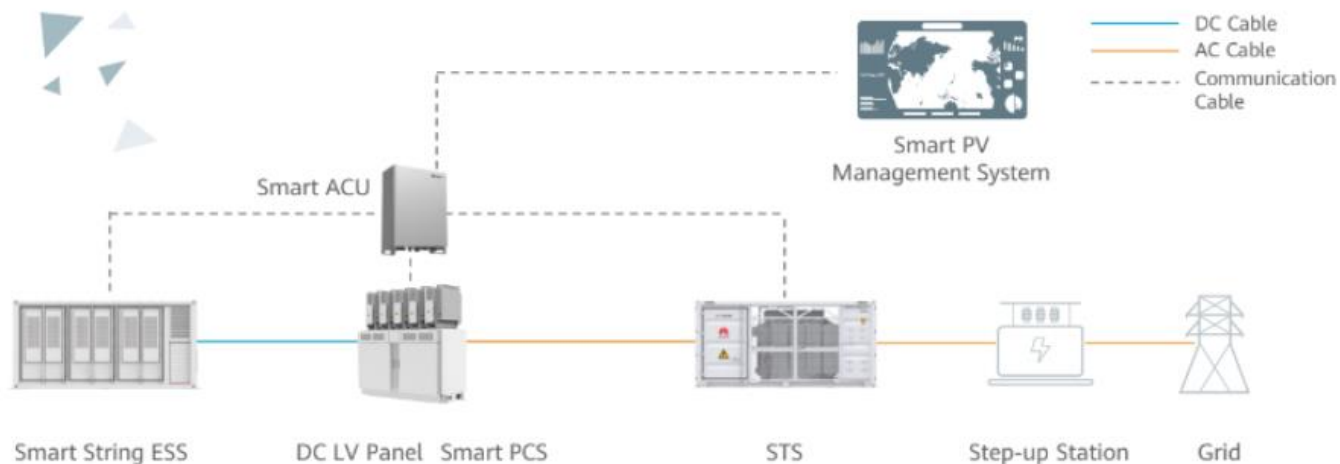
Putere de iesire CA	200 kW @40(°C)
Tensiunea retelei de operare	800(V)
Dimensiuni modul	875 x 820 x 365(mm)
Curent maxim de iesire	173.2A @40(°C)
Numar total invertoare	3
Eficienta maxima:	99%
Eficienta CEC:	99%
Grad de protectie:	IP66

#### Post de transformare instalatie de stocare

Post de transformare containerizat 0,8/10 kV/20 kV	800 kVA
Numar total de posturi de transformare	1

Schema de principiu pentru instalatia de stocare este :

STUDIU DE FEZABILITATE  
PARC FOTOVOLTAIC CU INSTALAȚIE DE STOCARE ELECTROTIMIS



## Tablouri electrice

Tablourile electrice se refera la tabloul general de distributie aferent posturilor de transformare, tablourile secundare aferente invertoarelor si tablourile secundare aferente utilitatilor din incinta, precum si tablourile de automatizare aferente sistemului SCADA. Tablourile electrice se vor executa conform specificatiilor prezentate in schemele desfasurate, respectand gradele de protectie, tipul de cofret precum si specificatiile aparatajelor prezentate. Gradele de protectie impuse pentru tablourile electrice se vor verifica dupa efectuarea legaturilor in cleme/aparate ale cablurilor electrice.

Intrerupatoarele de putere, protectiile magnetotermice precum si sigurantele fuzibile utilizate in sistemul de productie a energiei electrice sunt alese in concordanta cu sistemul de tensiune al iesirii invertoarelor, respectiv 800V AC.

Uzinarea tablourilor electrice se va face conform indicatiilor producatorului, distributia grupelor de aparataj se va face prin bare de cupru, pregaurite si pline, etichetate corespunzator (L1,L2,L3,N,PE). Fiecare tablou electric va avea o rezerva de spatiu de minim 25%.

Tablourile electrice generale aferente posturilor de transformare se vor monta in anvelopa de beton a postului de transformare in compartimentul de JT. Tablourile de distributie aferente invertoarelor si tablourile aferente serviciilor interne se vor monta la capatul randurilor, sustinute de structura de OI-Zn.

## Retele de cabluri

Cablarea in curent continuu dintre panourile fotovoltaice si intrarile invertoarelor se va face prin cabluri solare de curent continuu, izolatie 1500Vcc, temperatura de functionare -40 + 90 degrees Celsius, sectiune de 1x6mm<sup>2</sup>. Pozarea cablurilor de curent continuu se va face pe structura metalica, in spatele panourilor pana in invertoare. Pozarea se face prin elemente de sustinere metalice.

Cablurile montate ingropat in pamant se vor poza sub cota de inghet si se vor poza in tuburi PVC de protectie sau in canale de cabluri prefabricate. Cablurile se vor poza intre doua straturi de nisip de minim 10cm (utili), peste care se va pune o banda avertizoare inscriptionata cu nivelul de tensiune, respectiv 1kV.

Caminele de tragere si vizitare aferente retelelor electrice sunterane se vor realiza din elemente prefabricate, cu elemente de etansare a golurilor si capace de etansare a tuburilor de rezerva. In caminele de tragere se vor eticheta traseele de cabluri precum si cablurile la intrare\iesire.

Legaturile aferente circuitelor electrice se vor realiza in doze de legatura precum si in aparataje daca au prevazute cleme de intrare\iesire pentru conexiuni. Legaturile in dozele de conexiune se vor realiza prin cleme prefabricate de tip push-in. Clemele de legatura vor avea o tensiune nominala de 450V si tensiune de tinere la impuls de 4kV. Este interzisa realizarea legaturilor in tuburile de protectie, in pereti, in tavanul fals sau in tablourile electrice.

### **Instalatii de legare la pamant**

Instalatiile de impamantare si echipotentializari se refera la totalitatea legaturilor la centura de impamantare a tuturor elementelor metalice care pot ajunge accidental sub tensiune.

S-a prevazut un sistem de platbanda de otel zincat de dimensiuni 40x4mm, cu zincare dubla, pentru montaj direct in pamant. La centura principala de impamantare se vor conecta toate modulele metalice pentru montajul panourilor. Echipotentializarea modulelor fotovoltaice se vor face prin ramele metalice ale tablourilor. Fiecare tablou electric secundar de distributie se va lega la centura de impamantare printr-o piesa de separatie.

La centura principala de legare la pamant se va conecta intreaga structura metalica a panourilor prin sudarea platbandei la baza stalpilor.

Fiecare tablou se va lega la impamantare prin conductor MYF galben-verde, de sectiune minima 1/2x conductor de faza.

Fiecare modul de inverter se va lega la centura principala de impamantare prin conductor MYF galben-verde de 70mm<sup>2</sup>, legat in piesa de separatie etansa.

Intregul parc fotovoltaic, inclusiv cabinele tehnice si posturile de transformare se vor lega la acelasi contur de impamantare prin platbanda de Ol-Zn 40x4mm.

Valoarea rezistentei de dispersie pentru priza de pamant trebuie sa fie de maxim 1Ω.

### **Instalatie de monitorizare tip SCADA**

Pentru monitorizarea parcului fotovoltaic se va instala o instalatie pentru centralizarea tuturor parametrilor echipamentelor si ai instalatiilor adiacente.

Instalatiile de tip SCADA se refera la componentele electronice si cablarea dedicata pentru realizarea functiilor de comanda locala si de la distanta si pentru asigurarea interfetei cu sistemele automate de control, dispozitivele de masura si control, distributia si alimentarea cu energie electrica. Sistemul va include toata aparatura de monitorizare, reglare si comanda a fiecarui obiectiv monitorizat.

Sistemul centralizat de control va fi de tip redundant, pentru operarea in condii de fiabilitate si siguranta. Conceptul de redundanta va presupune pastrarea informatiei sau a continuitatii functionarii in cazul defectiunilor unor componente individuale.

Funcitiile generale ale sistemului centralizat de control sunt:

- Afisarea starii sistemului si a tuturor elementelor parcului fotovoltaic;
- Comunicarea si schimbul de date dintre sistemul de automatizare si reseaua de automatizare;
- Achizitia datelor de proces si de stare ale echipamentelor;
- Operare in regim automat si manual;
- Interfata om-masina (HMI);
- Supervizare si monitorizare;

- Gestionarea alarmelor;
- Arhiva cronologica a evenimentelor;
- Comunicarea cu operatorul;
- Supervizarea sistemului;
- Documentarea sistemului;
- Suport pentru activitatea de intretinere.

### Unitate de control (SACU)

Unitatea de control inteligentă (Smart Array Control Unit - SACU) este un cabinet ce cuprinde un dispozitiv de datalogging (SmartLogger3000), modul de extindere dispozitiv datalogging (SmartModule1000A01), comutator Ethernet, cutie de borne și modul de alimentare prin Ethernet (PoE).

Dispozitivul de SmartLogger3000 este dedicat monitorizării și gestionării invertoarelor, posturilor de transformare și unităților de stocare prevăzute în proiect. Acest dispozitiv poate conecta până la 200 dispozitive, converge toate porturile, convertește protocoalele, stochează date, monitorizează și gestionează aceste dispozitive.

Modul de extindere SmartModule1000A01 permite mărirea numărului de dispozitive gestionate.

Caracteristicile tehnice ale unității de control SACU sunt redată în tabelul de mai jos :

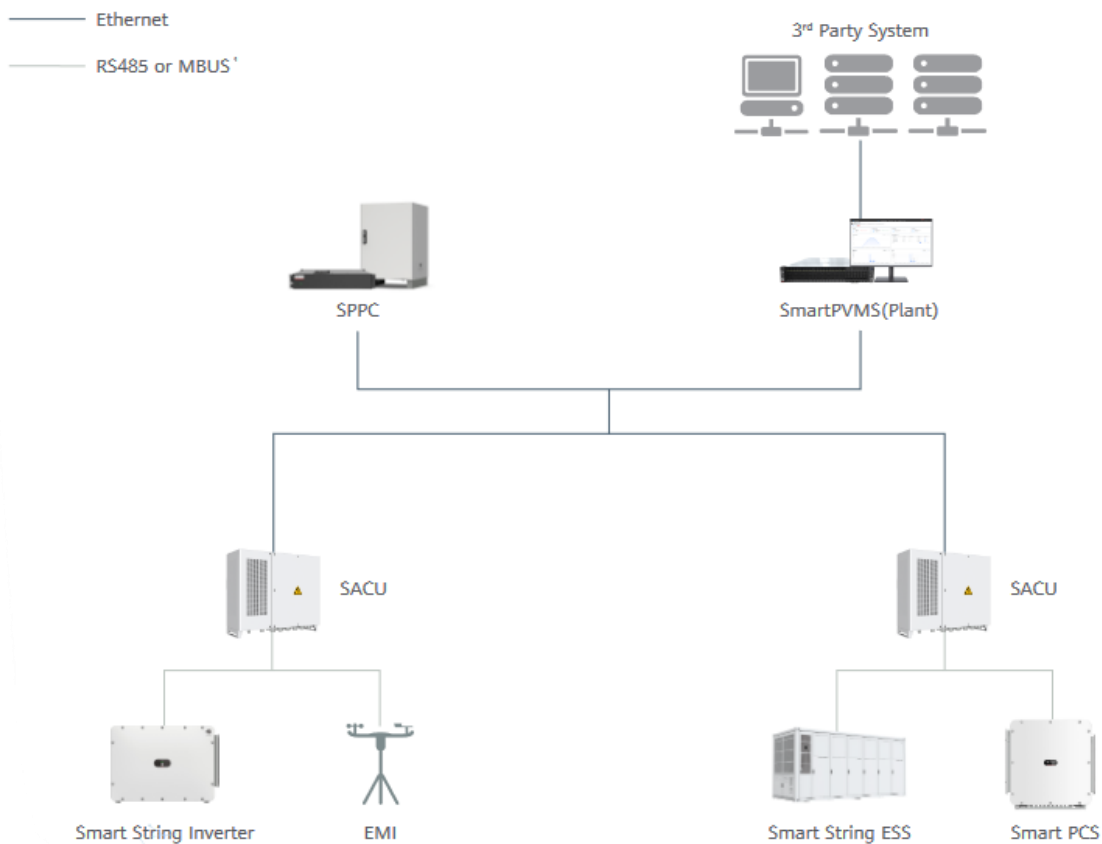
Parametru	Valoare / Descriere
Protocol de comunicare	SFP, ethernet, RS485, MBUS
Tensiune intrare MBUS (c.a.) (V)	380-800V (3P)
Putere de intrare monofazată (W)	max. 110W
Frecvența (Hz)	50 / 60
Instalare	exterior / interior
Temperatura de operare (°C)	-40 / +60
Dimensiuni (mm)	770 x 640 x 315
Greutate netă (kg)	≤29

### Sistemul de management al stocării de energie

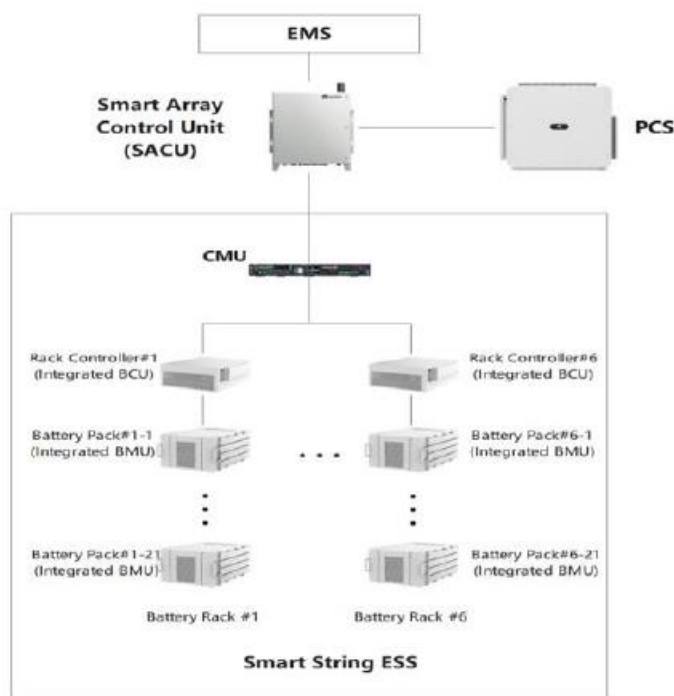
Unitățile de stocare a energiei în baterii includ un sistem de gestionare al energiei, care permite monitorizarea performanței unităților, citirea locală și la distanță a parametrilor de operare și funcționarea unităților de stocare în multiple moduri automate de operare.

Sistemul de gestionare al energiei reprezintă interfața unică de monitorizare și control, atât cu sistemele locale de monitorizare tip SCADA (prevăzut pentru proiect, dar și cu dispeceratul operatorului de distribuție). De asemenea, permite colectarea datelor de la invertoare și rularea unor algoritmi specifici pentru optimizarea operării sistemului de management al energiei.

Arhitectura sistemului de gestionare al energiei este prezentată în figura de mai jos.



Arhitectura sistemului de gestionare al energiei la nivelul sistemului de stocare:



Unitatea de monitorizare a bateriei (BMU) monitorizează și colectează informații despre funcționarea bateriei, gestionează echilibrarea pasivă a celulelor și diagnostichează defecțiunile.

Unitatea de control a bateriei (BCU) colectează informații despre toate modulele de baterii, precum și tensiunea și curentul întregului cabinet de baterii prin unitatea de monitorizare a bateriei (BMU), generează alarme și protejează cabinetul de baterii în timpul încărcării și descărcării. În plus, oferă, de asemenea, comenzi către BMU pentru a echilibra starea de descărcare între modulele de baterii dintr-un cabinet (rack).

Unitatea centrală de monitorizare (CMU) gestionează BMU și BCU, analizează și calculează datele încărcate, procesează alarmele, înregistrează și stochează date, echilibrează sarcinile între cabinete de baterii și gestionează starea de încărcare a bateriilor. De asemenea, colectează informații despre sistemul de stingere a incendiilor, sistemul de răcire, senzorul de temperatură și umiditate și senzorul de apă) al unității de stocare.

Sistemul de management al energiei integrează și invertoarele bidireționale, putând astfel genera semnale pentru oprirea de urgență a invertoarelor în caz de alarme (supracurent sau scurtcircuit) în scopul protejării unității de stocare sau altor dispozitive conectate la acest sistem de management.

În vederea îmbunătățirii fiabilității și performanței, sistemul de management al energiei utilizează 4 unități de control inteligente (SACU) pentru a coordona și controla sistemele de baterii ale întregului sistem de stocare cu baterii. Unitățile centrale de monitorizare și invertoarele sunt conectate la SACU pentru a coordona secvența de timp și logica de control și monitorizare, dar și protecțiile dispozitivelor conectate. Acțiunile ierarhice de protecție sunt proiectate pe baza secvenței de timp, întârzierii și probabilității de defecțiune parțială a dispozitivelor / unităților de protecție.

## Sistem local de control

Pentru coordonarea întregului sistem de stocare a energiei electrice cu baterii dar și pentru a asigura interfața cu SCADA OD/OTS, se va implementa un sistem local de management, control și coordonare (tip SCADA) care va include:

- sistem de tip SCADA complet echipat hardware și software, inclusiv cu opțiune de actualizare software în perioada de operare a sistemului de stocare cu baterii (daca este cazul).
- UPS care sa permită alimentarea sistemului timp de 4 ore.
- interfața de comunicație și cabluri pentru toate sisteme supravegheate (SACU, Stația 10kV, sistemul de supraveghere CCTV).
- interfața GPRS pentru transmisie și control la distanță a datelor.
- sistem de stocare informații pe o perioadă de cel puțin 2 ani de zile, pe servere locale dar și prin servicii de stocare tip cloud.
- interfața pentru echipament de măsurare energie electrică și pentru analizorul de energie electrică.
- interfața cu punctul central OD/OTS (fibră optică și/sau GSM/GPRS).
- interfața de comunicație cu sistemul de management al stocării de energie.

Caracteristicile echipamentului central sunt urmatoarele:

- Server rackabil 2U, procesor Intel Xeon Silver 4208, 2x64Gb RAM, 2 \* 1.2 TB, SAS 2.5" HDD, 10,000 RPM, Windows server
- Smartlogger comunicare Modbus TCP, CAN, RS485, Ethernet, MBUS, DI x 8, DO x 2, AI x 7
- Switch 8porturi PoE, Gigabit;
- Software monitorizare instalatie de tip SCADA, integreaza cabinete baterii, invertoare, protectii, transformator, functii de incarcare\descarcare programata;
- Rack 24U, echipat cu bareta de alimentare, bara de PE, etc;
- Software de management de la distanta al serverului produs de acelasi producator ca si al serverului
- Software pentru gestionarea bazelor de date, va fi compatibil cu serverul si cu solutia SCADA propusa - Microsoft SQL Server sau echivalent (licentele client, daca acestea sunt necesare, vor fi incluse) cu kit de instalare pe DVD
- Antivirus, licenta pe 3 ani;
- Microsoft OEM Windows Server.

**Racordarea la SEN**

Racordarea centralei electrice fotovoltaice propuse se va face printr-un punct de conexiune nou, proiectat si executat in baza avizului tehnic de racordare. Racordarea la retea se va face in reteaua de 20kV existenta langa incinta.

**Descriere functionala scenariul 1**

Principalele funcții ale parcul fotovoltaic sunt:

- captarea energiei solare.
- transformarea acesteia în energie electrică (curent continuu).
- transformarea din curent continuu în curent alternativ.
- stocare energie
- evacuarea energiei electrice în Sistemul Energetic Național (SEN).



Funcțional, panourile fotovoltaice se leagă în serie pentru a alcătui șiruri (denumite în literatura de specialitate stringuri), care la rândul lor se conectează în paralel pentru a forma o rețea fotovoltaică, care se leagă la invertoarele solare. Pentru conectarea la SEN, energia electrică produsă în c.a. de invertoarele solar va trece printr-o treaptă de transformare a tensiunii, de la 0.8kV la 20kV.

Când lumina soarelui este absorbită de celula, energia solară este convertită cu ajutorul participării particulelor subatomice, iar fluxul dirijat de electroni ce ia naștere reprezintă electricitatea. Acest proces de conversie a energiei luminii în energie electrică se numește efect fotovoltaic. Întrucât curentul generat de o celulă fotovoltaică este relativ mic, combinații în serie / paralel ale acestora pot produce curenți suficient de mari pentru a putea fi utilizați în practică. Astfel, mai multe celule formează un panou fotovoltaic.

Intensitatea radiației solare este optimă atunci când ajunge perpendicular pe panoul fotovoltaic, de preferat la un unghi de incidență de 0°. Prin intermediul structurilor de susținere, panourile fotovoltaice sunt menținute la un unghi fix (sau variabil, în funcție de tehnologia folosită) pentru maximizarea producției de energie prin conversia radiației solare.

Pentru previzionarea producției de energie electrică a sistemului Fotovoltaic propus sunt folosite datele medii de iradiere, de temperatură și condițiile climatice simulate de către platforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Curba de producție estimată pentru sistemul de panouri fotovoltaice propus este simulată în concordanță cu anul calendaristic mediu de către platforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), conform locației de implementare a proiectului.



## Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

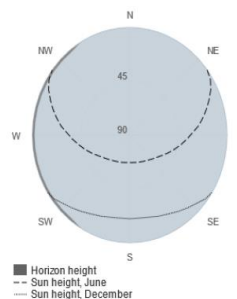
### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.734,21.264  
Horizon: Calculated  
Database used: PVGIS-SARAH2  
PV technology: Crystalline silicon  
PV installed: 1254 kWp  
System loss: 14 %

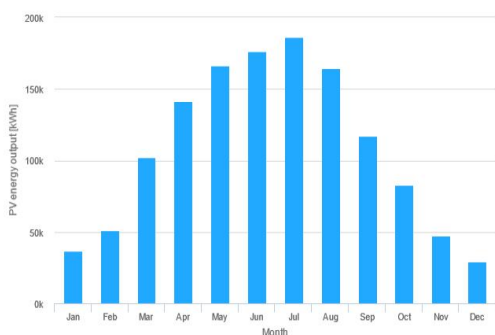
### Simulation outputs

Slope angle: 15 °  
Azimuth angle: -90 °  
Yearly PV energy production: 1301289.4 kWh  
Yearly in-plane irradiation: 1346.3 kWh/m<sup>2</sup>  
Year-to-year variability: 50749.56 kWh  
Changes in output due to:  
Angle of incidence: -3.8 %  
Spectral effects: 1.09 %  
Temperature and low irradiance: -7.85 %  
Total loss: -22.92 %

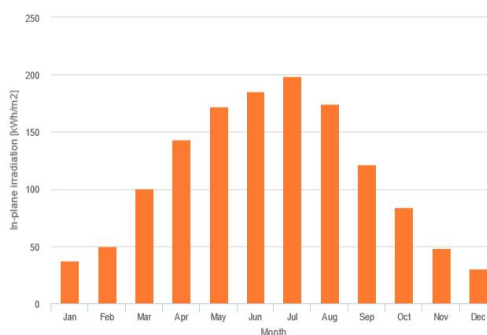
### Outline of horizon at chosen location:



### Monthly energy output from fix-angle PV system:



### Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



### Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>
January	36755.637.1	5874.7	
February	50823.850.0	12268.0	
March	102030.400.2	14888.4	
April	141715.043.7	17110.8	
May	166099.571.8	15645.6	
June	176108.685.7	13752.1	
July	186393.398.6	12794.3	
August	164390.674.6	15154.6	
September	117371.121.2	12090.3	
October	82918.384.3	9620.4	
November	47567.148.6	6214.0	
December	29115.630.6	4387.1	

E<sub>m</sub>: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
H(i)<sub>m</sub>: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].  
SD<sub>m</sub>: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en)

Joint  
Research  
Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2024.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2024/06/25

Energia anuală produsă de panourile orientate spre Est

STUDIU DE FEZABILITATE  
PARC FOTOVOLTAIC CU INSTALAȚIE DE STOCARE ELECTROTIMIS



## Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

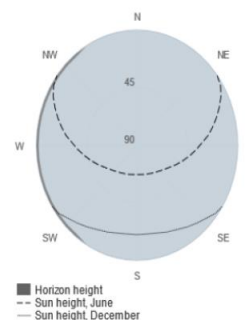
### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.734,21.264  
Horizon: Calculated  
Database used: PVGIS-SARAH2  
PV technology: Crystalline silicon  
PV installed: 1254 kWp  
System loss: 14 %

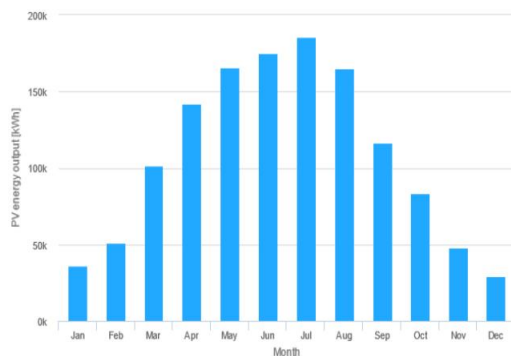
### Simulation outputs

Slope angle: 15 °  
Azimuth angle: 90 °  
Yearly PV energy production: 1300331.06 kWh  
Yearly in-plane irradiation: 1348.88 kWh/m<sup>2</sup>  
Year-to-year variability: 44165.95 kWh  
Changes in output due to:  
Angle of incidence: -3.84 %  
Spectral effects: 1.1 %  
Temperature and low irradiance: -8.05 %  
Total loss: -23.13 %

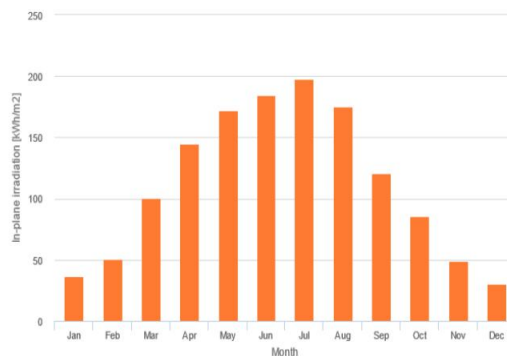
### Outline of horizon at chosen location:



### Monthly energy output from fix-angle PV system:



### Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



### Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	36439.337.0	5598.0	
February	51092.650.4	12824.1	
March	101589.700.3	14813.7	
April	142196.244.5	16690.0	
May	165831.671.9	15188.0	
June	175142.184.9	13812.6	
July	185702.598.2	11127.1	
August	164961.075.6	13709.1	
September	116430.120.9	12293.2	
October	83775.485.5	10749.5	
November	48151.449.3	5829.1	
December	29019.230.6	4472.1	

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].  
SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

**Indicatorii calculati in baza productiei sunt urmatoarii :**

ID	Indicator	Unitate de măsură	Cantitate
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	MW	2,25
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	Echivalent tone de CO2/an	1.532,87
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile (MWh/an)	MWh / an	2.505,10
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	MWh	50.102,02
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	(%)	12,71%

### **3.3. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic – Scenariul 2**

In cele ce urmeaza este descris din punct de vedere tehnic si functional scenariul 2 propus, si anume: Construire parc fotovoltaic cu o putere instalata in curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW in curent alternativ (ca), fara instalatie de stocare.

Descrierea tehnologica :

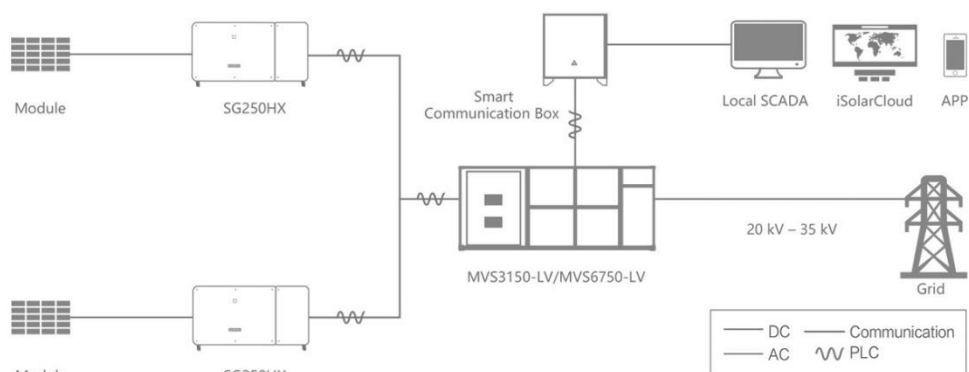
Scenariul 2 propune construirea unui parc fotovoltaic in sistem On Grid. Datele tehnice si componenta centralei in scenariul 2 este urmatoarea :

- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuala -0.4%;
- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficienta EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalica in „camp”;
- Post de transformare cu izolatie in ulei, 0.8\20kV, 2500kVA, instalat in anvelopa prefabricata;
- Structura metalica de otel zincat, orientare E-V, unghi de inclinare 15°;

Datele energetice pentru Scenariul 2 sunt urmatoarele :

- Putere instalata in curent continuu : 2505.6kWp;
- Putere instalata in curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maxima ce poate fi evacuata : 2250kVA;
- Numar panouri fotovoltaice : 4176 buc;

Schema functionala de principiu pentru scenariul 2 este reprezentata mai jos. Schema detaliata este prezentata in partea desinata a proiectului.



### 3.2.1 Descriere tehnologica Scenariu 2

In cele ce urmeaza se descriu in detaliu componentele tehnice care fac parte din scenariul 1, inclusiv regimurile de functionare.

#### Panourile fotovoltaice

Panourile fotovoltaice folosite sunt aceleasi ca si in scenariul 1. Datele tehnice ale panourilor fotosite sunt prezentate mai jos :

- Celule panouri fotovoltaice : **N-type HJT** (Heterojunction solar cells)
- Dimensiuni : 2278x1134x30mm;
- Putere nominala : 600W;
- Tensiune nominala : 43.9V;
- Curent nominal : 13.68A;
- Tensiune de mers in gol : 53V;
- Curent de scurtcircuit : 14.18A;
- Eficienta : 23.2%;
- Temperaturaa de functionare : -40°C ~ +85°C;
- Greutate : 27.6kg;

#### Invertoarele

Invertoarele folosite sunt aceleasi ca si in scenariul 1. Parametrii invertoarelor propuse sunt :

- Tip invertor : Descentralizat;
- Tensiune de intrare maxima : 1500Vcc;
- Gama de tensiune de intrare : 500-1500Vcc;
- Numar de intrari MPPT : 12 buc x 30A;
- Putere nominala AC : 250kVA (250kW –  $\cos\Phi = 1$ );
- Curent nominal = 180.5A;
- Tensiune iesire : 800A;
- Frecventa : 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz;
- Eficienta europeana : 98.8%;
- Dimensiuni : 1051 \* 660 \* 363 mm;

- Greutate : 99kg;
- Grad de protectie IP66;
- Functii legate la retea : Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control;
- Standarde : IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013;

### **Structura de rezistenta a panourilor fotovoltaice**

Structura de rezistenta este aceeaasi cu cea din scenariul 1.

### **Posturi de transformare**

Racordarea la reseaua distribuitorului local se va face la nivelul de tensiune de 20kV. Pentru conectarea invertoarelor la retea se vor prevedea posturi de transformare in anvelopa de metal prefabricata, cu fundatie supraterrana, echipata cu transformatoare cu urmatoarele specificatii tehnice :

- Putere aparenta : 2500kVA;
- Izolatie in ulei;
- Raport de transformare 0.8/20kV;
- Temperatura de functionare -25°C ~ 60°C;
- Instalatie de monitorizare inclusa;

### **Tablouri electrice**

Tablourile electrice se refera la tabloul general de distributie aferent posturilor de transformare, tablourile secundare aferente invertoarelor si tablourile secundare aferente utilitatilor din incinta, precum si tablourile de automatizare aferente sistemului SCADA. Tablourile electrice se vor executa conform specificatiilor prezentate in schemele desfasurate, respectand gradele de protectie, tipul de cofret precum si specificatiile aparatelor prezentate. Gradele de protectie impuse pentru tablourile electrice se vor verifica dupa efectuarea legaturilor in cleme/aparate ale cablurilor electrice.

Interrupatoarele de putere, protectiile magnetotermice precum si sigurantele fuzibile utilizate in sistemul de productie a energiei electrice sunt alese in concordanta cu sistemul de tensiune al iesirii invertoarelor, respectiv 800V AC.

Uzinarea tablourilor electrice se va face conform indicatiilor producatorului, distributia grupelor de aparataj se va face prin bare de cupru, pregaurite si pline, etichetate corespunzator (L1,L2,L3,N,PE). Fiecare tablou electric va avea o rezerva de spatiu de minim 25%.

Tablourile electrice generale aferente posturilor de transformare se vor monta in anvelopa de beton a postului de transformare in compartimentul de JT. Tablourile de distributie aferente invertoarelor si tablourile aferente serviciilor interne se vor monta la capatul randurilor, sustinute de structura de Ol-Zn.

### **Rețele de cabluri**

Cablarea in curent continuu dintre panourile fotovoltaice si intrarile invertoarelor se va face prin cabluri solare de curent continuu, izolatie 1500Vcc, temperatura de functionare -40 + 90 degrees Celsius, sectiune de 1x6mm<sup>2</sup>. Pozarea cablurilor de curent continuu se va face pe structura metalica, in spatele panourilor pana in invertoare. Pozarea se face prin elemente de sustinere metalice.



Cablurile montate ingropat in pamant se vor poza sub cota de inghet si se vor poza in tuburi PVC de protectie sau in canale de cabluri prefabricate. Cablurile se vor poza intre doua straturi de nisip de minim 10cm (utili), peste care se va pune o banda avertizoare inscriptionata cu nivelul de tensiune, respectiv 1kV.

Caminele de tragere si vizitare aferente retelelor electrice sunterane se vor realiza din elemente prefabricate, cu elemente de etansare a golurilor si capace de etansare a tuburilor de rezerva. In caminele de tragere se vor eticheta traseele de cabluri precum si cablurile la intrare\iesire.

Legaturile aferente circuitelor electrice se vor realiza in doze de legatura precum si in aparataje daca au prevazute cleme de intrare\iesire pentru conexiuni. Legaturile in dozele de conexiune se vor realiza prin cleme prefabricate de tip push-in. Clemele de legatura vor avea o tensiune nominala de 450V si tensiune de tinere la impuls de 4kV. Este interzisa realizarea legaturilor in tuburile de protectie, in pereti, in tavanul fals sau in tablourile electrice.

### **Instalatii de legare la pamant**

Instalatiile de impamantare si echipotentializari se refera la totalitatea legaturilor la centura de impamantare a tuturor elementelor metalice care pot ajunge accidental sub tensiune.

S-a prevazut un sistem de platbanda de otel zincat de dimensiuni 40x4mm, cu zincare dubla, pentru montaj direct in pamant. La centura principala de impamantare se vor conecta toate modulele metalice pentru montajul panourilor. Echipotentializarea modulelor fotovoltaice se vor face prin ramele metalice ale tablourilor. Fiecare tablou electric secundar de distributie se va lega la centura de impamantare printr-o piesa de separatie.

La centura principala de legare la pamant se va conecta intreaga structura metalica a panourilor prin sudarea platbandei la baza stalpilor.

Fiecare tablou se va lega la impamantare prin conductor MYF galben-verde, de sectiune minima 1/2x conductor de faza.

Fiecare modul de inverter se va lega la centura principala de impamantare prin conductor MYF galben-verde de 70mm<sup>2</sup>, legat in piesa de separatie etansa.

Intregul parc fotovoltaic, inclusiv cabinele tehnice si posturile de transformare se vor lega la acelasi contur de impamantare prin platbanda de Ol-Zn 40x4mm.

Valoarea rezistentei de dispersie pentru priza de pamant trebuie sa fie de maxim 1Ω.

### **Instalatie de monitorizare tip SCADA**

Pentru monitorizarea parcului fotovoltaic se va instala o instalatie pentru centralizarea tuturor parametrilor echipamentelor si ai instalatiilor adiacente.

Instalatiile de tip SCADA se refera la componentele electronice si cablarea dedicata pentru realizarea functiilor de comanda locala si de la distanta si pentru asigurarea interfetei cu sistemele automate de control, dispozitivele de masura si control, distributia si alimentarea cu energie electrica. Sistemul va include toata aparatura de monitorizare, reglare si comanda a fiecarui obiectiv monitorizat.

Sistemul centralizat de control va fi de tip redundant, pentru operarea in condii de fiabilitate si siguranta. Conceptul de redundanta va presupune pastrarea informatiei sau a continuitatii functionarii in cazul defectiunilor unor componente individuale.

#### Funcțiile generale ale sistemului centralizat de control sunt:

- Afisarea starii sistemului si a tuturor elementelor parcului fotovoltaic;
- Comunicarea si schimbul de date dintre sistemul de automatizare si reseaua de automatizare;
- Achizitia datelor de proces si de stare ale echipamentelor;

- Operare în regim automat si manual;
- Interfata om-masina (HMI);
- Supervizare si monitorizare;
- Gestionarea alarmelor;
- Arhiva cronologica a evenimentelor;
- Comunicarea cu operatorul;
- Supervizarea sistemului;
- Documentarea sistemului;
- Suport pentru activitatea de intretinere.

### Unitate de control (SACU)

Unitatea de control inteligentă (Smart Array Control Unit - SACU) este un cabinet ce cuprinde un dispozitiv de datalogging (SmartLogger3000), modul de extindere dispozitiv datalogging (SmartModule1000A01), comutator Ethernet, cutie de borne și modul de alimentare prin Ethernet (PoE).

Dispozitivul de SmartLogger3000 este dedicat monitorizării și gestionării invertoarelor, posturilor de transformare și unităților de stocare prevăzute în proiect. Acest dispozitiv poate conecta până la 200 dispozitive, converge toate porturile, convertește protocoalele, stochează date, monitorizează și gestionează aceste dispozitive.

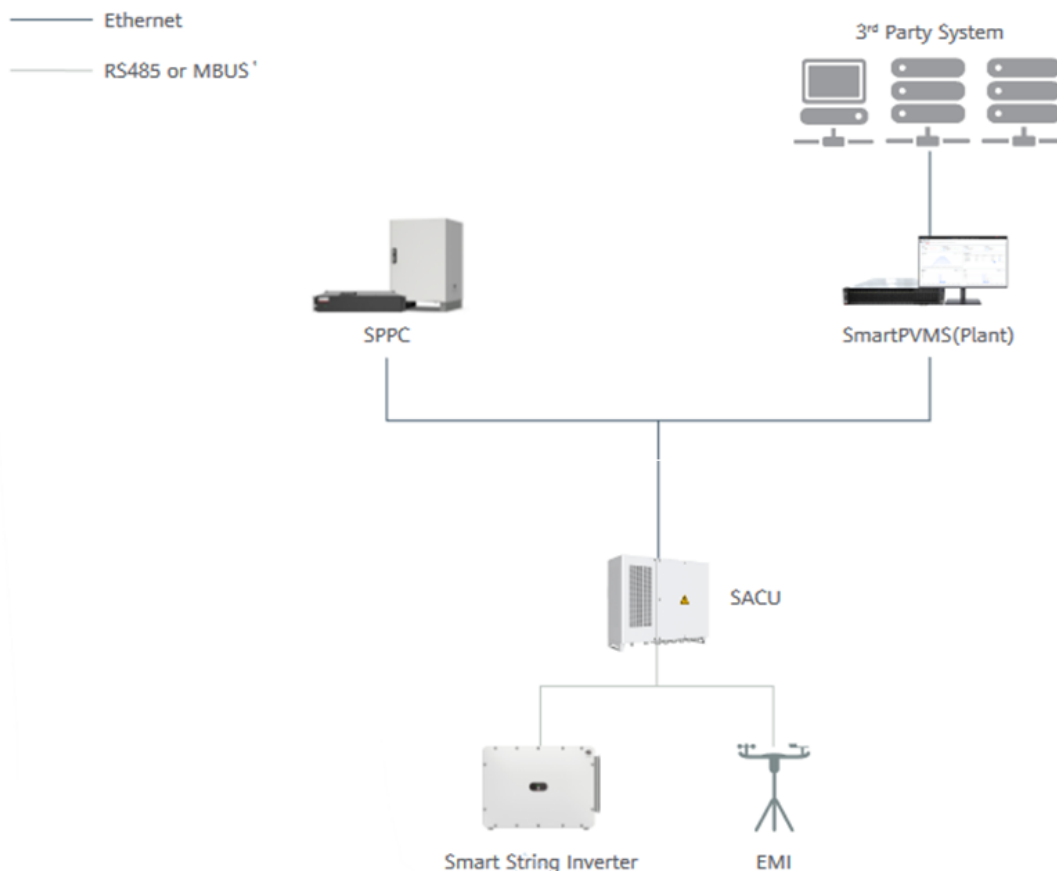
Modul de extindere SmartModule1000A01 permite mărirea numărului de dispozitive gestionate. Caracteristicile tehnice ale unității de control SACU sunt redată în tabelul de mai jos :

Parametru	Valoare / Descriere
Protocol de comunicare	SFP, ethernet, RS485, MBUS
Tensiune intrare MBUS (c.a.) (V)	380-800V (3P)
Putere de intrare monofazată (W)	max. 110W
Frecvența (Hz)	50 / 60
Instalare	exterior / interior
Temperatura de operare (°C)	-40 / +60
Dimensiuni (mm)	770 x 640 x 315
Greutate netă (kg)	≤29

Sistemul de gestionare al energiei reprezintă interfața unică de monitorizare și control, atât cu sistemele locale de monitorizare tip SCADA (prevăzut pentru proiect, dar și cu dispeceratul operatorului de distribuție). De asemenea, permite colectarea datelor de la invertoare și rularea unor algoritmi specifici pentru optimizarea operării sistemului de management al energiei.

Arhitectura sistemului de gestionare al energiei este prezentat în figura de mai jos.





## Sistem local de control

Pentru coordonarea întregului sistem de stocare a energiei electrice cu baterii dar și pentru a asigura interfața cu SCADA OD/OTS, se va implementa un sistem local de management, control și coordonare (tip SCADA) care va include:

- sistem de tip SCADA complet echipat hardware și software, inclusiv cu opțiune de actualizare software în perioada de operare a sistemului de stocare cu baterii (daca este cazul).
- UPS care sa permită alimentarea sistemului timp de 4 ore.
- interfața de comunicație și cabluri pentru toate sisteme supravegheate (SACU, Stația 10kV, sistemul de supraveghere CCTV).
- interfața GPRS pentru transmisie și control la distanță a datelor.
- sistem de stocare informații pe o perioadă de cel puțin 2 ani de zile, pe servere locale dar și prin servicii de stocare tip cloud.
- interfața pentru echipament de măsurare energie electrică și pentru analizorul de energie electrică.
- interfața cu punctul central OD/OTS (fibră optică și/sau GSM/GPRS).
- interfața de comunicație cu sistemul de management al stocării de energie.

Caracteristicile echipamentului central sunt urmatoarele:

- Server rackabil 2U, procesor Intel Xeon Silver 4208, 2x64Gb RAM, 2 \* 1.2 TB, SAS 2.5" HDD, 10,000 RPM, Windows server
- Smartlogger comunicare Modbus TCP, CAN, RS485, Ethernet, MBUS, DI x 8, DO x 2, AI x 7
- Switch 8porturi PoE, Gigabit;
- Software monitorizare instalatie de tip SCADA, integreaza cabinete baterii, invertoare, protectii, transformator, functii de incarcare\descarcare programata;
- Rack 24U, echipat cu bareta de alimentare, bara de PE, etc;
- Software de management de la distanta al serverului produs de acelasi producator ca si al serverului
- Software pentru gestionarea bazelor de date, va fi compatibil cu serverul si cu solutia SCADA propusa - Microsoft SQL Server sau echivalent (licentele client, daca acestea sunt necesare, vor fi incluse) cu kit de instalare pe DVD
- Antivirus, licenta pe 3 ani;
- Microsoft OEM Windows Server.

### **Racordarea la SEN**

Racordarea centralei electrice fotovoltaice propuse se va face printr-un punct de conexiune nou, proiectat si executat in baza avizului tehnic de racordare. Racordarea la retea se va face in reseaua de 20kV existenta langa incinta.

### **Descriere functionala scenariul 2**

Principalele functii ale parcul fotovoltaic sunt:

- captarea energiei solare.
- transformarea acesteia in energie electrică (curent continuu).
- transformarea din curent continuu in curent alternativ.
- evacuarea energiei electrice in Sistemul Energetic Național (SEN).

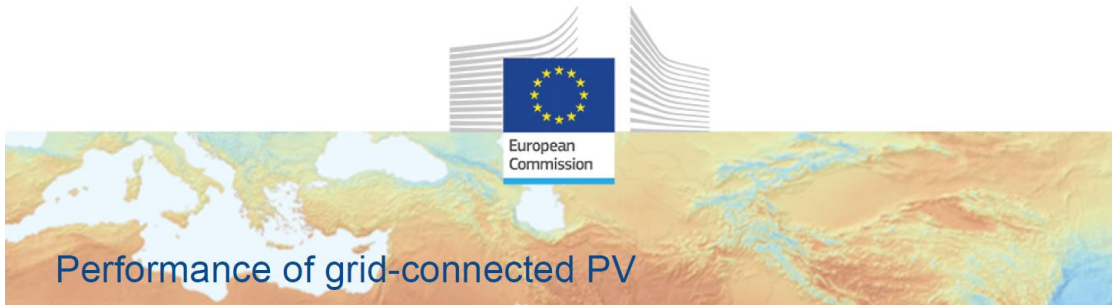
Funcțional, panourile fotovoltaice se leagă în serie pentru a alcătui șiruri (denumite în literatura de specialitate stringuri), care la rândul lor se conectează în paralel pentru a forma o rețea fotovoltaică, care se leagă la invertoarele solare. Pentru conectarea la SEN, energia electrică produsă în c.a. de invertoarele solar va trece printr-o treaptă de transformare a tensiunii, de la 0.8kV la 20kV.

Când lumina soarelui este absorbită de celula, energia solară este convertită cu ajutorul participării particulelor subatomice, iar fluxul dirijat de electroni ce ia naștere reprezintă electricitatea. Acest proces de conversie a energiei luminii în energie electrică se numește efect fotovoltaic. Întrucât curentul generat de o celulă fotovoltaică este relativ mic, combinații în serie / paralel ale acestora pot produce curenți suficient de mari pentru a putea fi utilizați în practică. Astfel, mai multe celule formează un panou fotovoltaic.

Intensitatea radiației solare este optimă atunci când ajunge perpendicular pe panoul fotovoltaic, de preferat la un unghi de incidență de 0°. Prin intermediul structurilor de susținere, panourile fotovoltaice sunt menținute la un unghi fix (sau variabil, în funcție de tehnologia folosită) pentru maximizarea producției de energie prin conversia radiației solare.

Pentru previzionarea producției de energie electrică a sistemului Fotovoltaic propus sunt folosite datele medii de iradiere, de temperatură și condițiile climatice simulate de către platforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Curba de producție estimată pentru sistemul de panouri fotovoltaice propus este simulată în concordanță cu anul calendaristic mediu de către platforma PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), conform locației de implementare a proiectului.



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

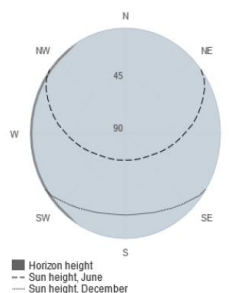
**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 45.734,21.264  
Horizon: Calculated  
Database used: PVGIS-SARAH2  
PV technology: Crystalline silicon  
PV installed: 1254 kWp  
System loss: 14 %

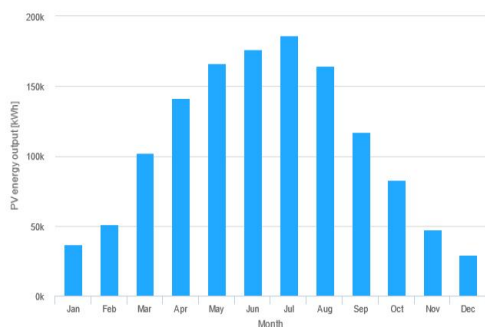
**Simulation outputs**

Slope angle: 15 °  
Azimuth angle: -90 °  
Yearly PV energy production: 1301289.4 kWh  
Yearly in-plane irradiation: 1346.3 kWh/m<sup>2</sup>  
Year-to-year variability: 50749.56 kWh  
Changes in output due to:  
Angle of incidence: -3.8 %  
Spectral effects: 1.09 %  
Temperature and low irradiance: -7.85 %  
Total loss: -22.92 %

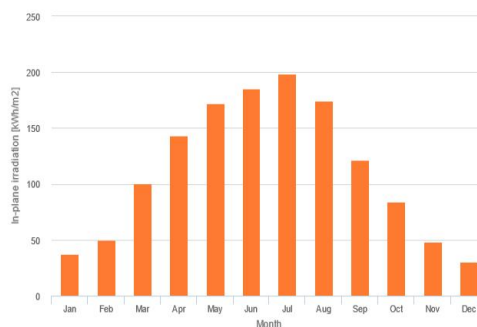
**Outline of horizon at chosen location:**



**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E <sub>m</sub>	H(i) <sub>m</sub>	SD <sub>m</sub>	
January	36755.637.1	5874.7		E <sub>m</sub> : Average monthly electricity production from the defined system [kWh]. H(i) <sub>m</sub> : Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²]. SD <sub>m</sub> : Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].
February	50823.850.0	12268.0		
March	102030.400.2	14888.4		
April	141715.043.7	17110.8		
May	166099.571.8	15645.6		
June	176108.685.7	13752.1		
July	186393.898.6	12794.3		
August	164390.674.6	15154.6		
September	117371.121.2	12090.3		
October	82918.384.3	9620.4		
November	47567.148.6	6214.0		
December	29115.630.6	4387.1		

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en)

Joint  
Research  
Centre

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

Report generated on 2024/06/25

Energia anuală produsă de panourile orientate spre Est

STUDIU DE FEZABILITATE  
PARC FOTOVOLTAIC CU INSTALAȚIE DE STOCARE ELECTROTIMIS



## Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

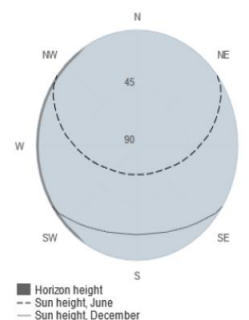
### Provided inputs:

Latitude/Longitude: 45.734,21.264  
Horizon: Calculated  
Database used: PVGIS-SARAH2  
PV technology: Crystalline silicon  
PV installed: 1254 kWp  
System loss: 14 %

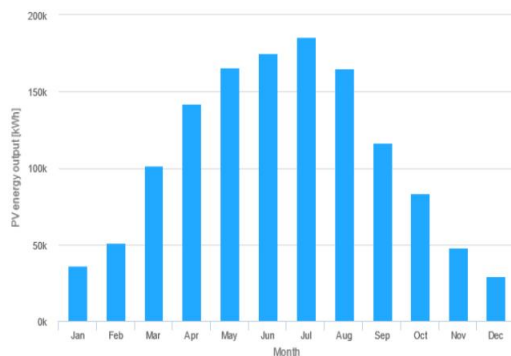
### Simulation outputs

Slope angle: 15 °  
Azimuth angle: 90 °  
Yearly PV energy production: 1300331.06 kWh  
Yearly in-plane irradiation: 1348.88 kWh/m<sup>2</sup>  
Year-to-year variability: 44165.95 kWh  
Changes in output due to:  
Angle of incidence: -3.84 %  
Spectral effects: 1.1 %  
Temperature and low irradiance: -8.05 %  
Total loss: -23.13 %

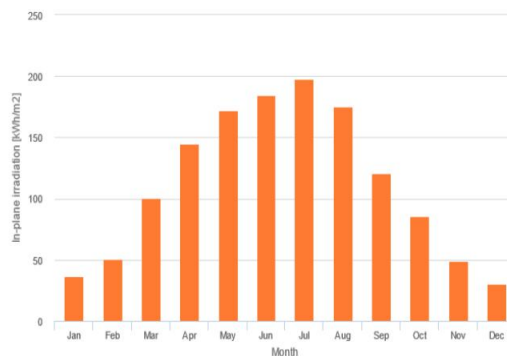
### Outline of horizon at chosen location:



### Monthly energy output from fix-angle PV system:



### Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



### Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	36439.337.0	5598.0	
February	51092.650.4	12824.1	
March	101589.700.3	14813.7	
April	142196.244.5	16690.0	
May	165831.671.9	15188.0	
June	175142.184.9	13812.6	
July	185702.598.2	11127.1	
August	164961.075.6	13709.1	
September	116430.120.9	12293.2	
October	83775.485.5	10749.5	
November	48151.449.3	5829.1	
December	29019.230.6	4472.1	

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].  
SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

**Indicatorii calculati în baza productiei sunt urmatoarii :**

ID	Indicator	Unitate de măsură	Cantitate
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro	MW	2,25
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	Echivalent tone de CO2/an	1.532,87
Indicatorul I.3	Producția medie de energie din surse regenerabile (MWh/an)	MWh / an	2.505,10
Indicatorul I.4	Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință	MWh	50.102,02
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	(%)	12,71%

### 3.4. Costurile estimative ale investiției

Pentru **Scenariul 1** costul estimativ al investiției este de **10.358.232,12 LEI** (fara TVA)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
<b>CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului</b>				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
<b>Total capitol 1</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții</b>				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	670.720,50	127.436,90	798.157,40
<b>Total capitol 2</b>		<b>670.720,50</b>	<b>127.436,90</b>	<b>798.157,40</b>
<b>CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică</b>				
<b>3.1</b>	<b>Studii</b>	<b>2.700,00</b>	<b>513,00</b>	<b>3.213,00</b>
3.1.1.	Studii de teren	2.700,00	513,00	3.213,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
<b>3.2</b>	<b>Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații</b>	<b>6.500,00</b>	<b>1.235,00</b>	<b>7.735,00</b>
<b>3.3</b>	<b>Expertizare tehnică</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>3.4</b>	<b>Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>3.5</b>	<b>Proiectare</b>	<b>150.072,05</b>	<b>28.513,69</b>	<b>178.585,74</b>
3.5.1.	Temă de proiectare	1.500,00	285,00	1.785,00
3.5.2.	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	67.072,05	12.743,69	79.815,74
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	6.500,00	1.235,00	7.735,00
3.5.6.	Proiect tehnic și detalii de execuție	65.000,00	12.350,00	77.350,00
<b>3.6</b>	<b>Organizarea procedurilor de achiziție</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>3.7</b>	<b>Consultanță</b>	<b>265.867,45</b>	<b>50.514,82</b>	<b>316.382,27</b>
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	255.867,45	48.614,82	304.482,27
3.7.2.	Auditul financiar	10.000,00	1.900,00	11.900,00
<b>3.8</b>	<b>Asistență tehnică</b>	<b>83.100,00</b>	<b>15.789,00</b>	<b>98.889,00</b>
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	13.600,00	2.584,00	16.184,00



3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții(inclus in proiectare)	3.600,00	684,00	4.284,00
3.8.2.	Dirigenție de șantier 10 luni x 5600 lei	56.000,00	10.640,00	66.640,00
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărâre nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare 9 luni X 1500 lei	13.500,00	2.565,00	16.065,00
<b>Total capitol 3</b>		<b>508.239,50</b>	<b>96.565,51</b>	<b>604.805,01</b>
<b>CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază</b>				
4.1	Construcții și instalații	3.874.243,57	736.106,28	4.610.349,85
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	758.552,59	144.124,99	902.677,58
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3.889.890,74	739.079,24	4.628.969,98
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
<b>Total capitol 4</b>		<b>8.522.686,90</b>	<b>1.619.310,51</b>	<b>10.141.997,41</b>
<b>CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli</b>				
5.1	Organizare de șantier	56.000,00	10.640,00	66.640,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	46.000,00	8.740,00	54.740,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	10.000,00	1.900,00	11.900,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	112.339,85	0,00	112.339,85
5.2.1.	Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5% x C+M)	26.747,58	0,00	26.747,58
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții(0,1% x C+M)	5.349,52	0,00	5.349,52
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% x C+M)	26.747,58	0,00	26.747,58
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare (1% x C+M)	53.495,17	0,00	53.495,17
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute 5% (Cap 2+ Cap 4)	459.670,37	87.337,37	547.007,74
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	14.575,00	2.769,25	17.344,25
<b>Total capitol 5</b>		<b>642.585,22</b>	<b>100.746,62</b>	<b>743.331,84</b>
<b>CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste</b>				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	14.000,00	2.660,00	16.660,00
<b>Total capitol 6</b>		<b>14.000,00</b>	<b>2.660,00</b>	<b>16.660,00</b>
<b>CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț</b>				

7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2.+1.3.+1.4.+2+3.1.+3.2.+3.3.+3.5.+3.7.+3.8.+4+5.1.1.)	0,00	0,00	0,00
7.2.	Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
<b>Total capitol 7</b>		0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>10.358.232,12</b>	<b>1.946.719,54</b>	<b>12.304.951,66</b>
<b>din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1.)</b>		<b>5.349.516,67</b>	<b>1.016.408,17</b>	<b>6.365.924,84</b>

F2 DEVIZ PE OBIECT PARC FOTOVOLTAIC SCENARIU 1				
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
			lei	lei
1	2	3	4	5
	<b>Cap.4 - Cheltuieli pentru investitia de baza</b>			
<b>4.1</b>	<b>Constructii si instalatiile aferente acestora</b>			
4.1.1	Terasamente,sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	166.351,60	31.606,80	197.958,41
4.1.2	Rezistenta	1.500.426,60	285.081,05	1.785.507,65
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	2.107.075,90	400.344,42	2.507.420,32
	<b>TOTAL I subcap.4.1.</b>	<b>3.773.854,10</b>	<b>717.032,28</b>	<b>4.490.886,38</b>
4.2	Montaj utilaje si echipamente tehnologice si functionale	641.894,42	121.959,94	763.854,36
	<b>TOTAL II subcap.4.2</b>	<b>641.894,42</b>	<b>121.959,94</b>	<b>763.854,36</b>
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2.550.337,69	484.564,16	3.034.901,85
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	<b>TOTAL III subcap.4.3.</b>	<b>2.550.337,69</b>	<b>484.564,16</b>	<b>3.034.901,85</b>
	<b>Total deviz pe obiect (Total I+Total II+Total III)</b>	<b>6.966.086,22</b>	<b>1.323.556,38</b>	<b>8.289.642,60</b>

Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
			lei	lei
1	2	3	4	5
	<b>Cap.4 - Cheltuieli pentru investitia de baza</b>			
<b>4.1</b>	<b>Constructii si instalatiile aferente acestora</b>			
4.1.1	Terasamente,sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	27.355,46	5.197,54	32.553,00
4.1.2	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	73.034,01	13.876,46	86.910,47

	<b>TOTAL I subcap.4.1.</b>	<b>100.389,47</b>	<b>19.074,00</b>	<b>119.463,47</b>
4.2	Montaj utilaje si echipamente tehnologice si functionale	116.658,17	22.165,05	138.823,22
	<b>TOTAL II subcap.4.2</b>	<b>116.658,17</b>	<b>22.165,05</b>	<b>138.823,22</b>
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	1.339.553,05	254.515,08	1.594.068,12
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	<b>TOTAL III subcap.4.3.</b>	<b>1.339.553,05</b>	<b>254.515,08</b>	<b>1.594.068,13</b>
	<b>Total deviz pe obiect (Total I+Total II+Total III)</b>	<b>1.556.600,69</b>	<b>295.754,13</b>	<b>1.852.354,82</b>

Formularul F3 - Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 - PARC FOTOVOLTAIC									
SCENARIU 1									
				Curs InforEuro	4,9683				
Nr.crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	PU (fără TVA)	Valoare totala (fără TVA)	PU (fără TVA)	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA (19%)	Valoare (inclusiv TVA)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>CAPITOLUL 4</b>									
<b>4.1. Cheltuieli pentru investiția de bază</b>									
<b>4.1</b>	<b>Construcții și montaj</b>								
<b>4.1.1</b>	<b>Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare</b>				<b>33.482,60 €</b>		<b>166.351,60</b>	<b>31.606,80</b>	<b>197.958,41</b>
4.1.1.1	Sistematizare teren	MWp	2,5	6.800,00 €	17.000,00 €	33.784,44 lei	84.461,10	16.047,61	100.508,71
4.1.1.2	Imprejmuire	ml	180	80,20 €	14.436,00 €	398,46 lei	71.722,38	13.627,25	85.349,63
4.1.1.3	Platforme betonate	mp	30	68,22 €	2.046,60 €	338,94 lei	10.168,12	1.931,94	12.100,07
<b>4.1.2</b>	<b>Rezistență</b>	<b>MWp</b>	<b>2,5</b>	<b>120.800,00 €</b>	<b>302.000,00 €</b>		<b>1.500.426,60</b>	<b>285.081,05</b>	<b>1.785.507,65</b>
<b>4.1.3</b>	<b>Arhitectură</b>				<b>0,00</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>4.1.4</b>	<b>Instalații</b>				<b>424.104,00 €</b>		<b>2.107.075,90</b>	<b>400.344,42</b>	<b>2.507.420,32</b>
4.1.4.1	Cablare curent continuu	MWp	2,5	85.560,00 €	213.900,00 €	425.087,75 lei	1.062.719,37	201.916,68	1.264.636,05
4.1.4.2	Cablare curent alternativ	MWp	2,5	35.220,00 €	88.050,00 €	174.983,53 lei	437.458,82	83.117,17	520.575,99
4.1.4.3	Legare la pamant si paratrasnet	MWp	2,5	2.800,00 €	7.000,00 €	13.911,24 lei	34.778,10	6.607,84	41.385,94
4.1.4.4	Tablouri electrice	MWp	2,5	21.200,00 €	53.000,00 €	105.327,96 lei	263.319,90	50.030,78	313.350,68
4.1.4.5	Distributie 20kV	MWp	2,5	16.220,00 €	40.550,00 €	80.585,83 lei	201.464,57	38.278,27	239.742,83
4.1.4.6	Supraveghere video si iluminat perimetral	ml	560	28,40 €	15.904,00 €	141,10 lei	79.015,84	15.013,01	94.028,85
4.1.4.7	Servicii interne cofrete service si alimentare ech.	MWp	2,5	2.280,00 €	5.700,00 €	11.327,72 lei	28.319,31	5.380,67	33.699,98
<b>TOTAL I - subcap. 4.1</b>					<b>759.586,60 €</b>		<b>3.773.854,10</b>	<b>717.032,28</b>	<b>4.490.886,38</b>
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și functionale								
4.2.1	Montaj panou fotovoltaic monocristalin 600Wp	buc	4176	21,13 €	88.218,00 €	104,96 lei	438.293,49	83.275,76	521.569,25
4.2.2	Montaj invertor 250kW	buc	9	1.590,00 €	14.310,00 €	7.899,60 lei	71.096,37	13.508,31	84.604,68
4.2.3	Montaj transformator 2500kVA	buc	1	15.360,00 €	15.360,00 €	76.313,09 lei	76.313,09	14.499,49	90.812,57
4.2.4	Montaj celula 20kV	buc	2	4.026,00 €	8.052,00 €	20.002,38 lei	40.004,75	7.600,90	47.605,65
4.2.5	Montaj anvelopa 20kV neechipata	buc	1	3.258,00 €	3.258,00 €	16.186,72 lei	16.186,72	3.075,48	19.262,20
<b>TOTAL II -subcap. 4.2</b>					<b>129.198,00 €</b>		<b>641.894,42</b>	<b>121.959,94</b>	<b>763.854,36</b>
<b>TOTAL</b>					<b>888.784,60 €</b>		<b>4.415.748,53</b>	<b>838.992,22</b>	<b>5.254.740,75</b>

Formularul F3 - Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari INSTALATIE STOCARE									
SCENARIU 1									
								Curs InforEuro	4,9683
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	Valoare unitara (fără TVA)	Valoare totala (fără TVA)	Valoare unitara (fără TVA)	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA (19%)	Valoare (inclusiv TVA)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>CAPITOLUL 4</b>									
<b>Cheltuieli pentru investiția de bază</b>									
4.1	Construcții și montaj								
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare				5.506,00 €		27.355,46	5.197,54	32.553,00
4.1.1.1	Sistematizare teren	MWh	0,5	2.450,00 €	1.225,00 €	12.172,34 lei	6.086,17	1.156,37	7.242,54
4.1.1.2	Imprejmuire	MWh	0,5	2.217,00 €	1.108,50 €	11.014,72 lei	5.507,36	1.046,40	6.553,76
4.1.1.3	Platforme betonate	MWh	0,5	6.345,00 €	3.172,50 €	31.523,86 lei	15.761,93	2.994,77	18.756,70
4.1.2	Rezistență	buc	0	0,00 €	0,00 €	0,00 lei	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	buc	0	0,00 €	0,00 €	0,00 lei	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații	MWh	0,5	29.400,00 €	14.700,00 €	146.068,02 lei	73.034,01	13.876,46	86.910,47
<b>TOTAL I - subcap. 4.1</b>					20.206,00 €		100.389,47	19.074,00	119.463,47
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale								
4.2.1	Montaj container de stocare cu baterii LiFePo4, 600kWh, P=600kW, dimensiuni 6,058 x 2,896 x 2,438 mm;	buc	1	8.042,50 €	8.042,50 €	39.957,55 lei	39.957,55	7.591,94	47.549,49
4.2.2	Montaj inverter bidirectional, 200kW, 800V	buc	3	585,00 €	1.755,00 €	2.906,46 lei	8.719,37	1.656,68	10.376,05
4.2.3	Montaj statie de transformare prefabricata 08/20kV, transformator 800kVA;	buc	1	13.683,00 €	13.683,00 €	67.981,25 lei	67.981,25	12.916,44	80.897,69
<b>TOTAL II -subcap. 4.2</b>					23.480,50 €		116.658,17	22.165,05	138.823,22
<b>TOTAL</b>					43.686,50 €		217.047,64	41.239,05	258.286,69

F4 Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj									
PARC FOTOVOLTAIC SCENARIU 1									
								Curs InforEuro	4,9683
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	PU (fără TVA)	Valoare totala (fără TVA)	PU (fără TVA)	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA (19%)	Valoare (inclusiv TVA)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Panou fotovoltaic monocristalin 600Wp	buc	4176	84,50 €	352.872,00 €	419,82 lei	1.753.173,96	333.103,05	2.086.277,01
2	Inverter 250kW	buc	9	7.950,00 €	71.550,00 €	39.497,99 lei	355.481,87	67.541,55	423.023,42
3	Transformator 2500kVA	buc	1	51.200,00 €	51.200,00 €	254.376,96 lei	254.376,96	48.331,62	302.708,58
4	Celula 20kV	buc	2	13.420,00 €	26.840,00 €	66.674,59 lei	133.349,17	25.336,34	158.685,51
5	Anvelopa 20kV neechipata	buc	1	10.860,00 €	10.860,00 €	53.955,74 lei	53.955,74	10.251,59	64.207,33
<b>Total</b>					513.322,00 €		2.550.337,69	484.564,16	3.034.901,85

F4 Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj									
INSTALAȚIE STOCARE SCENARIU 1									
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	Valoare unitara (fără TVA)	Valoare totala (fără TVA)	Valoare unitara (fără TVA)	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA (19%)	Valoare (inclusiv TVA)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Container de stocare cu baterii LiFePo4, 600kWh, P=600kW, dimensiuni 6,058 x 2,896 x 2,438 mm;	buc	1	160.850,00 €	160.850,00 €	799.151,06 lei	799.151,06	151.838,70	950.989,76
2	Inverter bidirectional, 200kW, 800V	buc	3	5.850,00 €	17.550,00 €	29.064,56 lei	87.193,67	16.566,80	103.760,46
3	Statie de transformare prefabricata 08/20kV, transformator 800kVA;	buc	1	91.220,00 €	91.220,00 €	453.208,33 lei	453.208,33	86.109,58	539.317,91
<b>TOTAL</b>					269.620,00 €		1.339.553,05	254.515,08	1.594.068,12

Pentru **Scenariul 2** costul estimativ al investitiei este de **8.733.202,01 LEI** (fara TVA).

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
<b>CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului</b>				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
<b>Total capitol 1</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții</b>				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	670.720,50	127.436,90	798.157,40
<b>Total capitol 2</b>		<b>670.720,50</b>	<b>127.436,90</b>	<b>798.157,40</b>
<b>CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică</b>				
<b>3.1</b>	<b>Studii</b>	<b>2.700,00</b>	<b>513,00</b>	<b>3.213,00</b>
3.1.1.	Studii de teren	2.700,00	513,00	3.213,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3.	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
<b>3.2</b>	<b>Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații</b>	<b>6.500,00</b>	<b>1.235,00</b>	<b>7.735,00</b>
<b>3.3</b>	<b>Expertizare tehnică</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>3.4</b>	<b>Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>3.5</b>	<b>Proiectare</b>	<b>150.072,05</b>	<b>28.513,69</b>	<b>178.585,74</b>
3.5.1.	Temă de proiectare	1.500,00	285,00	1.785,00
3.5.2.	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3.	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	67.072,05	12.743,69	79.815,74
3.5.4.	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/ acordurilor/ autorizațiilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.5.5.	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	6.500,00	1.235,00	7.735,00
3.5.1.	Proiect tehnic și detalii de execuție	65.000,00	12.350,00	77.350,00
<b>3.6</b>	<b>Organizarea procedurilor de achiziție</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>3.7</b>	<b>Consultanță</b>	<b>265.867,45</b>	<b>50.514,82</b>	<b>316.382,27</b>
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	255.867,45	48.614,82	304.482,27
3.7.3.	Auditul financiar	10.000,00	1.900,00	11.900,00
<b>3.8</b>	<b>Asistență tehnică</b>	<b>83.100,00</b>	<b>15.789,00</b>	<b>98.889,00</b>
3.8.1.	Asistență tehnică din partea proiectantului	13.600,00	2.584,00	16.184,00

3.8.1.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.8.1.2.	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții(inclus in proiectare)	3.600,00	684,00	4.284,00
3.8.2.	Dirigenție de șantier 10 luni x 5600 lei	56.000,00	10.640,00	66.640,00
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărâre nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare 9 luni X 1500 lei	13.500,00	2.565,00	16.065,00
<b>Total capitol 3</b>		<b>508.239,50</b>	<b>96.565,51</b>	<b>604.805,01</b>
<b>CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază</b>				
4.1	Construcții și instalații	3.773.854,10	717.032,28	4.490.886,38
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	641.894,42	121.959,94	763.854,36
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	2.550.337,69	484.564,16	3.034.901,85
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
<b>Total capitol 4</b>		<b>6.966.086,22</b>	<b>1.323.556,38</b>	<b>8.289.642,60</b>
<b>CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli</b>				
5.1	Organizare de șantier	56.000,00	10.640,00	66.640,00
5.1.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	46.000,00	8.740,00	54.740,00
5.1.2.1.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	10.000,00	1.900,00	11.900,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	107.781,85	0,00	107.781,85
5.2.1.	Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5% x C+M)	25.662,35	0,00	25.662,35
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții(0,1% x C+M)	5.132,47	0,00	5.132,47
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% x C+M)	25.662,35	0,00	25.662,35
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare (1% x C+M)	51.324,69	0,00	51.324,69
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute 5% x (cap.1.2.+1.3.+1.4.+2+3.5.+3.8.+4)	395.798,94	75.201,80	471.000,74
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	14.575,00	2.769,25	17.344,25
<b>Total capitol 5</b>		<b>574.155,79</b>	<b>88.611,05</b>	<b>662.766,84</b>
<b>CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste</b>				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	14.000,00	2.660,00	16.660,00



<b>Total capitol 6</b>		<b>14.000,00</b>	<b>2.660,00</b>	<b>16.660,00</b>
<b>CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret</b>				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget	0,00	0,00	0,00
7.2.	Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
<b>Total capitol 7</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>8.733.202,01</b>	<b>1.638.829,83</b>	<b>10.372.031,84</b>
<b>din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1.)</b>		<b>5.132.469,03</b>	<b>975.169,12</b>	<b>6.107.638,14</b>

F2 DEVIZ PE OBIECT <b>PARC FOTOVOLTAIC</b> SCENARIU 2				
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
			lei	lei
1	2	3	4	5
	<b>Cap.4 - Cheltuieli pentru investitia de baza</b>			
<b>4.1</b>	<b>Constructii si instalatiile aferente acestora</b>			
4.1.1	Terasamente,sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	166.351,60	31.606,80	197.958,41
4.1.2	Rezistenta	1.500.426,60	285.081,05	1.785.507,65
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	2.107.075,90	400.344,42	2.507.420,32
	<b>TOTAL I subcap.4.1.</b>	<b>3.773.854,10</b>	<b>717.032,28</b>	<b>4.490.886,38</b>
4.2	Montaj utilaje si echipamente tehnologice si functionale	641.894,42	121.959,94	763.854,36
	<b>TOTAL II subcap.4.2</b>	<b>641.894,42</b>	<b>121.959,94</b>	<b>763.854,36</b>
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2.550.337,69	484.564,16	3.034.901,85
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	<b>TOTAL III subcap.4.3.</b>	<b>2.550.337,69</b>	<b>484.564,16</b>	<b>3.034.901,85</b>
	<b>Total deviz pe obiect (Total I+Total II+Total III)</b>	<b>6.966.086,22</b>	<b>1.323.556,38</b>	<b>8.289.642,60</b>

Formularul F3 - Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 - PARC FOTOVOLTAIC								
SCENARIU 2								
				Curs InforEuro	4,9683			
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	PU (fără TVA)	Valoare totala (fără TVA)	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA (19%)	Valoare (inclusiv TVA)
1	2	3	4	€	€	lei	lei	lei
CAPITOLUL 4								
4.1. Cheltuieli pentru investiția de bază								
4.1	<b>Construcții și montaj</b>							
4.1.1	<b>Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare</b>				33.482,60 €	166.351,60	31.606,80	197.958,41
4.1.1.1	Sistematizare teren	MWp	2,5	6.800,00 €	17.000,00 €	84.461,10	16.047,61	100.508,71
4.1.1.2	Imprejmuire	ml	180	80,20 €	14.436,00 €	71.722,38	13.627,25	85.349,63
4.1.1.3	Plafond betonate	mp	30	68,22 €	2.046,60 €	10.168,12	1.931,94	12.100,07
4.1.2	<b>Rezistență</b>	MWp	2,5	120.800,00 €	302.000,00 €	1.500.426,60	285.081,05	1.785.507,65
4.1.3	<b>Arhitectură</b>				0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	<b>Instalații</b>				424.104,00 €	2.107.075,90	400.344,42	2.507.420,32
4.1.4.1	Cablare curent continuu	MWp	2,5	85.560,00 €	213.900,00 €	1.062.719,37	201.916,68	1.264.636,05
4.1.4.2	Cablare curent alternativ	MWp	2,5	35.220,00 €	88.050,00 €	437.458,82	83.117,17	520.575,99
4.1.4.3	Legare la pamant si paratrasnet	MWp	2,5	2.800,00 €	7.000,00 €	34.778,10	6.607,84	41.385,94
4.1.4.4	Tablouri electrice	MWp	2,5	21.200,00 €	53.000,00 €	263.319,90	50.030,78	313.350,68
4.1.4.5	Distributie 20kV	MWp	2,5	16.220,00 €	40.550,00 €	201.464,57	38.278,27	239.742,83
4.1.4.6	Supraveghere video si iluminat perimetral	ml	560	28,40 €	15.904,00 €	79.015,84	15.013,01	94.028,85
4.1.4.7	Servicii interne cofrete service si alimentare ech.	MWp	2,5	2.280,00 €	5.700,00 €	28.319,31	5.380,67	33.699,98
<b>TOTAL I - subcap. 4.1</b>					<b>759.586,60 €</b>	<b>3.773.854,10</b>	<b>717.032,28</b>	<b>4.490.886,38</b>
4.2	<b>Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale</b>							
4.2.1	Montaj panou fotovoltaic monocristalin 600Wp	buc	4176	21,13 €	88.218,00 €	438.293,49	83.275,76	521.569,25
4.2.2	Montaj invertor 250kW	buc	9	1.590,00 €	14.310,00 €	71.096,37	13.508,31	84.604,68
4.2.3	Montaj transformator 2500kVA	buc	1	15.360,00 €	15.360,00 €	76.313,09	14.499,49	90.812,57
4.2.4	Montaj celula 20kV	buc	2	4.026,00 €	8.052,00 €	40.004,75	7.600,90	47.605,65
4.2.5	Montaj anvelopa 20kV neechipata	buc	1	3.258,00 €	3.258,00 €	16.186,72	3.075,48	19.262,20
<b>TOTAL II -subcap. 4.2</b>					<b>129.198,00 €</b>	<b>641.894,42</b>	<b>121.959,94</b>	<b>763.854,36</b>
<b>TOTAL</b>					<b>888.784,60 €</b>	<b>4.415.748,53</b>	<b>838.992,22</b>	<b>5.254.740,75</b>

F4 Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj								
PARC FOTOVOLTAIC SCENARIU 2								
				Curs InforEuro	4,9683			
Nr.crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	UM	Cantitate	PU (fără TVA)	Valoare totala (fără TVA)	Valoare (fără TVA)	Valoare TVA (19%)	Valoare (inclusiv TVA)
1	2	3	4	€	€	lei	lei	lei
1	Panou fotovoltaic monocristalin 600Wp	buc	4176	84,50 €	352.872,00 €	1.753.173,96	333.103,05	2.086.277,01
2	Invertor 250kW	buc	9	7.950,00 €	71.550,00 €	355.481,87	67.541,55	423.023,42
3	Transformator 2500kVA	buc	1	51.200,00 €	51.200,00 €	254.376,96	48.331,62	302.708,58
4	Celula 20kV	buc	2	13.420,00 €	26.840,00 €	133.349,17	25.336,34	158.685,51
5	Anvelopa 20kV neechipata	buc	1	10.860,00 €	10.860,00 €	53.955,74	10.251,59	64.207,33
<b>Total</b>					<b>513.322,00 €</b>	<b>2.550.337,69</b>	<b>484.564,16</b>	<b>3.034.901,85</b>

**ANEXA 1** atașată prezentului studiu, cuprinde:

- Deviz General Scenariu 1
- Deviz pe obiect parc fotovoltaic Scenariu 1 (F2)
- Deviz pe obiect container stocare Scenariu 1 (F2)
- Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 - parc fotovoltaic Scenariu 1 (F3)
- Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 – instalație stocare Scenariu 1 (F3)
- Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj - parc fotovoltaic Scenariu 1 (F4)

- Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj - instalație stocare Scenariu 1 (F4)
- Calcul costuri de inlocuire Scenariu 1
- Procedura si costuri de mentenanta Scenariu 1
- Grafic de execuție Scenariu 1
- Grafic de execuție cu valori Scenariu 1
  
- Deviz General Scenariu 2
- Deviz pe obiect parc fotovoltaic Scenariu 2 (F2)
- Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 - parc fotovoltaic Scenariu 2 (F3)
- Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj - parc fotovoltaic Scenariu 2 (F4)
- Calcul costuri de inlocuire Scenariu 2
- Procedura si costuri de mentenanta Scenariu 2
- Grafic de execuție Scenariu 2
- Grafic de execuție cu valori Scenariu 2

### **3.5. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor**

Studiu topografic – **Atașat**

Studiul topografic atasat prezentei documentații a fost realizat de SC PILOT CAD SRL, fiind avizat de OCPI.

Studiul geotehnic - **Atașat**

Studiul geotehnic a fost elaborat conform normativelor în vigoare, de către S.C. CARA S.R.L., conform contractului nr.399 / 12.06.2024.

### 3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Durata de realizare a investiei este estimata la 12 luni atât in cazul Scenariului 1, cat si in cazul Scenariului 2.

### GRAFIC DE EXECUȚIE CU VALORI SCENARIU 1

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Perioada de implementare											
		L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiectare		159.272,05										
2	Plata Taxe ISC		18.723,31										13.373,79
3	Plata Taxe CSC												26.747,58
4	Plata taxa AC		53.495,17										
5	Asigurarea serviciilor de consultanta	42.644,58		42.644,58		42.644,58		42.644,58		42.644,58			42.644,58
6	Informare si publicitate	1.200,00		2.500,00									10.875,00
7	Audit financiar					5.000,00							5.000,00
8	Organizare de șantier			56.000,00									
9	Lucrări de construcții												
9.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare (parc și stocare)												
9.1.1.	Sistematizare teren			28.153,70	28.153,70	34.239,87							
9.1.2.	Imprejmuire											77.229,74	
9.1.3.	Platforme betonate					25.930,05							
9.2	Rezistență					300.085,32	300.085,32	300.085,32	300.085,32	300.085,32			
9.3.	Instalații												

9.3.1.	Cablare curent continuu					177.119,90	177.119,90	177.119,90	177.119,90	177.119,90	177.119,90		
9.3.2.	Cablare curent alternativ					72.909,80	72.909,80	72.909,80	72.909,80	72.909,80	72.909,80		
9.3.3.	Legare la pamant si paratrasnet									34.778,10			
9.3.4.	Tablouri electrice								87.773,30	87.773,30	87.773,30		
9.3.5.	Distributie 20kV								67.154,86	67.154,86	67.154,86		
9.3.6.	Supraveghere video si iluminat perimetral									26.338,61	26.338,61	26.338,61	
9.3.7.	Servicii interne cofrete service si alimentare ech.											28.319,31	
9.3.8.	Instalatii inmagazinare											73.034,01	
9.4.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale parc fotovoltaic												
9.4.1.	Montaj panou fotovoltaic monocristalin 600Wp								219.146,74			219.146,74	
9.4.2.	Montaj inverter 250kW								35.548,19			35.548,19	
9.4.3.	Montaj transformator 2500kVA								38.156,54			38.156,54	
9.4.4.	Montaj celula 20kV								20.002,38			20.002,38	
9.4.5.	Montaj anvelopa 20kV neechipata								8.093,36			8.093,36	
9.5.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale instalatie inmagazinare												
9.5.1.	Montaj container de stocare cu baterii LiFePo4, 600kWh, P=600kW, dimensiuni 6,058 x 2,896 x 2,438 mm;											39.957,55	

9.5.2.	Montaj invertor bidirectional, 200kW, 800V											8.719,37	
9.5.3.	Montaj statie de transformare prefabricata 08\20kV, transformator 800kVA;											67.981,25	
10	Furnizare echipamente parc												
10.1.	Panou fotovoltaic monocristalin 600Wp								438.293,49	438.293,49	438.293,49	438.293,49	
10.2.	Invertor 250kW								88.870,47	88.870,47	88.870,47	88.870,47	
10.3.	Transformator 2500kVA								63.594,24	63.594,24	63.594,24	63.594,24	
10.4.	Celula 20kV								33.337,29	33.337,29	33.337,29	33.337,29	
10.5.	Anvelopa 20kV neechipata											53.955,74	
11	Furnizare echipamente immagazinare												
11.1.	Container de stocare cu baterii LiFePo4, 600kWh, P=600kW, dimensiuni 6,058 x 2,896 x 2,438 mm;											799.151,06	
11.2.	Invertor bidirectional, 200kW, 800V											87.193,67	
11.3.	Statie de transformare prefabricata 08\20kV, transformator 800kVA;											453.208,33	
12	Diverse si neprevăzute											459.670,37	
13	Asigurare utilitati - ATR			670.720,50									
14	Probe tehnologice si teste											14.000,00	
15	Asistenta tehnică							6.800,00					6.800,00
16	Dirigentie de santier			5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00



17	Servicii SSM			1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	
18	Recepție la terminarea lucrărilor												
		43.844,58	231.490,52	807.118,78	35.253,70	665.029,51	557.215,02	606.659,59	1.657.185,87	1.439.999,95	1.062.491,96	3.140.901,70	111.040,95
		10.358.232,12											

## GRAFIC DE EXECUȚIE CU VALORI SCENARIU 2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Perioada de implementare											
		L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiectare		159.272,05										
2	Plata Taxe ISC		17.963,64										12.831,17
3	Plata Taxe CSC												25.662,35
4	Plata taxa AC		51.324,69										
5	Asigurarea serviciilor de consultanta	42.644,58		42.644,58		42.644,58		42.644,58		42.644,58			42.644,58
6	Informare si publicitate	1.200,00		2.500,00									10.875,00
7	Audit financiar					5.000,00							5.000,00
8	Organizare de șantier			56.000,00									
9	Lucrări de construcții												
9.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare												
9.1.1.	Sistematizare teren			28.153,70	28.153,70	28.153,70							
9.1.2.	Imprejmuire											71.722,38	
9.1.3.	Platforme betonate					10.168,12							
9.2	Rezistență					300.085,32	300.085,32	300.085,32	300.085,32	300.085,32			
9.3.	Instalații												

STUDIU DE FEZABILITATE  
PARC FOTOVOLTAIC CU INSTALAȚIE DE STOCARE ELECTROTIMIS

9.3.1.	Cablare curent continuu					177.119,90	177.119,90	177.119,90	177.119,90	177.119,90	177.119,90		
9.3.2.	Cablare curent alternativ					72.909,80	72.909,80	72.909,80	72.909,80	72.909,80	72.909,80		
9.3.3.	Legare la pamant si paratrasnet									34.778,10			
9.3.4.	Tablouri electrice								87.773,30	87.773,30	87.773,30		
9.3.5.	Distributie 20kV								67.154,86	67.154,86	67.154,86		
9.3.6.	Supraveghere video si iluminat perimetral									26.338,61	26.338,61	26.338,61	
9.3.7.	Servicii interne cofrete service si alimentare ech.											28.319,31	
9.4.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale parc fotovoltaic												
9.4.1.	Montaj panou fotovoltaic monocristalin 600Wp								219.146,74			219.146,74	
9.4.2.	Montaj invertor 250kW								35.548,19			35.548,19	
9.4.3.	Montaj transformator 2500kVA								38.156,54			38.156,54	
9.4.4.	Montaj celula 20kV								20.002,38			20.002,38	
9.4.5.	Montaj anvelopa 20kV neechipata								8.093,36			8.093,36	
10	Furnizare echipamente parc												
10.1.	Panou fotovoltaic monocristalin 600Wp								438.293,49	438.293,49	438.293,49	438.293,49	
10.2.	Invertor 250kW								88.870,47	88.870,47	88.870,47	88.870,47	
10.3.	Transformator 2500kVA								63.594,24	63.594,24	63.594,24	63.594,24	
10.4.	Celula 20kV								33.337,29	33.337,29	33.337,29	33.337,29	

10.5.	Anvelopa 20kV neechipata											53.955,74	
11	Diverse si neprevazute											395.798,94	
12	Asigurare utilitati - ATR			670.720,50									
13	Probe tehnologice si teste											14.000,00	
14	Asistenta tehnica							6.800,00					6.800,00
15	Dirigentie de santier			5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00	5.600,00
16	Servicii SSM			1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	1.500,00	
17	Receptie la terminarea lucrarilor												
		43.844,58	228.560,38	807.118,78	35.253,70	643.181,42	557.215,02	606.659,59	1.657.185,87	1.439.999,95	1.062.491,96	1.542.277,68	109.413,09
		8.733.202,01											

#### 4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO- ECONOMIC(E) PROPUS(E)

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

Studiul de fezabilitate are drept scop stabilirea și evaluarea lucrărilor necesare pentru realizarea unui parc fotofoltaic și evidențierea efectelor economico-financiare ale acestei investiții asupra SC BEGA TEHNOMET SRL. Studiul de fezabilitate a ținut cont de valorile actuale ale unei astfel de investiții (preturi iunie 2024). Durata estimată a realizării investiției este de un an. Perioada de analiză, după finalizarea execuției lucrărilor este de 20 de ani.

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

În cadrul articolului “Schimbările climatice și generarea de energie regenerabilă în Europa – Evaluarea impactului pe termen lung asupra energiei solare și eoliene folosind date climatice viitoare de înaltă rezoluție și luând în considerare incertitudinile climatice” publicat în ianuarie 2022, în revista *Energies* au fost cuantificate potențialele modificări în variabilele climatice legate de generarea de energie fotovoltaică în viitor, pe baza proiecțiilor CMIP5 privind schimbările climatice, conform celui de-al 5-lea raport de evaluare IPCC. S-au folosit proiecții ale radiației solare în perioada 2010-2099. Orașele ale căror date climatice au fost analizate sunt Narvik, Gothenburg, Munich, Antwerp, Salzburg, Valencia și Atena. S-au folosit proiecții ale radiației solare și vitezei vântului în perioada 2010-2099. Rezultatele arată că, în general potențialul fotovoltaic nu se modifică considerabil ca urmare a schimbărilor climatice.

În toate scenariile climatice analizate s-a regăsit o reducere a potențialului fotovoltaic dar aceasta se situează între 0,01 – 2,71%.

**Rezultatele arată că, în general potențialul fotovoltaic nu se modifică considerabil ca urmare a schimbărilor climatice.**

##### *Identificarea și Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității proiectului*

Riscurile climatice, conform Apendice A: *Clasificarea pericolelor legate de climă la Regulamentul delegat (UE) al Comisiei [C (2021) 2800/3]*

	<b>Riscuri legate de temperatură</b>	<b>Riscuri legate de vânt</b>	<b>Riscuri legate de ape</b>	<b>Riscuri legate de masa solidă</b>
	<b>Schimbarea temperaturii</b>  (aer, apă dulce, apă de mare)	Schimbarea regimului vântului	Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	Eroziunea costieră Nu este cazul

CRONICE	Stresul termic		<b>Precipitații</b> sau variabilitate hidrologică	Degradarea solului
	<b>Variabilitatea temperaturii</b>		Acidificarea oceanelor Nu este cazul	Eroziunea solului
	Topirea permafrostului		Intruziunea salină Nu este cazul	Solifluxiune Nu este cazul
			Creșterea nivelului mării – nu este cazul	
			Stresul hidric	
ACUTE	Val de căldură	Ciclone, uragan, taifun	Secetă	Avalanșă Nu este cazul
	Val de frig/îngheț	Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	<b>Precipitații abundente</b> (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	Alunecare de teren Nu este cazul
	Incendiu forestier Nu este cazul	Tornadă	Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană) Nu este cazul	Subsidență Nu este cazul
			Golirea bruscă a lacurilor glaciare Nu este cazul	

Performanța parcului fotovoltaic, respectiv potențialul de producere a energiei nu este afectat semnificativ de riscurile climatice. **Principalii factori se referă la schimbarea temperaturii și precipitații.**

### Proiecții climatice

Conform Administrației Naționale de meteorologie: *schimbarile observate în clima ultimelor decenii pun problema evaluării evoluțiilor climatice probabile în deceniile și chiar secolele viitoare cu modele matematice ale climei. Complexitatea sistemului climatic, natura diferită a componentelor care îl compun (atmosfera, ocean, criosfera, biosfera, litosfera) precum și interacțiunile dintre acestea, impun utilizarea unor modele numerice extrem de complexe, dar care au la baza sisteme de ecuații asociate legilor fizicii. Influența factorului antropogen introduce o incertitudine legată de evoluția emisiilor gazelor cu efect de seră în viitor.*

*Studiile cercetătorilor români au contribuit la rafinarea unor metodologii de proiecție regională a semnalului încălzirii globale. Au fost folosite metode de modelare statistică aplicate rezultatelor modelelor climatice globale*

(Figura 2.1, 2.2, 2.3) dar și realizarea de experimente numerice cu modele climatice regionale și analiza rezultatelor acestora împreună cu datele observate pentru a evidenția mecanisme prin care factorii locali modulează semnalul global al schimbării climei (Figura 2.4).

Figura 2.1 Evoluțiile în cazul temperaturii lunii august, mediată pentru teritoriul României (în °C), pentru 16 modele climatice și pentru media ansamblului (cu negru). A fost reprezentată tendința în cazul mediei multimodel (cu linie roșie). Scenariul utilizat este A1B. Au fost folosite mediile ansamblului a 17 modele climatice extrase din baza de date [CMIP3](#)

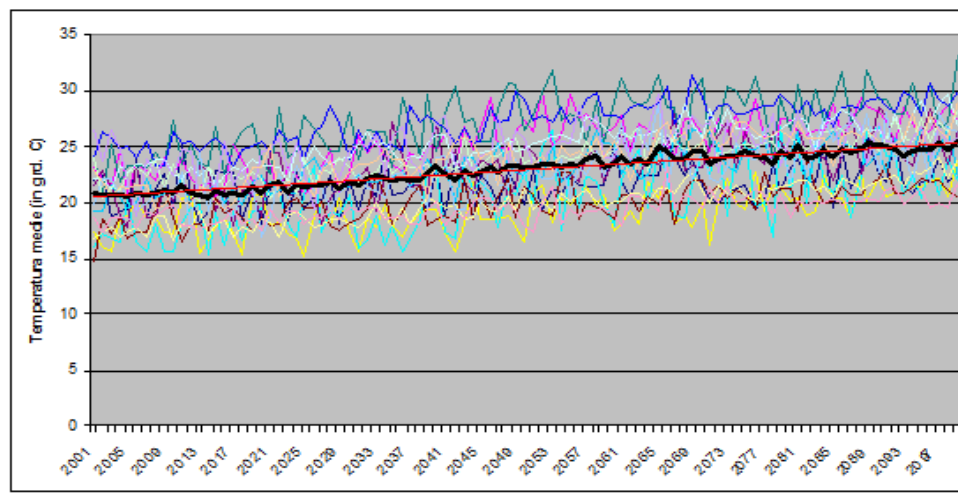


Figura 2.2 Ciclul sezonier al temperaturilor corespunzătoare intervalelor 1961-1990 (albastru), 2001-2030 (roșu), 2031-2060 (portocaliu) și 2061-2090 (verde) în cazul mediei pentru teritoriul României (în °C). Scenariul utilizat este A1B. Au fost folosite mediile ansamblului a 17 modele climatice extrase din baza de date CMIP3

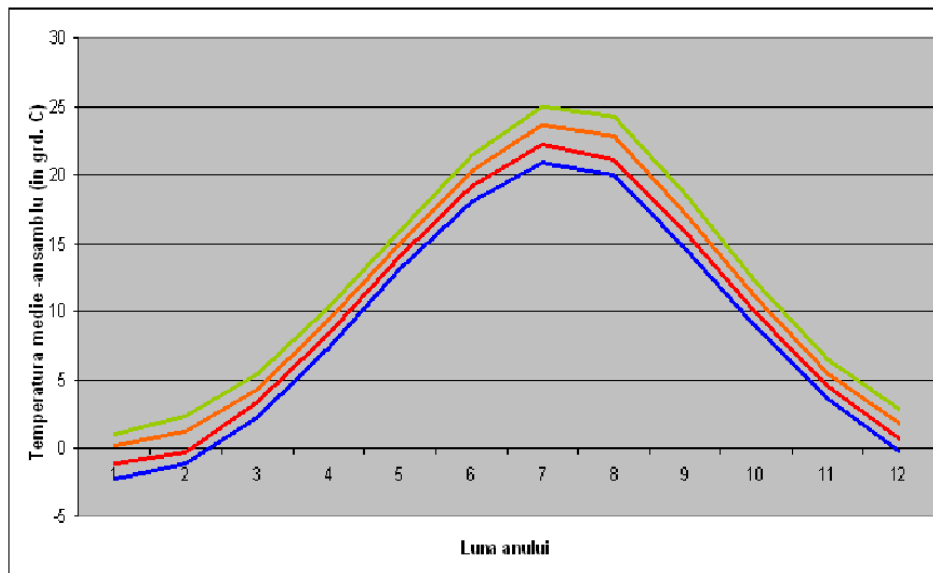


Figura 2.3 Ciclul sezonier al precipitațiilor pentru corespunzătoare intervalelor 1961-1990 (albastru), 2001-2030 (roșu), 2031-2060 (portocaliu) și 2061-2090 (verde) în cazul mediei lunare, mediată pentru teritoriul României, a ratei zilnice a cantitatii de precipitații (în mm). Scenariul utilizat este A1B. Cu negru s-a reprezentat ciclul sezonier al ratei zilnice de



precipitații pentru teritoriul României, calculat din datele de observație la stațiile meteorologice. Au fost folosite mediile ansamblului a 17 modele climatice extrase din baza de date CMIP3

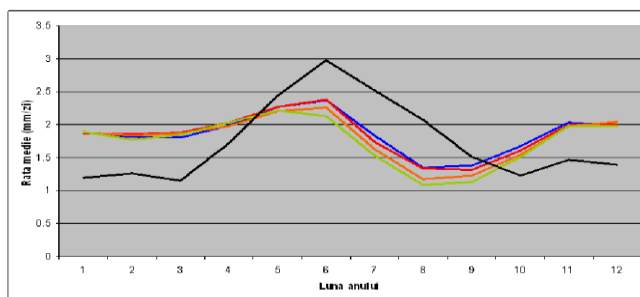
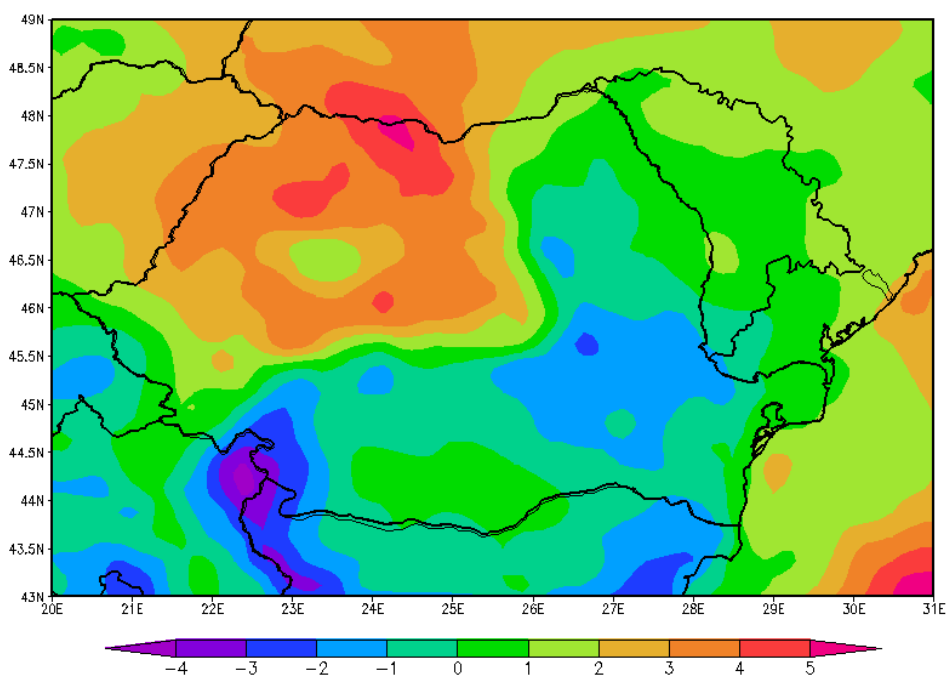


Figura 2.4 Schimbarea în cantitatea anuală de precipitații estimată pentru 2001-2030 (în %) (interval de referință – 1961-1990) în condițiile scenariului A1B. S-au folosit rezultatele unui ansamblu de 11 experimente climatice cu modele regionale realizate în proiectul [FP6 ENSEMBLE](#)



Se poate observa din hărțile de mai sus, tendința evidentă **de creștere a temperaturilor și de scădere a precipitațiilor, în zona de interes.**

### Variabilitate și predictibilitate

Pe același site oficial al Administrației Naționale de meteorologie, se precizează:

*Clima este o sinteză a vremii pe o perioadă mare de timp și pentru un anumit spațiu geografic. Clima poate fi definită prin distribuții ale probabilităților asociate fenomenelor de vreme care caracterizează acel spațiu geografic. Pentru a putea calcula probabilități de apariție a unor valori ai parametrilor ce descriu fenomenele meteorologice, și în general, pentru a calcula statistici, trebuie să dispunem de șiruri de observații cât mai*

*indlungate și de o perioadă de referință. In prezent, Organizatia Mondială a Meteorologiei recomandă calcularea normalelor climatice pe intervalul de referință 1961-1990, dar în practică sunt folosite și alte intervale (1951-1980, 1971-2000). Stabilirea perioadei de 30 de ani ca perioadă climatică de referință este în mare măsură convențională, dar adoptarea ei a ținut cont de faptul că mediile lunare, calculate pentru variabilele meteorologice pe aceasta perioadă, au o stabilitate suficientă, inclusiv în cazul zonelor temperate.*

*Raportarea la normalele standard a valorilor diversilor parametri meteorologici pune în evidență variabilitatea climatică prin fluctuațiile acestora situate de-o parte sau alta a mediilor calculate pe perioada de referință. Cauzele variabilității climatice sunt multiple, dar în esență ele sunt legate de o distribuție neuniformă a energiei atât la scară mare cât și la scară regională și locală. Circulațiile atmosferice și oceanice asigură transportul energiei între componentele sistemului climatic. Manifestările acestui transport energetic sunt modurile naturale de variabilitate de tipul El Nino-Oscilația Sudică (ENSO), oscilația nord-atlantică (Figura 1.1), oscilația multidecenală a Atlanticului etc.*

*Schimbarea climei înseamnă mai mult decât fluctuațiile climatice ce readuc mereu geosistemul aproape de starea medie. Ea presupune devierea sistematică de la starea medie ce definește o climă spre o nouă stare medie – o nouă climă. Schimbarea climei poate fi cauzată atât de factori naturali interni (modificările care apar în interiorul sistemului climatic sau datorită interacțiunilor dintre componentele sale) cât și naturali externi (variația energiei emisa de soare, erupții vulcanice, variația parametrilor orbitali ai Pamantului) sau externi antropogeni. Aceștia din urmă schimbă compoziția atmosferei prin creșterea concentrației gazelor cu efect de seră datorită activităților umane (de exemplu, prin arderea combustibililor fosili). Creșterea continuă a concentrației gazelor cu efect de seră (de tipul dioxidului de carbon, metanului, etc) duce la acumulări energetice în geosistem care se exprimă nu doar prin creșterea temperaturii medii globale a aerului, dar și prin modificări ale dinamicii atmosferei și oceanului planetar, traduse prin modificări la nivel regional și local ale caracteristicilor statistice asociate atât stării medii cât și extremelor. Factorii enumerați mai sus acționează simultan iar separarea lor este foarte dificilă și constituie un subiect actual în comunitatea științifică.*

*Studiile românești au atribuit proiecției semnalului încălzirii globale tendințele recente observate în cazul temperaturii aerului în România. Mecanismele fizice răspunzătoare au fost identificate. În cazul altor variabile climatice, cum e cazul precipitațiilor, atribuirea este încă incertă, statistic vorbind și numărul crescut de factori locali care modulează semnalul încălzirii globale implică mecanisme fizice mai complexe. Cercetătorii români au identificat surse de predictabilitate care influențează Europa (inclusiv România) și le-au folosit pentru experimente de predicție. Studiile au vizat interacțiunea ocean-atmosferă și criosferă/atmosferă (figura 1.2) cu impact asupra predictabilității Oscilației Nord-atlantice. La scara interanuală, multianuală și decenală, studiile cercetătorilor români au vizat mecanismele asociate evoluției unor fenomene ca Oscilația Multidecenală a Atlanticului, Oscilația Nord-atlantică și influența temperaturii la suprafața apei oceanului/mărilor asupra predictabilității climatice a regimului termic și al precipitațiilor în Europa și România.*

### **Adaptarea la Schimbările Climatice (ASC)**

*Schimbările climatice implică reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și adaptarea sistemelor ecologice la efectele variabilității climatice. Pentru a avea efecte pozitive, adaptarea trebuie direcționată luând în considerare prioritățile dezvoltării durabile.*

*La nivel European, primele inițiative în domeniul adaptării la schimbările climatice sunt reprezentate de „Cartea Verde privind Adaptarea la efectele schimbărilor climatice în Europa- posibilitățile de acțiune ale Uniunii Europene” (2007) și respectiv, „Cartea Albă privind „Adaptarea la efectele schimbărilor climatice: către un cadru de acțiune la nivel European” (2009), ambele documente evidențiind necesitatea acțiunilor de prevenire a impactului SC asupra mediului și activității socio-economice.*

*Strategia UE privind adaptarea la efectele schimbărilor climatice (2013) menționează faptul că, este crucial să se consolideze capacitatea de rezistență la schimbările climatice subliniind că, gestionarea necorespunzătoare a resurselor de apă poate afecta semnificativ ecosistemele naturale și activitățile socio-economice. Cu alte cuvinte, diferitele sectoare economice sunt din ce în ce mai expuse la riscurile de mediu, ca urmare a fenomenului schimbărilor climatice, iar gestionarea eficientă a riscurilor climatice prezintă o importanță majoră pentru procesul de dezvoltare durabilă.*

*„Europa 2020: O strategie europeană pentru o creștere inteligentă, durabilă și favorabilă incluziunii” (COM (2010) 2020 final, 3.3.2010) abordează aspecte privind utilizarea eficientă a resurselor naturale în contextul provocărilor climatice actuale și viitoare. Strategia propune un cadru integrat de acțiune pentru domeniile schimbări climatice, energie, transport, industrie, agricultură și pescuit, biodiversitate și dezvoltare regională, iar în acest context abordarea provocărilor climatice trebuie să răspundă la minimizarea pericolelor care planează asupra mediului și societății umane în scopul susținerii dezvoltării socio-economice și pentru adaptarea infrastructurilor la schimbările climatice previzibile.*

#### **Riscuri climatice identificate**

- Temperaturi ridicate
- Fenomene extreme (furtuni, vijelii)

#### **Vulnerabilități identificate**

- Neactualizarea la momentul actual a EUROCOD-urilor în contextul schimbărilor climatice

#### **Adaptarea investiției la schimbările climatice**

- Echipa de proiectanți a luat în calcul fenomenele extreme care au început să afecteze țara noastră, astfel că elementele de proiectare, au fost gândite astfel încât să facă față acestor schimbări climatice: prinderi elemente cu sisteme robuste, dimensionare pante astfel încât să permită scurgerea apelor din precipitații în mod eficient;

Pe parcursul perioadei operaționale, verificările periodice, mentenanța, înlocuirile de elemente degradate, vor asigura eficiența soluției propuse și preîntâmpinarea posibilelor probleme cauzate de schimbările climatice.

Precizăm că soluțiile propuse nu afectează în mod negativ eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență la riscurile fizice legate de climă a altor persoane, a naturii, a altor active și/sau a altor activități economice și că acestea sunt în concordanță cu planurile și strategiile naționale de adaptare la schimbările climatice de la nivel local, zonal, regional sau național.

Echipamentele care se vor achiziționa (panourile fotovoltaice, invertoarele, transformatoarele) au specificații tehnice care demonstrează condiții de funcționare și protecție extrem de performante, acestea funcționează în condiții extreme de umiditate, temperatură, praf (furtuni care aduc praf/nisip) sau furtuni care ar putea provoca jet de apă de înaltă presiune, etc.

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

Racordarea centralei electrice fotovoltaice propuse se va face printr-un punct de conexiune nou, proiectat și executat în baza avizului tehnic de racordare. Racordarea la rețea se va face în rețeaua de 20kV existentă lângă incintă.

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

##### **Impactul social și cultural, egalitatea de șanse**

##### **Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de - realizare, în faza de operare**

- în faza de realizare: aproximativ **10 persoane** (personal al contractorului general, subcontractorilor acestuia sau ai furnizorilor de echipamente precum și a proiectantului).
- în faza de operare: personalul operațional al societății care va asigura monitorizarea funcționării curente sistemului de stocare cu baterii (**1 persoană**).

##### **Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz – categoria de folosință a terenului este: curți- construcții**

Proiectul promovează dezvoltarea durabilă prin realizarea unor activități orientate direct spre susținerea acesteia, urmărind utilizarea eficientă a resurselor, protecția mediului, prevenirea și gestionarea riscurilor, cum ar fi:

- utilizarea unor echipamente mai eficiente energetic și cuantificarea rezultatelor asupra consumului de energie și a emisiilor de CO<sub>2</sub>.
- utilizarea de materiale prietenoase cu mediul (ecologice sau reciclate) și de soluții inovative în construcții și în construcția de infrastructură.

##### **Protecția zgomotului și vibrațiilor**

Se preconizează că doar în faza de execuție pe amplasament se vor produce zgomote și vibrații datorită activităților de amenajare a sistemului de stocare cu baterii (organizarea de șantier). Odată cu finalizarea lucrărilor de construcție și instalații, în cadrul proiectului nu vor mai exista surse de zgomote și vibrații.

În ceea ce privește receptorii sensibili, respectiv cele mai apropiate locuințe, trebuie menționat faptul că disconfortul generat de organizarea de șantier va fi minim, având în vedere că lucrările se desfășoară într-o zonă în care există fabrica fabricii și platforme industriale.

##### **Protecția calității apelor**

Procesul tehnologic nu generează ape industriale uzate sau alte substanțe care să conducă la poluarea apelor.

Totuși situații accidentale pot apărea atât în perioada de execuție cât și în perioada de operare a proiectului. Astfel, pot exista scurgerile accidentale de combustibil sau de alte substanțe/ materii prime utilizate în faza de execuție a lucrărilor (depozitarea necontrolată a materialelor și a deșeurilor de construcții), dar și modificarea dinamicii naturale sau scurgerii apei pluviale datorită excavațiilor ce vor fi efectuate pentru construcția sistemului de stocare a energiei electrice cu baterii. Pentru reducerea impactului asupra mediului se vor considera următoarele măsuri:

- utilizarea și manipularea combustibililor se va realiza astfel încât să se evite scăpările accidentale pe sol sau în apă.
- utilizarea și manipularea materialelor sau a altor substanțe se va realiza astfel încât să se evite dizolvarea și antrenarea lor de către apele de precipitații (amenajarea unor spații de depozitare temporară a deșeurilor în conformitate cu normele în vigoare).

### **Protecția aerului**

Principale surse de poluare sunt: gazele de combustie rezultate de la rularea autovehiculelor și combustia carburanților în motoarele vehiculelor transportoare sau a utilajelor, pulberile în suspensie datorate circulației autovehiculelor și de activitățile de excavare și depozitare a pământului.

### **Protecția solului și subsolului**

Activitatea de bază nu va implica operații care ar putea pune în pericol solul sau subsolul. Mai mult, proiectul de stocare a energiei electrice cu baterii se va amplasa pe o platformă betonată.

### **Gospodărirea deșeurilor**

Regimul gospodării deșeurilor produse în timpul execuției va face obiectul organizării de șantier, în conformitate cu reglementările din Legea nr. 211/2011 (republicată). Evidența gestiunii deșeurilor se va ține pe baza „Listei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, prezentate în Anexa 2 a H.G. 856/2002 (cu toate modificările și completările ulterioare). Deșeurile preconizate sunt de următoarele tipuri:

- metalice, rezultate din activitățile de execuție a structurilor metalice de rezistență (armătura fundațiilor) și din activitatea de întreținere a utilajelor de șantier.
- deșeuri materiale de construcție.
- deșeuri de lemn rezultate din activitatea curentă de pe șantier.
- plastic (ambalaje diferite, izolații de cabluri electrice).

Deșeurile menajere și cele asimilabile acestora vor fi colectate în interiorul organizării de șantier în puncte de colectare prevăzute cu containere tip pubele

În perioada de operare a parcului, se va realiza un plan de gestionare a deșeurilor care va asigura reutilizarea sau reciclarea maximă a panourilor / bateriilor la sfârșitul ciclului de viață, în conformitate cu ierarhia deșeurilor, inclusiv prin acorduri contractuale cu parteneri care se ocupă de reciclarea/eliminarea deșeurilor.

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

Aplicând un standard ridicat a managementului sănătății și siguranței de șantier, montarea și exploatarea BESS în conformitate cu reglementările din domeniul industriei, riscurile de securitate și sănătate asociate cu construirea și operarea instalațiilor fiind reduse la minimum.

În implementarea proiectului se vor realiza următoarele lucrări principale:

- Lucrări de instalații și de infrastructură.
- Lucrări noi pentru amplasarea panourilor și capacităților de stocare a energiei, echipamentelor și sistemelor aferente.
- Organizare de șantier.
- Racordarea la SEN.

Riscul pentru sănătatea umană sau pentru mediu nu există nici în condiții accidentale, nici în condiții normale, natura activității nu afectează sănătatea oamenilor sau starea mediului înconjurător, vecinătățile, nu sunt surse de noxe sau activități neautorizate, toate materialele sunt destinate aprioric utilizării de către oameni.

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

Obiectivul SC BEGA TEHNOMET SA este să construiască un parc fotovoltaic pentru producerea energiei electrice din surse regenerabile și nepoluante și să își crească veniturile prin comercializarea energiei electrice produse.

Așadar, SC BEGA TEHNOMET SA își propune să producă energie electrică sustenabilă, cu emisii cât mai reduse de carbon.

Utilizarea energiei regenerabile are beneficii ample pentru mediu și societate în general, întrucât generează o reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, diversificarea aprovizionării cu energie și o dependență redusă de piețele combustibililor fosili (în special petrol și gaze).

La nivel European, unul dintre obiectivele privind energia și clima este obținerea unui consum de energie din surse regenerabile de 32% în 2030.

**La nivel național, unul dintre principalele obiective ale PNIESC 2021-2030 este ca ponderea globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energii să ajungă la 30,7% până în 2030.**

În Raportul anual al ANRE pe anul 2020, ultimul disponibil, se arată, în prognoza, atât în scenariul de referință cât și într-un scenariu favorabil că, *consumul intern de energie va crește* anual în perioada 2022 - 2029, iar creșterea va fi constantă pe perioada 2021-2024 (cu 1% anual) urmând ca în perioada următoare creșterea să fie într-un ritm descrescător de la un an la altul (în scenariul de referință).

Așadar, necesitatea și oportunitatea proiectului rezultă din necesitatea de a construi noi capacități de generare a energiei pentru a satisface cererea tot mai mare de energie, înlocuind în același timp combustibilii fosili.

#### **4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară**

##### ***a) Prezentarea contextului;***

##### ***Contextul politic, economic, social și de mediu al proiectului-necesitatea și oportunitatea***

Energia și schimbările climatice sunt strâns legate: contracararea amenințării reprezentate de schimbările climatice impune o renunțare radicală la sistemul energetic actual dependent de combustibili fosili. Producția de energie și utilizarea acesteia generează 79% din emisiile de gaze cu efect de seră din UE, cea mai mare parte a emisiilor provenind din furnizarea de energie și din transporturi. Pentru a atinge țintele și obiectivele în materie de emisii de gaze cu efect de seră, aceste sectoare trebuie să utilizeze într-o măsură tot mai mare energiile regenerabile și noile tehnologii. Transformarea sistemului energetic prezintă provocări semnificative pentru integrarea surselor regenerabile de energie variabile în sistemul electroenergetic și pentru echilibrarea cererii și a ofertei.

România și-a stabilit, așa cum este subliniat și în PNRR, obiectivul specific de a instala o capacitate de 240 MW sau 480 MWh până în 2026. În acest sens, au fost alocate fonduri adecvate pentru a sprijini aceste obiective prin PNRR, subliniindu-se astfel angajamentul de consolidare a infrastructurii energetice naționale și de asigurare a unui viitor energetic rezilient și sustenabil.

##### **Necesitatea și oportunitatea proiectului**



**Proiectul propus va avea un impact pozitiv în ceea ce privește:**

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an pentru producerea energiei termice și electrice - cărbune, gaz natural;
  - b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
  - c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
  - d) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii Europene.

**b) Definirea obiectivelor;**

**Obiectiv general:** producția de energie electrică curată din surse regenerabile prin instalarea unei capacități de producere a energiei regenerabile - solare, în conformitate cu obiectivul Fondului de Modernizare Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

**Obiectivele specifice** ale proiectului propus:

- Realizarea unui parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ.
- Producția de energie electrică de cca **2505,10 MWh** pe an (valoare medie pe durata de exploatare).
- Reducerea gazelor cu efect de seră: scăderea anuală estimată a gazelor cu efect de seră prin dizlocarea din piața serviciilor de sistem a participanților cu sisteme bazate pe surse convenționale de energie (motoare staționare pe gaz, sau grupuri energetice pe cărbune) cu circa **1,532,87 tone de CO<sub>2</sub>/an**.
- Obținerea unui ajutor de stat în cuantum de **168,000 Euro/ MW(ac) instalat**.

**Prin implementarea investiției, aceasta va contribui la:**

- diversificare a portofolului de servicii al Investitorului prin extinderea capacității de generare energie electrică din surse regenerabile.
- va contribui la protecția mediului, îmbunătățirea mediului de afaceri, dezvoltarea economică și socială a zonei.
- atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile

**Valoarea adăugată a proiectului**

**În absența realizării proiectului, societatea nu va contribui la obținerea de:**

**Beneficii sociale:**

- reducerea poluării;
- se respectă premisele dezvoltării durabile și se realizează o gestionare mai bună a resurselor energetice

**Beneficii economice:**

- va crește marja de profitabilitate a produselor și serviciilor oferite de către societate;

**Beneficii de mediu:**

- Se vor reduce cantitățile anuale de emisii de gaze cu efect de seră cu **1.532,87 tone de CO2/an.**
- Se contribuie la respectarea și atingerea obiectivelor naționale asumate prin PNRR.

**c) Identificarea proiectului;**

Identificare proiect	
Denumire proiect/acronim	Parc fotovoltaic cu instalație de stocare ELECTROTIMIȘ
Amplasament	Municipiul Timișoara, Bulevardul Industriei , nr. 2, Județul Timiș
Identificare program	
Denumire program	Fondul de modernizare
Valoarea totală a investiției (lei cu TVA):	12.304.951,66
Curs euro utilizat	1Euro = 4,9683

**Domeniul de activitate în care se realizează investiția propusă prin proiect este: 3513 - Distribuția energiei electrice respectiv 3514 - Comercializarea energiei electrice.**

Până în prezent, societatea nu a desfășurat activități de producție de energie electrică/stocare a energiei electrice în baterii.

Planul de finanțare cuprinde:

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției	12.304.951,66
	din care TVA	1.946.719,54
II	Valoarea neeligibilă a investiției	5.338.865,45
III	Valoarea eligibilă a investiției	6.966.086,21
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	1.878.017,40
2	Contribuția solicitantului	10.426.934,26
2.1	Surse proprii	10.426.934,26
2.2	Credit	0

Regimul TVA: Societatea este platitoare de TVA.

**Capacitate financiară:**

Contributia proprie va fi asigurată în întregime din surse proprii (10.426.934,26 lei).

Durata de implementare: 12 luni;

Componenta	Valoarea totala (fără TVA) lei	Valoarea totală eligibilă a cheltuielilor lei	Valoarea ajutorului de stat solicitat lei
1	2	3	4
Parc fotovoltaic cu instalație de stocare	10.358.232,12	6.966.086,21	1.878.017,40

**Capacitate tehnică:**

Pentru asigurarea implementării proiectului în condiții optime, societatea a luat decizia constituirii unei echipe de **management de proiect** formată din 5 persoane, după cum urmează:

- Manager de proiect / responsabil tehnic
- Responsabil financiar
- Expert tehnic / achizitii
- Expert tehnic
- Expert financiar.

**Descrierea succintă a solicitantului**

Societatea SC BEGA TEHNOMET SA a fost înființată în anul 1991 având ca obiect principal de activitate CAEN 6820 Închirierea și subînchirierea bunurilor imobiliare proprii sau închiriate.

Numărul mediu de salariați la finele anului 2023 a fost 21.

Cifra de afaceri a societății aferentă anului 2023 a fost generată de venituri din prestări servicii în valoare de 23.902.869 lei.

Societatea este platitoare de TVA și impozit pe profit 16%.

Societatea SC BEGA TEHNOMET SA este considerată firmă legată cu alte 13 societăți comerciale.

**Capacitate juridică:** Forma juridică de constituire a SC BEGA TEHNOMET SA este societate pe acțiuni, aceasta desfășurându-și activitatea în conformitate cu legea română (Legea 31/1990 cu modificările și completările ulterioare) și prevederile actului constitutiv (statutul societății).

**Identificarea și descrierea grupului țintă vizat de implementarea proiectului**
**Beneficiari directi**

- SC BEGA TEHNOMET SA - prin implementarea prezentului proiect, societatea va înregistra beneficii de natură financiară din stocarea de energie, aspect care va atrage o creștere a profitului societății, permițându-i acesteia să investească în noi activități productive, care să îi sprijine strategia de raționalizare a costurilor (strategie care vizează atât eficientizarea activității economice a companiei, cât și o utilizare rațională a resurselor naturale). Mai mult, prin implementarea prezentului proiect, societatea va beneficia și de mai multă notorietate pe piața pe care activează, prin preocuparea pentru dezvoltare durabilă;

- **Personalul firmei** - societatea va crea un nou loc de muncă cu normă întreagă pentru o persoană care va gestiona și întreține infrastructura creată, pe de altă parte, întreg personalul societății va beneficia de rezultatele financiare ale societății

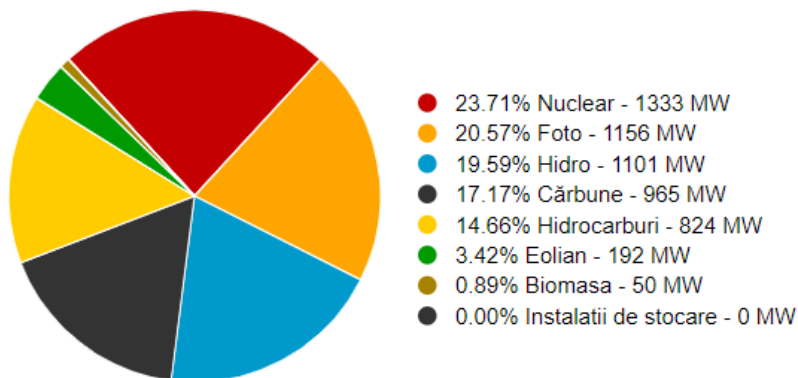
#### **Beneficiari indirecti**

- **Furnizorii** – din cadrul proiectului dar și furnizorii/clientii din activitatea operațională
- **Comunitatea locala** – prin prezentul proiect, societatea acționează în conformitate cu principiul dezvoltării durabile, contribuind la reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>;
- **Statul** – întrucât dobândește un partener în acțiunile sale de aliniere la standardele impuse de directivele europene cu privire la eficiența energetică. În același timp, prin implementarea proiectului propus la nivelul societății va rezulta o creștere a profitului și implicit, a impozitului datorat. Astfel, unul din beneficiarii indirecti ai proiectului va fi și Bugetul general consolidat al statului;

#### **d) Rezultatele studiilor de fezabilitate, însoțite de o analiză a cererii și a opțiunilor;**

- *Analiza cererii curente și viitoare/analiza consumului propriu actual și estimat, ca urmare a implementării proiectului. În funcție de disponibilitatea datelor, se recomandă ca estimările cererii să fie realizată cu ajutorul metodelor și tehnicilor de previziune statistică;*

S-a analizat ponderea consumului fotovoltaic din total consum (ex: 14.07.2024): 20,57%.



Total 5623 MW - Productia in 14-07-2024 ora 12:08:22

### Grafic productie, consumul si soldul SEN

Valorile afisate in grafic si tabel, sunt marimi instantanee la ora afisata.  
Orice selectie pe o perioada mai mare de doua luni va avea nevoie de mai mult de 30 de secunde pentru generarea graficului.  
Selectia pe perioade lungi este utila doar pentru afisarea tabelara a datelor.

Data start: 14 iulie 2023 11:30  
Data stop: 14 iulie 2024 11:30

Cauta

Consum : 7604 MW  
Medie Orara Consum : 7544 MW  
Productie : 7168 MW  
Carbune : 773 MW  
Hidrocarburi : 1530 MW  
Ape : 2713 MW  
Nuclear : 1384 MW  
Eolian : 713 MW  
Foto : -1 MW  
Biomasa : 58 MW  
Sold : 435 MW



### Grafic productie, consumul si soldul SEN

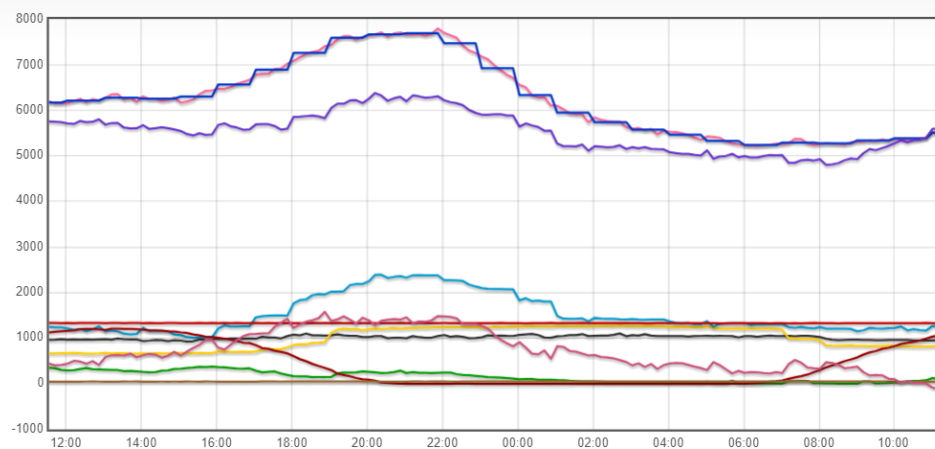
Valorile afisate in grafic si tabel, sunt marimi instantanee la ora afisata.  
Orice selectie pe o perioada mai mare de doua luni va avea nevoie de mai mult de 30 de secunde pentru generarea graficului.  
Selectia pe perioade lungi este utila doar pentru afisarea tabelara a datelor.

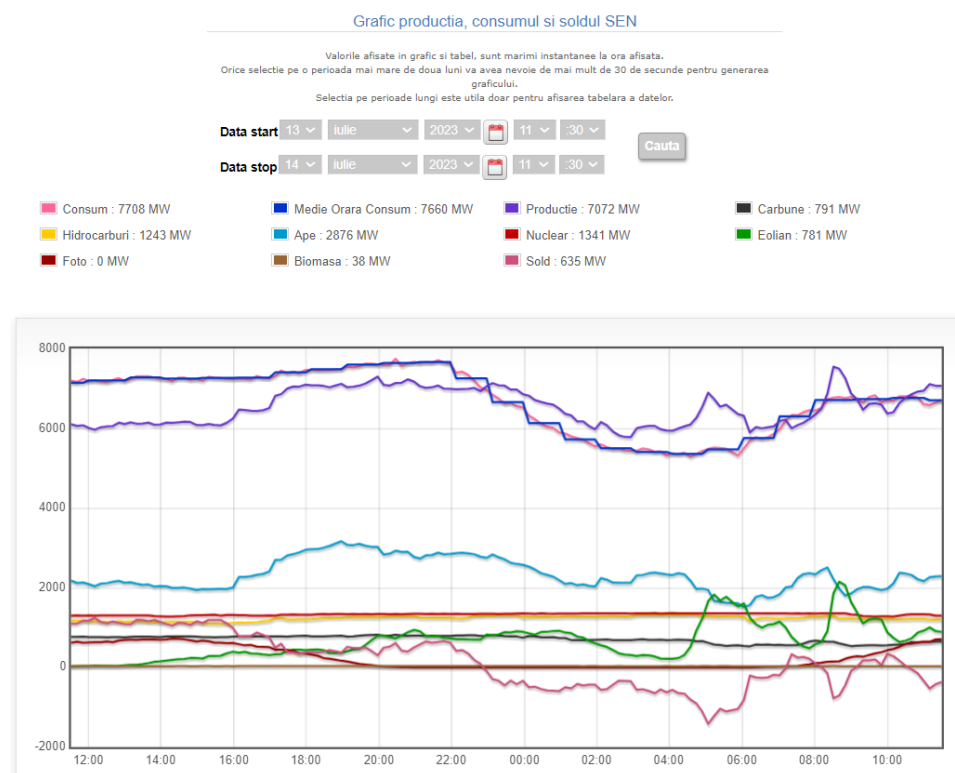
Data start: 13 iulie 2024 11:30

Cauta

Data stop: 14 iulie 2024 11:30

Consum : 5472 MW  
Medie Orara Consum : 5576 MW  
Productie : 5145 MW  
Carbune : 1049 MW  
Hidrocarburi : 1261 MW  
Ape : 1410 MW  
Nuclear : 1329 MW  
Eolian : 37 MW  
Foto : 2 MW  
Biomasa : 53 MW  
Sold : 327 MW





Conform unei prognoze recente a Solar Power Europe, asociația industriei fotovoltaice din Europa, capacitatea nou-instalată de fotovoltaice în România în perioada 2024-2028 ar putea varia semnificativ.

Într-un scenariu negativ, aceasta ar putea ajunge la 9.000 MW, într-un scenariu mediu, la aproximativ 15.000 MW, iar într-un scenariu optimist, la circa 19.000 MW.

În contextul acestor evoluții, România se situează în Top 20 la nivel global în ceea ce privește capacitatea fotovoltaică ce urmează să fie instalată.

Astfel, potrivit Solar Power Europe, în scenariul mediu, capacitatea totală instalată în România ar crește de la 3.350 MW la finalul anului 2023 (incluzând atât parcurile fotovoltaice, cât și instalațiile prosumatorilor) la 18.130 MW în 2028. Aceasta ar reprezenta o rată anuală de creștere de 40%.

(Sursa: <https://www.capital.ro/cresterea-capacitatii-fotovoltaice-romania-s-ar-putea-clasa-in-top-20-mondial.html>)

Conform datelor ANRE, în prezent (26.06.2024) în România există o capacitate instalată **de aproximativ 1.638 MW în parcurile fotovoltaice**, la care se adaugă aproximativ 1.700 MW în instalațiile prosumatorilor.

Ministerul Energiei a alocat peste 13,6 miliarde de euro pentru susținerea sistemului energetic prin fonduri nerambursabile, destinate investițiilor în întregul lanț energetic. Aceste surse de finanțare includ Fondul pentru Modernizare, PNRR, Schemele Naționale și Planul Național de Investiții.



În acest context, considerăm că prin proiectul propus, ne alăturăm eforturilor comune de creștere a potențialului energetic din surse regenerabile.

- **Analiza de opțiuni;**

Scopul analizei de opțiuni este identificarea soluției optime pentru atingerea obiectivelor proiectului în raport cu criteriile tehnice, de mediu și financiare.

**Au fost determinate și analizate 2 scenarii tehnico-economice posibile în realizarea obiectivului proiectului, și anume:**

**Scenariul 1 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh.**

**Scenariul 2 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), fără instalație de stocare.**

**Scenariul 1** propune construirea unui parc fotovoltaic cu o instalație de stocare integrată pentru asigurarea dezechilibrelor cât mai mici între puterea notificată și puterea produsă. Datele tehnice și componenta centralei în scenariul 1 este următoarea :

- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuală -0.4%;
- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficiență EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalică în „camp”;
- Post de transformare cu izolație în ulei, 0.8\20kV, 2500kVA, instalat în anvelopă prefabricată;
- Structura metalică de oțel zincat, orientare E-V, unghi de înclinare 15°;
- Instalație de stocare prefabricată, E=0.6MWh, P=0.6MW, cu baterii LiFePO4, cu invertor integrat, 3x200kW, U=0.4kV în container prefabricat ,058x2,438x2,591mm;

Datele energetice pentru Scenariul 1 sunt următoarele :

- Putere instalată în curent continuu : 2505.6kWp;
- Putere instalată în curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maximă ce poate fi evacuată : 2250kVA;
- Număr panouri fotovoltaice : 4176 buc;
- Instalație de stocare 600kWh;

**Scenariul 2** propune construirea unui parc fotovoltaic în sistem On Grid. Datele tehnice și componenta centralei în scenariul 2 este următoarea :

- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuală -0.4%;
- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficiență EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalică în „camp”;
- Post de transformare cu izolație în ulei, 0.8\20kV, 2500kVA, instalat în anvelopă prefabricată;
- Structura metalică de oțel zincat, orientare E-V, unghi de înclinare 15°;

Datele energetice pentru Scenariul 2 sunt următoarele :

- Putere instalată în curent continuu : 2505.6kWp;

- Putere instalata in curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maxima ce poate fi evacuata : 2250kVA;
- Numar panouri fotovoltaice : 4176 buc;

	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Putere instalata (cc)	2505.6kWp	2505.6kWp
Putere instalata (ca)	2250 kW	2250 kW
Capacitate stocare	600 kWh	-
Productie anuala – in primul an	2601.62MWh	2601.62MWh
Durata de viata tehnica	>12 ani	>12 ani

Compararea scenariilor din punct de vedere tehnic:

Criteriu	Indicator/ subcriteriu	Scenariu 1	Scenariu 2
Tehnic	Randamentul parcului fotovoltaic	Centrala fotovoltaica cu instalatie de stocare – randament ridicat pentru ca se reduc dezechilibrele la prognozele de energie electrica pentru ziua urmatoare.	Centrala fotovoltaica fara instalatie de stocare – Randament mai scazut datorata dezechilibrelor rezultate in urma prognozelor pentru ziua urmatoare.
Climatic	Adaptabilitate solutiilor tehnice alese la conditiile meteorologice	Solutiile tehnice sunt adaptate la conditiile meteorologice si sunt reziliente la intemperii sau alte fenomene externe	Similar cu scenariu 1

Compararea scenariilor din punct de vedere financiar:

In cazul Scenariului 1, avand in vedere ca se propune implementarea unui sistem de stocare se inregistreaza costuri de investitii mai mari decat in cazul scenariului 2.

Astfel, pentru compararea din punct de vedere al costurilor de investitie si de operare a celor doua scenarii, au fost calculate valorile actualizate ale costurilor de investitie si de operare, precum si a celor de inlocuire pe intreaga perioada de analiza, rezultatele fiind prezentate in tabelul urmator:

Criteriu	Indicator/ subcriteriu	Scenariu 1	Scenariu 2	U.M
Financiar	Costuri de investitie, inlocuire si de operare actualizate (VNA)	<b>10.358.232,12</b>	<b>8.733.202,01</b>	RON

Având in vedere costul mediu pentru energia electrica in varianta fara stocare, respectiv cea cu stocare precum si costurile energiei electrice din piata de echilibrare, se justifica alegerea Scenariului 1 pentru implementare.

Din punct de vedere tehnico-economic, considerand si recomandările comisiei Europene privind stocarea energiei – sprijinirea unui sistem energetic decarbonizat și sigur al UE, varianta optima pentru realizarea investitiei este un **parc fotovoltaic cu sistem de stocare a energiei electrice in baterii pentru reducerea dezechilibrelor.**

- *Aspecte de mediu (evaluarea impactului reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, etc).*

Evaluarea impactului reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră: proiectul va contribui la o reducere a a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră la sfârșitul perioadei de **1.532,87 echivalent tone de CO<sub>2</sub>**.

Aceasta reducere se va produce prin dizlocarea din piața serviciilor de sistem, a participanților cu sisteme bazate pe surse convenționale de energie (motoare staționare pe gaz, sau grupuri energetice pe cărbune) ca urmare a creării propriiei unitati de stocare a energiei electrice prin intermediul proiectului propus.

Compararea scenariilor din punct de vedere social, cultural si mediu

Criteriu	Indicator/ subcriteriu	Scenariu 1	Scenariu 2
Mediu	Sustenabilitatea solutiilor tehnice propuse	Solutiile tehnice si instalatiile propuse in scenariu 1 sunt alese astfel incat sa produca un impact minim asupra mediului in perioada de executie, mai ales in perioada de exploatare. Au fost alese solutii tehnice si materiale moderne care asigura capacitatea de a exista si a se dezvolta fara a afecta resursele naturale	Similar cu Scenariu 1
	Impactul asupra mediului factor apa, aer, sol	Lucrarile vor avea un impact minim asupra acestor factori, exclusiv in perioada de executie	Similar cu Scenariu 1
	Impactul zgomotului si vibratiilor	Lucrarilor vor avea un impact minim din punct de vedere al acestor factori, exclusiv in perioada de executie	Similar cu Scenariu 1
	Reducerea poluarii aerului si solului	Prin implementarea proiectului se preconizeaza o reducere a poluarii aerului (reducerea emisiilor de CO <sub>2</sub> ), dar si a solului prin pastrarea pe termen lung a calitatii solului	Similar cu Scenariu 1

#### *e) Analiza financiară*

Analiza economico-financiara a proiectului a fost elaborată ținând cont de principiul incremental, respectiv de faptul că evaluarea impactului proiectului se realizează prin compararea a două scenarii:

➤ Scenariul contrafactual –scenariul fara proiect, proiecția fluxurilor de numerar în situația continuarii activitatii obisnuite -business as usual BAU)

➤ Scenariul cu proiect – proiecția fluxurilor de numerar în situația implementării prezentului proiect (conform Studiului de Fezabilitate anexat)

**I. În varianta scenariului contrafactual**, scenariul fără proiect, obiectul investiției propuse nu se va realiza; nu se va construi capacitatea de producție energie electrică din sursă solară iar societatea își va continua activitatea în mod obișnuit consumând energie electrică doar din rețeaua publică.

Varianta scenariului fără proiect reduce posibilitățile de dezvoltare ale activității societății precum și posibilitățile de a crește nivelul beneficiilor sociale produse în comunitate prin faptul că:

- Societatea nu va avea posibilitatea de a genera venituri suplimentare din producția de energie electrică.
- Scade posibilitatea de contribuție a societății la reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>;
- Gradul de sănătate al angajaților și al populației din zona unde se implementează proiectul nu se va îmbunătăți la fel de mult având în vedere faptul că societatea nu va putea contribui la îmbunătățirea condițiilor de mediu;

În situația în care nu se va realiza investiția propusă, veniturile societății vor fi semnificativ reduse. De aceea această opțiune este considerată ca fiind nefavorabilă.

**II. În varianta scenariului cu proiect** = obiectivul investiției propuse se va realiza

Societatea noastră își propune construirea și amenajarea unei capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile solare la locația implementării proiectului.

Investiția propusă va genera beneficii financiare pentru societate și va contribui la reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> în atmosferă.

Investiția impusă de acest proiect este una semnificativă însă beneficiile pe termen lung justifică realizarea acestui proiect atât pentru societate cât și pentru comunitatea în care se realizează proiectul prin prisma beneficiilor sociale.

Astfel, din punct de vedere financiar, productivitatea întreprinderii se va îmbunătăți prin desfășurarea unei activități în strictă concordanță cu principiile dezvoltării durabile. Diseminarea beneficiilor implementării prezentului proiect în mediul de afaceri regional va încuraja inițiativa agenților economici în ceea ce privește realizarea de investiții care să aibă la bază principiile competitivității și dezvoltării durabile ale societății.

Proiectul pentru care se solicită finanțare nu este o componentă a unei operațiuni complexe, fiind independent din punct de vedere al obiectivelor și cerințelor ce-l definesc. Prezentul proiect se regăsește în strategia societății de realizare a unor investiții productive care să-i asigure o eficientizare a activității și o creștere a profitabilității afacerii, creșterea producției de energie din surse solare fiind parte integrantă a planului de dezvoltare al societății. Din aceste considerente menținem că prezentul proiect este independent tehnic și financiar și că atare va fi implementat separat de alte acțiuni cuprinse în politica de dezvoltare a societății.

Ambele opțiuni au fost analizate din toate punctele de vedere și descrise în conformitate cu cerințele ghidului specific din perspectiva tipurilor de investiții eligibile și a restricțiilor privind cheltuielile eligibile din perspectiva ajutorului de stat.

Opțiunile tehnice au fost analizate și comparate din perspectiva costurilor de investiții și de operare (la valoare actualizată netă).

Totodată, pentru scenariul cu proiect, au fost elaborate 2 opțiuni tehnice pentru realizarea proiectului de investiții propus și anume:

1. Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), **cu instalație de stocare** pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh;

2. Construire parc fotovoltaic cu o putere instalata in curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW in curent alternativ (ca), **fara instalatie de stocare.**

### **Analiza financiara propriu-zisa**

Scopul analizei financiare este de a determina daca proiectul merita realizat din perspectiva solicitantului si stabilirea celei mai potrivite structuri de finantare a investitiei. Obiectivele analizei financiare constau in evaluarea urmatoarelor parametrii in special:

- Evalua profitabilitatea investiției;
- Evalua profitabilitatea proiectului din perspectiva proprietarului (în condițiile cofinanțării din fonduri nerambursabile a proiectului);
- Verifica sustenabilitatea financiară a proiectului.

Ipotezele de bază ce vor fi utilizate în cadrul previziunilor sunt următoarele:

- Situația „fără proiect” este considerată a fi situația actuală, adică cea în care proiectului nu este realizat;
- Situația „cu proiect” reflectă realizarea parcului fotovoltaic, conform opțiunii tehnice nr.1;
- Valoarea totală a investiției include totalul costurilor eligibile și neeligibile;
- Veniturile și costurile proiectului sunt degrevate de TVA, având în vedere ca acesta este recuperabil (societatea este platitoare de TVA, 19%);
- Estimările se realizează în RON, fără a se ține cont de efectul inflației asupra prețurilor, adică se utilizează prețurile constante;
- Cursul valutar considerat pentru efectuarea calculelor este cel din Ghidul Specific 4,9683 lei/eur;
- Perioada de referință pentru realizarea lucrărilor de investiții este de 12 luni, adică un an calendaristic complet, notat cu „0” (anul implementării proiectului);
- Perioada de estimări pentru exploatarea obiectivului după finalizarea lucrărilor de intervenții este considerată a fi compusă din cei 20 ani (notați de la 1 la 20) care urmează perioadei de implementare a proiectului;
- Perioada de amortizare pentru noua infrastructura a fost calculata folosind metoda amortizării liniare. S-a considerat ca investitia se va amortiza in totalitate in perioada de operare, in functie de durata normala de functionare, specifica pentru fiecare tip de imobilizare din structura investitiei;
- Astfel, valoarea reziduala la sfarsitul perioadei de analiza este reprezentata de valoarea neamortizata a investitiei, determinata conform duratelor normale de viata ale componentelor acesteia, în cazul de fata fiind 0 (zero);
- Costurile de intretinere și operare au fost estimate la nivelul unei functionari optime a tuturor obiectelor prevazute in proiect;
- Indicatorii rentabilității financiare a investiției au fost calculati pe baza fluxului de numerar net incremental, care se calculează ca diferență între fluxul de numerar net generat de scenariul cu proiect și fluxul de numerar net generat de scenariul contrafactual (fara proiect);
- Fluxul de numerar net reprezintă diferența dintre intrările de numerar și ieșirile de numerar;
- Fluxurile financiare nu includ impozitele, taxele și alte ieșiri de numerar care nu sunt legate de costurile de operare;
- Fluxurile de nemonetare de tipul amortizarilor și subvențiilor nu au fost incluse în intrările și ieșirile de numerar ale proiectului.
- Rata de actualizare utilizată în calcule este de 4% - rata recomandata de Comisia Europeana, conform *Ghidului privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, al Comisiei Europene, 2014-2020*. Cu cat rata de actualizare este mai mica, cu cat sansele ca proiectul sa genereze o valoare actualizata pozitiva si deci sa nu se justifice finantarea acestuia din surse nerambursabile sunt mai mari. Prin urmare, o rata de actualizare superioara va adanci valoarea negativa a valorii actualizate neta financiara, astfel ca utilizarea

unei rate de actualizare mai mica reprezinta o abordare cat mai prudentiala din perspectiva obtinerii unei finantari nejustificata.

Totodata, in cadrul analizei financiare, s-au analizat fluxurile financiare ale proiectului, din care fac parte:

- Costurile de investiție;
- Costurile de întreținere și operare;
- Costurile de inlocuire;
- Sursele de finanțare;
- Venituri rezultate din crearea unei unitati proprii de productie a energiei electrice din surse solare.

Pentru ca proiectul să fie finanțabil din punct de vedere al fondurilor europene, indicatorii calculați trebuie să se încadreze în următoarele limite:

- ✓ Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C) trebuie să fie  $< 0$ ;
- ✓ Rata de Rentabilitate Financiară (RRF/C) trebuie să fie  $<$  rata de actualizare (4%);
- ✓ Fluxul de numerar cumulat trebuie să fie pozitiv în fiecare an al perioadei de implementare și exploatare (anii 1 – 20);
- ✓ Raportul beneficii/cost  $\leq 1$ , unde costurile se referă la costurile actualizate de exploatare pe perioadă de referință, iar beneficiile se referă la veniturile actualizate obținute din exploatarea investiției.

### **1) Valoarea investiției și sursele de finanțare**

Ținând cont de criteriile de eligibilitate a cheltuielilor, de cota TVA, de valoarea fără TVA a componentelor din cadrul devizului general, în cele ce urmează se detaliază valoarea investiției și sursele potențiale de acoperire a acesteia, în condițiile în care cota de finanțare publică reprezintă o parte din totalul cheltuielilor eligibile, în timp ce valoarea finanțării proprii de către beneficiar a investiției este cota complementară finanțării publice pentru valoarea eligibilă și componentele neeligibile, inclusiv TVA pentru toată valoarea proiectului. TVA reprezintă 19% și este considerată parte a valorii cheltuielilor neeligibile.

În urma analizei opțiunilor tehnice elaborate în cadrul Studiului de fezabilitate, a fost recomandat **scenariul I** - cu proiect, în **varianta tehnica 1** - Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh, care va fi detaliată în continuare:



**DEVIZ GENERAL**
**Parc fotovoltaic cu instalație de stocare ELECTROTIMIȘ**

Curs InforEuro (lei/eur): 4,9683

Data: Iunie 2024

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
<b>CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului</b>				
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0.00	0.00	0.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
<b>Total capitol 1</b>		<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții</b>				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	670,720.50	127,436.90	798,157.40
<b>Total capitol 2</b>		<b>670,720.50</b>	<b>127,436.90</b>	<b>798,157.40</b>
<b>CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică</b>				
3.1	Studii	<b>2,700.00</b>	<b>513.00</b>	<b>3,213.00</b>
3.1.1.	<i>Studii de teren</i>	<i>2,700.00</i>	<i>513.00</i>	<i>3,213.00</i>
3.1.2.	<i>Raport privind impactul asupra mediului</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>
3.1.3.	<i>Alte studii specifice</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	6,500.00	1,235.00	7,735.00
3.3	Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00

3.5	Proiectare	150,072.05	28,513.69	178,585.74
3.5.1.	<i>Temă de proiectare</i>	<i>1,500.00</i>	<i>285.00</i>	<i>1,785.00</i>
3.5.2.	<i>Studiu de prefezabilitate</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>
3.5.3.	<i>Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general</i>	<i>67,072.05</i>	<i>12,743.69</i>	<i>79,815.74</i>
3.5.4.	<i>Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/ acordurilor/ autorizațiilor</i>	<i>10,000.00</i>	<i>1,900.00</i>	<i>11,900.00</i>
3.5.5.	<i>Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție</i>	<i>6,500.00</i>	<i>1,235.00</i>	<i>7,735.00</i>
3.5.6.	<i>Proiect tehnic și detalii de execuție</i>	<i>65,000.00</i>	<i>12,350.00</i>	<i>77,350.00</i>
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanță	265,867.45	50,514.82	316,382.27
3.7.1.	<i>Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții</i>	<i>255,867.45</i>	<i>48,614.82</i>	<i>304,482.27</i>
3.7.2.	<i>Auditul financiar</i>	<i>10,000.00</i>	<i>1,900.00</i>	<i>11,900.00</i>
3.8	Asistență tehnică	83,100.00	15,789.00	98,889.00
3.8.1.	<i>Asistență tehnică din partea proiectantului</i>	<i>13,600.00</i>	<i>2,584.00</i>	<i>16,184.00</i>
3.8.1.1.	<i>pe perioada de execuție a lucrărilor</i>	<i>10,000.00</i>	<i>1,900.00</i>	<i>11,900.00</i>
3.8.1.2.	<i>pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții(inclus in proiectare)</i>	<i>3,600.00</i>	<i>684.00</i>	<i>4,284.00</i>
3.8.2.	<i>Dirigenție de șantier 10 luni x 5600 lei</i>	<i>56,000.00</i>	<i>10,640.00</i>	<i>66,640.00</i>
3.8.3	<i>Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărâre nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare</i>	<i>13,500.00</i>	<i>2,565.00</i>	<i>16,065.00</i>
<b>Total capitol 3</b>		<b>508,239.50</b>	<b>96,565.51</b>	<b>604,805.01</b>
<b>CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază</b>				

4.1	Construcții și instalații	3,874,243.57	736,106.28	4,610,349.85
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	758,552.59	144,124.99	902,677.58
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3,889,890.74	739,079.24	4,628,969.98
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
<b>Total capitol 4</b>		<b>8,522,686.90</b>	<b>1,619,310.51</b>	<b>10,141,997.41</b>
<b>CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli</b>				
5.1	Organizare de șantier	56,000.00	10,640.00	66,640.00
5.1.1	<i>Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier</i>	<i>46,000.00</i>	<i>8,740.00</i>	<i>54,740.00</i>
5.1.2	<i>Cheltuieli conexe organizării șantierului</i>	<i>10,000.00</i>	<i>1,900.00</i>	<i>11,900.00</i>
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	112,339.85	0.00	112,339.85
5.2.1.	<i>Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>	<i>0.00</i>
5.2.2.	<i>Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5% x C+M)</i>	<i>26,747.58</i>	<i>0.00</i>	<i>26,747.58</i>
5.2.3.	<i>Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții(0,1% x C+M)</i>	<i>5,349.52</i>	<i>0.00</i>	<i>5,349.52</i>
5.2.4.	<i>Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0,5% x C+M)</i>	<i>26,747.58</i>	<i>0.00</i>	<i>26,747.58</i>
5.2.5.	<i>Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare (1% x C+M)</i>	<i>53,495.17</i>	<i>0.00</i>	<i>53,495.17</i>
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute 5% x (cap.1.2.+1.3.+1.4.+2+3.5.+3.8.+4)	459,670.37	87,337.37	547,007.74

5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	14,575.00	2,769.25	17,344.25
<b>Total capitol 5</b>		<b>642,585.22</b>	<b>100,746.62</b>	<b>743,331.84</b>
<b>CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste</b>				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	14,000.00	2,660.00	16,660.00
<b>Total capitol 6</b>		<b>14,000.00</b>	<b>2,660.00</b>	<b>16,660.00</b>
<b>CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț</b>				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget	0.00	0.00	0.00
7.2.	Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0.00	0.00	0.00
<b>Total capitol 7</b>		<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>10,358,232.12</b>	<b>1,946,719.53</b>	<b>12,304,951.66</b>
<b>din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1.)</b>		<b>5,349,516.67</b>	<b>1,016,408.17</b>	<b>6,365,924.84</b>

## SURSE DE FINANTARE A INVESTITIEI

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției	12.304.951,66
	din care TVA	1.946.719,54
II	Valoarea neeligibilă a investiției	5.338.865,45
III	Valoarea eligibilă a investiției	6.966.086,21
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	1.878.017,40
2	Contribuția solicitantului	10.426.934,26
2.1	Surse proprii	10.426.934,26
2.2	Credit	0

## 2) Estimarea intrarilor si iesirilor de numerar pentru scenariul fara proiect si scenariul cu proiect, a fluxului de numerar net incremental, precum si a valorii reziduale

**In varianta scenariului contrafactual,** scenariul fara proiect, obiectul investitiei propuse nu se va realiza; nu se va construi capacitatea de productie energie electrica din sursa solara iar societatea isi va continua activitatea in mod obisnuit consumand energie electrica doar din rețeaua publica.

Varianta scenariului fara proiect reduce posibilitatile de dezvoltare ale activitatii societatii precum si posibilitatile de a creste nivelul beneficiilor sociale produse in comunitate prin faptul ca:

- Societatea nu va avea posibilitatea de a genera venituri suplimentare din productia de energie electrica.
- Scade posibilitatea de contributie a societatii la reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>;
- Gradul de sanatatea al angajatilor si al populatiei din zona unde se implementeaza proiectul nu se va imbunatati la fel de mult avand in vedere faptul ca societatea nu va putea contribui la imbunatatirea conditiilor de mediu.

In situatia in care nu se va realiza investitia propusa, veniturile societatii vor fi semnificativ reduse. De aceea aceasta optiune este considerata ca fiind nefavorabila.

In scenariul fara proiect, veniturile din derularea activitatii de baza se mentin la nivelul inregistrat in anul fiscal 2023, iar veniturile din productia de energie vor fi nule. In mod similar, nivelul si structura cheltuielile curente se vor mentine la un nivel similar celui din anul fiscal 2023.

**In varianta scenariului cu proiect** si care implica realizarea investitiei propuse conform optiunii tehnice 1 - Construire parc fotovoltaic cu o putere instalata in curent continuu (cc) de 2,5MWp, respectiv **2,25MW** in curent alternativ (ca), cu instalatie de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalata de 0.6MWh, conduce la generarea de beneficii financiare pentru societate rezultate din productie de energie si va contribui la reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> in atmosfera.

Investitia impusa de acest proiect este una semnificativa insa beneficiile pe termen lung justifica realizarea acestui proiect atat pentru societate cat si pentru comunitatea in care se realizeaza proiectul prin prisma beneficiilor sociale.

Astfel, din punct de vedere financiar, productivitatea intreprinderii se va imbunatati prin desfasurarea unei activitati in stricta concordanta cu principiile dezvoltarii durabile. Diseminarea beneficiilor implementarii prezentului proiect in mediul de afaceri regional va incuraja initiativa agentilor economici in ceea ce priveste realizarea de investitii care sa aiba la baza principiile competitivitatii si dezvoltarii durabile ale societatii.

Spre deosebire de scenariul fara proiect, in scenariul cu proiect fluxurile financiare includ, pe langa fluxurile activitatii de baza cuprinse in scenariul fara proiect si intrarile aferente productiei de energie respectiv iesirile aferente operarii investitiei propuse.

Intrucat calculul indicatorilor financiari (valoarea actualizată netă financiară (VANF), rata internă de rentabilitate financiară (RRF/C), raportul costuri/beneficii actualizate si perioada de recuperare a investiției) s-a realizat pe baza fluxului de numerar net incremental, care se determină ca diferență între fluxul de numerar net generat de scenariul cu proiect și fluxul de numerar net generat de scenariul contrafactual (fara proiect). In continuare se prezinta fluxurile de numerar generate exclusiv de operarea investitiei si care compun fluxul de numerar net incremental:

**a) Determinarea productiei de energie**

Pentru determinarea productiei de energie, s-au luat in considerare urmatoarele:

- Capacitatea de productie a energiei din surse regenerabile: 2,25 MWh;
- Perioada de utilizare anuala: 1.156,28 ore/an
- O degradare anuala a capacitatii instalate incepand cu anul 2 de operare, sub o curba exponentiala a factorului de degradare de 0,04% ( $0,04\%^1$  - anul 2,  $0,04\%^2$  – anul 3, s.a.m.d.);

In aceste conditii, productia medie anuala de energie electrica este de 2.505,10 MWh, conform datelor prezentate in tabelul de mai jos:

Indicator program	Indicator	An_1	An_2	An_3	An_4	An_5	An_6	An_7	An_8	An_9	An_10	An_11	An_12	An_13	An_14	An_15	An_16	An_17	An_18	An_19	An_20
L1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile - solar (MWh)	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
	Perioada de utilizare anuală (h/an)	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28	1.156,28
	Factor de degradare al capacității	0,000%	0,400%	0,798%	1,195%	1,590%	1,984%	2,376%	2,767%	3,156%	3,543%	3,929%	4,313%	4,696%	5,077%	5,457%	5,835%	6,212%	6,587%	6,960%	7,333%
	Capacitate corectată cu factorul de degradare	100,000%	99,600%	99,202%	98,805%	98,410%	98,016%	97,624%	97,233%	96,844%	96,457%	96,071%	95,687%	95,304%	94,923%	94,543%	94,165%	93,788%	93,413%	93,040%	92,667%
	Productia anuală de energie electrică (MWh/an)	2.601,63	2.591,22	2.580,86	2.570,54	2.560,25	2.550,01	2.539,81	2.529,65	2.519,53	2.509,46	2.499,42	2.489,42	2.479,46	2.469,54	2.459,67	2.449,83	2.440,03	2.430,27	2.420,55	2.410,87
L3	Productia medie de energie electrică (MWh/an)	2.505,10																			
L2	Factorul de emisii de CO2 mediu ponderat la nivel național (tone CO2 / MWh)	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119
	Capacitatea anuală de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile (tone CO2 / MWh)	1.591.94	1.585.57	1.579.23	1.572.91	1.566.62	1.560.35	1.554.11	1.547.89	1.541.70	1.535.54	1.529.39	1.523.28	1.517.18	1.511.11	1.505.07	1.499.05	1.493.05	1.487.08	1.481.13	1.475.21
	Capacitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile (tone CO2 / MWh) - valoare medie anuală	1.532,87																			
L4	Productia totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință	50.102,02																			
L5	Factorul de capacitate al centralei	12,71%																			

## b) Determinarea veniturilor din productia de energie produsa

Pentru piata de energie exista doua optiuni si anume :

1. Vanzare energie electrica prin contract bilateral intre producator si un furnizor de energie electrica.

Lista potentialilor furnizori se regaseste la pagina <https://arhiva.anre.ro/ro/info-consumatori/operatori-economici/energie-electrica1391006213/furnizare-catre-consumatori1391006442>. In acest caz, preturile recomandate sunt de pana la 65 Euro / MWh fara instalatie de stocare, respectiv pana la 75 Euro / MWh cu instalatie de stocare.

2. Vanzare prin piata OPCOM

In acest caz, producatorul face prognozele pentru ziua urmatoare si participa la bursa cu produsul lui. Tarifele sunt de circa 27.500 lei per an per proiect + 0,25 lei / MWh tranzactionat ([https://www.opcom.ro/uploads/doc/FPA/01.07.2024\\_Lb.romana\\_Procedura%20PCB\\_R2.pdf](https://www.opcom.ro/uploads/doc/FPA/01.07.2024_Lb.romana_Procedura%20PCB_R2.pdf)).

In estimarea veniturilor s-a ales optiunea nr.1, utilizandu-se un pret al energiei de 73 Eur / MWh, echivalentul a 362,69 lei fara TVA, la cursul proiectului. Nu au fost estimate alte venituri colaterale acestei activitati.

In aceste conditii, intrarile anuale de numerar din vanzarea energiei produsa, sunt in suma medie de 908.564.78 lei fara TVA.

## c) Determinarea cheltuielilor cu amortizarea investitiei, a veniturilor din subventii pentru investitii si a valorii reziduale

Pentru determinarea costurilor cu amortizarea s-a utilizat duratele normale de functionare aferente codurilor de clasificare, conform Hotărârii Guvernului nr.2139/2004 pentru aprobarea Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare a mijloacelor fixe, cu modificările și completările ulterioare. Astfel, conform acestor date, investitia se amortizeaza integral pe perioada de operare a acesteia astfel ca valoarea ramasa de amortizat din intreaga investitie, si totodata valoarea reziduala a investitiei dincolo de orizontul perioadei de analiza, este 0 lei. Totodata, pentru acuratetea determinarii fluxurilor de numerar, au fost determinate veniturile reprezentand subventia pentru investitii, respectiv fractiunea din finantare care se recunoaste anual ca venit, proportional cu amortizarea inregistrata pentru elementele investitionale finantare. Veniturile din subventii pentru investitii si cheltuiala cu amortizarea reprezinta fluxuri nemonetare, care nu se regasesc in tabloul fluxurilor de numerare, insa intrucat constituie venituri, respectiv cheltuieli, impacteaza fluxul de numerar prin prisma impozitului pe profit calculat prin aplicarea cotei de impozitare (16%) la diferenta dintre veniturile totale (inclusiv subventiile pentru investitii) si cheltuielile totale (inclusiv amortizarea investitiei). Calculele realizate sunt sintetizate in tabelul de mai jos:

Calculele realizate sunt sintetizate in tabelul de mai jos:



Specificație	Valoarea bruta	Per. de amortizare (ani)	Amortizare anuala	Amortizare cumulată in perioada de operare	Valoare neta = valoare reziduala	Finantare	Subventie anuala	Subventie cumulata
Imobilizări necorporale	280,442	5	56,088	280,442	0	0	0	0
Construcții	6,187,899	20	309,395	6,187,899	0	1,189,426.22	59,471	1,189,426
Instalații tehnice și mașini	3,889,891	18	216,105	3,889,891	0	688,591.18	38,255	688,591
Alte instalații, utilaje și mobilier	0	15	0	0	0	0	0	0
Imobilizări corporale în curs	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>10,358,232</b>	<b>0</b>	<b>581,588</b>	<b>10,358,232</b>	<b>0</b>	<b>1,878,017.40</b>	<b>97,726</b>	<b>1,878,017</b>

**d) Determinarea cheltuielilor aferente operarii investitiei**

Au fost luate in considerare toate alementele de cheltuieli necesare functionarii optime a investitiei, iar acestea includ:

- Taxe pentru emiterea autorizatei de infiintare capacitate energetica si a licentei de producator in suma totala de 30.773 lei fara TVA exclusiv pentru primul an de operare si care se refera la: analiza documentatie infiintare capacitate energetica (2.500 lei), acordare autorizatie de infiintare capacitate energetica (0.32% din valoarea investitie de baza – cap.4 din DG), analiza documentatie cererii de licenta (500 lei), acordare licenta producator (500 lei).
- Cheltuieli cu mentenanta investitiei, in valoarea de 86.797 lei fara TVA / an (17.470 eur fara TVA, la cursul proiectului), care acopera urmatoarele sarcini periodice:
  - Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
  - Verificarea functionarii aparatelor de comutatie
  - Verificarea conexiunilor in protectii
  - Verificarea temperaturii bornelor de conexiune
  - Verificarea reglajelor automatelor de putere
  - Verificarea functionarii aparatelor de masura
  - Verificarea asigurarii gradelor de protectie impuse
  - Verificarea dulapului de compensare
  - Verificarea parametrizarii dulapului de compensare
  - Verificarea sistemelor de ventilare
  - Curatarea interioara a tabloului electric
  - Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
  - Verificarea conexiunilor
  - Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere

- Intocmire buletine de verificare priza de pamant
- Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
- Verificarea vizuala si functionala a instalatiilor (iluminat, cofrete prize, etc.)
- Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
- Verificare lista de mesaje invertoare
- Verificari functionale invertoare
- Verificarea programarii sistemului
- Testari pentru unitatile de comunicare
- Verificare software
- Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
- Verificarea functionarii aparatelor de comutatie
- Verificarea conexiunilor in protectii
- Verificarea temperaturii bornelor de conexiune
- Verificarea reglajelor automatelor de putere
- Verificarea functionarii aparatelor de masura
- Verificare transformator conform indicatii producator
- Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
- Verificare lista de mesaje de avarie
- Verificari functionale PLC-uri
- Teste functionale elemente de semnalizare
- Teste actionari si echipamente de camp
- Testari pentru unitatile de comunicare
- Verificare software
- Verificare alimentare cu energie electrica
- Curatarea interioara a tablourilor electrice
- Curatare teren, cosit si indepartat resturi vegetale
- Pret dispecerizare securitate
- Verificarea coroziunii, murdaririi si a sistemelor de sustinere
- Verificarea serviciilor interne
- Verificarea acumulatorilor
- Mentenanta conform indicatiilor producatorului
- Cheltuieli cu primele de asigurare ale echipamentelor, in cuantum de 0,8 Eur/Kw instalat / an, respectiv suma de 8.943 lei fara TVA / an;
- Cheltuieli salariale in suma anuala de 83.892 lei (corespunzator unui salariu net de 4.000 lei/luna) pentru un angajat care va administra investitia
- Cheltuieli cu servicii externalizate de paza, in suma anuala de 30.000 lei fara TVA;
- Cheltuieli cu servicii externalizate de contabilitate, in suma anuala de 18.000 lei fara TVA;
- Cheltuieli cu amortizarea anuala a investitiei, conform planului de amortizare;
- Cheltuieli cu impozitul pe profit (cota de 16%).

### 3) Calculul a indicatorilor de performanta financiara a investitiei

Pentru calculul indicatorilor de profitabilitate a investitiei (VANF/C, RRF/C) au fost luate in considerare urmatoarele:

In etapa determinarii fluxului de numerar incremental, prin izolarea activitatii proiectului de activitatea de baza:

- ✓ Au fost incluse doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau incasata pentru proiect;

- ✓ Nu au fost incluse fluxurile nemonetare, precum amortizarea investitiei si veniturile din subventia pentru investitii;
- ✓ Au fost luate in considerare numai fluxurile de numerar din anul în care au aparut și au fost proiectate pe o perioadă de referință de 20 ani, care cuprinde exclusiv perioada de operare a investiei fara perioada de implementare a acesteia (anul 0);
- ✓ Nu au fost incluse fluxurile de TVA avand in vedere ca acestea nu impacteaza fluxul total de numerar, intrucat taxa este recuperabila (societatea este platitoare de TVA);
- ✓ Analiza financiară a fost efectuată la prețuri constante.
- ✓ Fluxurile financiare de natura dobânzilor și rambursărilor de credite au fost excluse din ieșirile de numerar ale proiectului pentru calculul indicatorilor de performanță ai proiectului, intrucat cofinantarea din surse proprii a investitiei nu se realizeaza din credit bancar;
- ✓ Nu au fost luate în considerare impozitele, taxele și alte ieșiri de numerar care nu sunt legate de costurile de operare, dar a fost luat in considerare fluxurile generate de plata impozitului pe profit;
- ✓ Finantarea nerambursabila nu a fost inclusa în intrările de numerar ale proiectului;
- ✓ Fluxul de numerar net reprezintă diferența dintre intrările de numerar și ieșirile de numerar.

In etapa determinarii indicatorilor financiari, de fezabilitate ai investitiei:

- ✓ Indicatorii rentabilității financiare a investiției au fost calculati pe baza fluxului de numerar net incremental, ca diferență între fluxul de numerar net generat de scenariul cu proiect și fluxul de numerar net generat de scenariul contrafactual (fara proiect);

Indicatorii utilizați pentru analiza fezabilității financiare a proiectului investițional au fost:

- **Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C);**
- **Rata internă de rentabilitate financiară (RRF/C);**
- **Raportul costuri/beneficii actualizate;**
- **Perioada de recuperare a investiției.**

Pentru ca proiectul să fie finanțabil din punct de vedere al fondurilor europene, indicatorii calculați trebuie să se încadreze în următoarele limite:

- ✓ **Fluxul de numerar** net cumulat (neactualizat) trebuie să fie pozitiv în fiecare an al perioadei de exploatare. **Durabilitatea Financiară** se determina prin analiza tuturor fluxurilor de numerar anuale. Proiectul este considerat fezabil si se justifica interventia ajutorului financiar nerambursabil daca genereaza fluxuri de numerar cumulate mai mari sau egale cu zero pe toata perioada urmatoare implementarii.
- ✓ Valoarea actualizata neta financiara VANF/C trebuie să fie  $< 0$ ;
- ✓ Rata de rentabilitate financiară a investiției RRF/C trebuie să fie  $<$  rata de actualizare (4%);
- ✓ Raportul beneficii/cost  $\leq 1$  - unde beneficiile se referă la veniturile actualizate obținute din exploatarea investiției iar costurile se referă la costurile de exploatare actualizate pe perioadă de referință.

#### **a) Determinarea fluxului de numerar net**

Pe langa fluxurile generate de cheltuielile de mai sus, a fost inclusa plata corespunzatoare costurilor de inlocuire a echipamentelor uzate (a invertoarelor) in suma de 477.475 lei fara TVA (echivalentul sumei de 80.760 eur fara TVA, la cursul proiectului). Avand in vedere ca durata de viata a investoarelor este de circa 10 ani, plata acestor echipamente a fost prevazuta in 11 din perioada de operare a investitiei.

Fluxul de numerar net incremental rezultat pornind de la ipotezele prezentate mai sus, este prezentat in tabelul de mai jos.

Fluxul net de numerar (incremental):

Nr.	Elemente de calcul	An_0 (anul implemen tarii)	An_1	An_2	An_3	An_4	An_5	An_6
1	Incasari din energia produsă	0	943,575	939,800	936,041	932,297	928,568	924,853
2	Alte incasari	0	0	0	0	0	0	0
<b>A.</b>	<b>FLUXUL INTRĂRIILOR</b>	<b>0</b>	<b>943,575</b>	<b>939,800</b>	<b>936,041</b>	<b>932,297</b>	<b>928,568</b>	<b>924,853</b>
1	Plati penstru servicii de mentenanța	0	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797
2	Plati pentru primele de asigurare	0	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943
3	Plati salariale	0	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892
4	Plati pentru servicii servicii externalizate de paza	0	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
5	Plati pentru serviciile de contabilitate	0	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000
6	Plati - taxe ANRE autorizare si licenta de producator	0	30,773	0	0	0	0	0
7	Plati aferente echipamentelor inlocuite	0	0	0	0	0	0	0
8	Plati reprezentand impozit profit	0	44,029	39,375	38,773	38,174	37,577	36,983
<b>B.</b>	<b>FLUXUL IEȘIRILOR</b>	<b>0</b>	<b>302,434</b>	<b>267,007</b>	<b>266,405</b>	<b>265,806</b>	<b>265,209</b>	<b>264,615</b>
	<b>FLUXUL DE NUMEAR INCREMENTAL</b>	<b>0</b>	<b>641,141</b>	<b>672,794</b>	<b>669,636</b>	<b>666,491</b>	<b>663,358</b>	<b>660,238</b>
	<b>FLUXUL DE NUMEAR INCREMENTAL CUMULAT</b>	<b>0</b>	<b>641,141</b>	<b>1,313,935</b>	<b>1,983,571</b>	<b>2,650,061</b>	<b>3,313,420</b>	<b>3,973,658</b>

continuare:

Nr.	Elemente de calcul	An_7	An_8	An_9	An_10	An_11	An_12	An_13
1	Incasari din energia produsă	921,154	917,469	913,799	910,144	906,504	902,878	899,266
2	Alte incasari	0	0	0	0	0	0	0
<b>A.</b>	<b>FLUXUL INTRĂRIILOR</b>	<b>921,154</b>	<b>917,469</b>	<b>913,799</b>	<b>910,144</b>	<b>906,504</b>	<b>902,878</b>	<b>899,266</b>
1	Plati penstru servicii de mentenanța	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797

2	Plati pentru primele de asigurare	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943
3	Plati salariale	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892
4	Plati pentru servicii servicii externalizate de paza	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
5	Plati pentru serviciile de contabilitate	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000
6	Plati - taxe ANRE autorizare si licenta de producator	0	0	0	0	0	0	0
7	Plati aferente echipamentelor inlocuite	0	0	0	0	401,240	0	0
8	Plati reprezentand impozit profit	45,365	44,776	44,189	43,604	36,601	36,021	35,443
<b>B.</b>	<b>FLUXUL IEȘIRILOR</b>	<b>272,997</b>	<b>272,408</b>	<b>271,821</b>	<b>271,236</b>	<b>665,473</b>	<b>263,653</b>	<b>263,075</b>
	<b>FLUXUL DE NUMEAR INCREMENTAL</b>	<b>648,157</b>	<b>645,062</b>	<b>641,979</b>	<b>638,909</b>	<b>241,030</b>	<b>639,224</b>	<b>636,191</b>
	<b>FLUXUL DE NUMEAR INCREMENTAL CUMULAT</b>	<b>4,621,815</b>	<b>5,266,877</b>	<b>5,908,855</b>	<b>6,547,764</b>	<b>6,788,794</b>	<b>7,428,019</b>	<b>8,064,210</b>

continuare:

Nr.	Elemente de calcul	An_14	An_15	An_16	An_17	An_18	An_19	An_20
1	Incasari din energia produsă	895,669	892,086	888,518	884,964	881,424	877,898	874,387
2	Alte incasari	0	0	0	0	0	0	0
<b>A.</b>	<b>FLUXUL INTRĂRIILOR</b>	<b>895,669</b>	<b>892,086</b>	<b>888,518</b>	<b>884,964</b>	<b>881,424</b>	<b>877,898</b>	<b>874,387</b>
1	Plati penstru servicii de mentenanța	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797	86,797
2	Plati pentru primele de asigurare	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943	8,943
3	Plati salariale	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892	83,892
4	Plati pentru servicii servicii externalizate de paza	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
5	Plati pentru serviciile de contabilitate	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000	18,000
6	Plati - taxe ANRE autorizare si licenta de producator	0	0	0	0	0	0	0

7	Plati aferente echipamentelor inlocuite	0	0	0	0	0	0	0
8	Plati reprezentand impozit profit	34,868	34,295	33,724	33,155	32,589	32,025	31,463
<b>B.</b>	<b>FLUXUL IEȘIRILOR</b>	<b>262,500</b>	<b>261,927</b>	<b>261,356</b>	<b>260,787</b>	<b>260,221</b>	<b>259,657</b>	<b>259,095</b>
	<b>FLUXUL DE NUMEAR INCREMENTAL</b>	<b>633,169</b>	<b>630,160</b>	<b>627,162</b>	<b>624,177</b>	<b>621,203</b>	<b>618,242</b>	<b>615,292</b>
	<b>FLUXUL DE NUMEAR INCREMENTAL CUMULAT</b>	<b>8,697,379</b>	<b>9,327,539</b>	<b>9,954,701</b>	<b>10,578,878</b>	<b>11,200,082</b>	<b>11,818,324</b>	<b>12,433,616</b>

Din analiza acestuia se poate observa ca acesta este pozitiv in fiecare an de analiza, fiind cumulat pozitiv, fapt care atesta din punct de vedere financiar sustenabilitatea financiara a proiectului.

#### b) Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C)

Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C) se determină ca diferență între fluxurile de numerar viitoare actualizate și capitalul investit. Indicatorul, prin conținutul său, caracterizează avantajul economic al unui proiect de investiții dat, prin compararea fluxului de numerar total actualizat degajat de acesta pe durata de viață economică cu efortul investițional total, generat de acest proiect, actualizat.

Relația de calcul a VANF/C este:

$$VANF/C = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FN_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^t}$$

unde:

VANF/C = valoarea actualizată netă financiară;

I = efortul investițional, incluzând cheltuieli eligibile si neeligibile fara TVA;

FN = fluxul net de numerar degajat de investiție pe parcursul perioadei de exploatare previzionată de 20 ani, care include toate încasările și toate plățile operaționale;

n = perioada de operare a investitiei, inclusiv perioada de implementare;

r = rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF/C este de 4%;

t = numărul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, luați în considerare pentru calculul VANF/C;

VR = valoarea reziduală, reprezentând valoarea investiției la sfârșitul perioadei de prognoza (anul 20), respectiv 0 lei in cazul de fata;

Fluxul net de numerar actualizat cu o rata de actualizare de 4%, cumulat pe 21 ani (inclusiv perioada de implementare, simbolizată generic prin anul 0) reprezintă valoarea actualizată netă.

Fluxul de numerar actualizat:

Nr.	Specificație	An_0 (anul implementarii)	An_1	An_2	An_3	An_4	An_5	An_6
1	Investiția inițială	10,358,232						
2	Plăți pentru operare	0	302,434	267,007	266,405	265,806	265,209	264,615



3	Plăți financiare	0	0	0	0	0	0	0
4	Plăți totale	10,358,232	302,434	267,007	266,405	265,806	265,209	264,615
5	Încasări din activitatea de bază	0	943,575	939,800	936,041	932,297	928,568	924,853
6	Valoare reziduală							
7	Încasări totale	0	943,575	939,800	936,041	932,297	928,568	924,853
8	<b>Investiție / Flux net de numerar</b>	<b>-10,358,232</b>	<b>641,141</b>	<b>672,794</b>	<b>669,636</b>	<b>666,491</b>	<b>663,358</b>	<b>660,238</b>
9	<b>Flux de numerar cumulat</b>	<b>-10,358,232</b>	<b>9,717,091</b>	<b>-9,044,297</b>	<b>-8,374,661</b>	<b>-7,708,171</b>	<b>-7,044,812</b>	<b>-6,384,574</b>
10	Rată de actualizare	4.00%						
11	Coeficient de actualizare	0.9615	0.9246	0.8890	0.8548	0.8219	0.7903	0.7599
12	Flux de numerar actualizat	-9,959,839	592,771	598,111	572,408	547,807	524,262	501,727
13	Flux de numerar actualizat cumulat	-9,959,839	9,367,068	-8,768,957	-8,196,549	-7,648,742	-7,124,480	-6,622,753

continuare:

Nr.	Specificație	An_7	An_8	An_9	An_10	An_11	An_12	An_13
1	Investiția inițială							
2	Plăți pentru operare	272,997	272,408	271,821	271,236	665,473	263,653	263,075
3	Plăți financiare	0	0	0	0	0	0	0
4	Plăți totale	272,997	272,408	271,821	271,236	665,473	263,653	263,075
5	Încasări din activitatea de bază	921,154	917,469	913,799	910,144	906,504	902,878	899,266
6	Valoare reziduală							
7	Încasări totale	921,154	917,469	913,799	910,144	906,504	902,878	899,266
8	<b>Investiție / Flux net de numerar</b>	<b>648,157</b>	<b>645,062</b>	<b>641,979</b>	<b>638,909</b>	<b>241,030</b>	<b>639,224</b>	<b>636,191</b>
9	<b>Flux de numerar cumulat</b>	<b>5,736,417</b>	<b>-5,091,356</b>	<b>-4,449,377</b>	<b>3,810,468</b>	<b>-3,569,438</b>	<b>-2,930,213</b>	<b>-2,294,022</b>
10	Rată de actualizare							
11	Coeficient de actualizare	0.7307	0.7026	0.6756	0.6496	0.6246	0.6006	0.5775
12	Flux de numerar actualizat	473,602	453,212	433,698	415,023	150,547	383,902	367,384
13	Flux de numerar actualizat cumulat	6,149,152	-5,695,940	-5,262,242	4,847,219	-4,696,672	-4,312,771	-3,945,386

continuare:

Nr.	Specificație	An_14	An_15	An_16	An_17	An_18	An_19	An_20
1	Investiția inițială							
2	Plăți pentru operare	262,500	261,927	261,356	260,787	260,221	259,657	259,095
3	Plăți financiare	0	0	0	0	0	0	0
4	Plăți totale	262,500	261,927	261,356	260,787	260,221	259,657	259,095

5	Încasări din activitatea de bază	895,669	892,086	888,518	884,964	881,424	877,898	874,387
6	Valoare reziduală							0
7	Încasări totale	895,669	892,086	888,518	884,964	881,424	877,898	874,387
8	<b>Investiție / Flux net de numerar</b>	<b>633,169</b>	<b>630,160</b>	<b>627,162</b>	<b>624,177</b>	<b>621,203</b>	<b>618,242</b>	<b>615,292</b>
9	<b>Flux de numerar cumulat</b>	<b>-1,660,853</b>	<b>-1,030,693</b>	<b>-403,531</b>	<b>220,646</b>	<b>841,849</b>	<b>1,460,091</b>	<b>2,075,384</b>
10	Rată de actualizare							
11	Coeficient de actualizare	0.5553	0.5339	0.5134	0.4936	0.4746	0.4564	0.4388
12	Flux de numerar actualizat	351,576	336,447	321,968	308,111	294,850	282,158	270,011
13	Flux de numerar actualizat cumulat	-3,593,810	-3,257,362	-2,935,394	-2,627,283	2,332,433	-2,050,276	1,780,265

În baza fluxului de numerar actualizat, s-a determinat valoarea actualizată netă financiară (VANF/C), rata internă de rentabilitate financiară (RRF/C) și raportul beneficii/cost:

<b>Valoare actualizată netă financiară (VANF/C) (Lei)</b>	<b>-1,780,264.74</b>
<b>VAN beneficii financiare (Lei)</b>	<b>11,934,265.60</b>
<b>VAN costuri financiare (Lei)</b>	<b>13,714,530.34</b>
<b>Rata internă de rentabilitate financiară (RRF/C)</b>	<b>1.84%</b>
<b>Raportul B/C</b>	<b>0.87</b>

Din datele cuprinse în tabelul fluxului de numerar de mai sus se constată că **durabilitatea financiară a investiției este asigurată fluxul net operațional de numerar, a cărui valoare este pozitivă pe toată perioada de analiza.**

Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C) generată de acest proiect investițional, calculată cu o rată de actualizare de 4% pentru un orizont de previziune aferent perioadei de exploatare de 20 ani **este negativă (-1.780.264,74 lei)**, fapt ce indică că proiectul nu este capabil prin fluxul de numerar net degajat să conducă la recuperarea investiției prin prisma veniturilor financiare generate de aceasta, **ceea ce justifică necesitatea asistentei financiare.**

#### c) Rata internă de rentabilitate financiară (RRF/C)

Rata internă de rentabilitate financiară (RRF/C) reprezintă acea rată de actualizare pentru care VANF/C este egală cu zero sau, cu alte cuvinte, care egalează valoarea actualizată a fluxurilor financiare viitoare cu costul investiției și se exprimă în procente.

$$0 = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FN_t}{(1+r)^t} + \frac{VR}{(1+r)^t}$$

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

- baza este investiția inițială, dată de valoarea totală a bugetului investițional;
- valoarea reziduală este valoarea finală a investiției la sfârșitul perioadei de prognoza;
- fluxul de numerar:
  - o **inițial**, este reprezentat de investiția inițială făcută, considerată ca o ieșire de numerar ce are loc în anul 0;
  - o **anual**, reprezintă diferența între intrările (încasări) și ieșirile anuale de numerar;
  - o **final**, este reprezentat de valoarea finală (sau reziduală – după perioada de previziune) a investiției, valoarea actualizată a acestuia mărind suma fluxurilor de numerar actualizate;
- rata de actualizare realizează aducerea fluxurilor de numerar (inițial, final și anuale) viitoare la valorile momentului de bază al investiției, anul 0;
- fluxul de numerar actualizat reprezintă corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de bază al investiției.

Determinarea ratei interne de rentabilitate financiare este realizată pe baza datelor din tabelul fluxului de numerar actualizat prezentat mai sus.

**Rata de rentabilitate financiară a investiției RRF/C este în cazul proiectului de față 1,29% fiind inferioara ratei de actualizare (4%), ceea ce justifică necesitatea ajutorului financiar nerambursabil.**

#### **d) Raportul costuri/beneficii actualizate**

Se calculează prin luarea în considerare a valorii actualizate a încasărilor și a valorii actualizate a plăților, după relația:

$$R_{B/C} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+r)^t}}$$

Unde:

C = costuri (plati);

B = beneficii (incasari);

t = anul din perioada analizata;

n = perioada de exploatare a investitiei, inclusiv perioada de implementare;

r = rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare utilizata este de 4%;

Investitia este sustenabilă din punct de vedere financiar numai dacă acest indicator este mai mic decât 1.

**În cazul proiectului de față, raportul dintre beneficii (incasari) actualizate si costuri (plati) actualizate, este de 0,87 si denotă ca proiectul are nevoie de sustinere financiara nerambursabila.**

#### **Profitabilitatea capitalului propriu (VANF/K, RRF/K)**

În ceea ce privește profitabilitatea financiară a capitalului propriu, valorile înregistrate de indicatorii calculati sunt: RRF/K = 4,04% si VANF/K = 25.521,22 lei. Capitalul propriu investit include contributia proprie a solicitantului la valoarea cheltuielilor eligibile si neeligibile, respectiv suma de 8.480.214,73 lei, iar rata de actualizare utilizata este de 4%.

<b>Valoarea capitalului investit (lei)</b>	<b>8,480,214.73</b>
<b>VANF/K (lei)</b>	<b>25.521,22</b>

<b>RRF/K</b>	<b>4.04%</b>
<b>Perioada de recuperare a capitalului din FNM (ani)</b>	<b>13.64</b>
<b>Perioada de recuperare a capitalului din FNAM (ani)</b>	<b>19.94</b>

#### e) Perioada de recuperare a investiției

Perioada de recuperare a investiției este definită ca numărul de ani în care o entitate își recuperează investiția inițială pe seama fluxurilor nete de numerar obținute. Acest indicator permite cunoașterea, încă din etapa deciziei, a timpului de recuperare a „costurilor” inițiale cu investiția, pe seama fluxului net de numerar obținut. Perioada de recuperare a investiției se poate determina prin calculul termenului de recuperare actualizat, pe baza relației:

$$TR = \frac{I}{FNact / an} = \frac{\text{valoarea investițiilor efectuate}}{\text{valoarea medie anuală actualizat a FN}}$$

Perioada de recuperare se poate calcula utilizând atât fluxul de numerar la valoarea nominală cât și fluxul de numerar actualizat. Cu cât perioada de recuperare este mai scurtă cu atât mai viabilă și mai eficientă este investiția.

În cazul proiectului de față, perioada de recuperare a investiției neactualizată prin raportare la fluxul de numerar mediu (neactualizat) este de 13,64 ani, în timp ce prin raportarea valorii actualizate a investiției la fluxul de numerar actualizat mediu, perioada de recuperare este de 19,94 ani. Se cuvine precizarea că aceste valori au fost determinate exclusiv în baza fluxurilor financiare, fără luarea în considerare a beneficiilor economice, astfel ca calculul perioadei de recuperare a investiției prin prisma tuturor beneficiilor (atât financiare cât și economice) se va realiza în cadrul secțiunii analiza economică.

#### f) Capacitatea financiară pentru implementarea proiectului

Solicitantul demonstrează capacitate financiară pentru susținerea implementării proiectului, inclusiv pentru instalația de stocare, prin indicatorul de solvabilitate, respectiv prin raportul dintre Datorii totale și Capitaluri proprii care trebuie să fie pozitiv și mai mic de 7,5 în ultimul an financiar.

În cazul proiectului propus valoarea ratei de solvabilitate pentru anul 2023 este de **0,75** calculat astfel:

<b>Indicator</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Active imobilizate	49.386.894	65.289.753
Active circulante	35.294.760	20.598.203
Cheltuieli în avans	0	0
<b>Active totale</b>	<b>84.681.654</b>	<b>85.887.956</b>
Datorii: sumele care trebuie plătite într-o perioadă de până la un an	22.141.508	34.580.310
Datorii: sumele care trebuie plătite într-o perioadă mai mare de un an	1.575.840	1.104.325
Provizioane	501.130	116.970
Venituri în avans	141.513	1.106.550
<b>Datorii totale</b>	<b>24.359.991</b>	<b>36.908.155</b>
<b>Capitaluri proprii total</b>	<b>60.321.663</b>	<b>48.979.801</b>
<b>Pasive totale</b>	<b>84.681.654</b>	<b>85.887.956</b>
<b>Rata de solvabilitate</b>	<b>0,40</b>	<b>0,75</b>

#### 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

Premergator realizării calculului indicatorilor de performanță economică, s-au luat în considerare următoarele ipoteze:

- beneficiile date de crearea unei unități proprii de producție energie din surse regenerabile. Astfel proiectul propus va contribui la eficientizarea energetică a fluxului activității întreprinderii. Investiția va contribui la creșterea gradului de dezvoltare economico-socială a comunității prin crearea de valoare adăugată și potențiale noi locuri de muncă.
- beneficiile date de reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> în atmosferă. Aceasta reducere conduce pe termen lung la diminuarea gradului de poluare al atmosferei și asigurarea condițiilor optime de dezvoltare a generațiilor viitoare, și, implicit la scăderea riscului de îmbolnăvire al populației active. Conform proiecțiilor atasate la documentație, prezentul proiect conduce la o reducere cu 30.657,43 echivalent tone de CO<sub>2</sub> pe toată perioada analizată. S-a considerat un pret al unei tone de CO<sub>2</sub> de 70 euro/tonă, conform datelor disponibile <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> pentru preturile premiselor de carbon;
- rata de actualizare utilizată în analiza economică este de 5% și este superioară celei utilizată în analiza financiară.

Metodologia de analiză este aceeași cu cea utilizată în cazul analizei financiare, respectiv se va determina fluxul de numerar net dar cu includerea beneficiilor socio-economice de natură reducerii emisiilor de CO<sub>2</sub> în atmosferă, etapa următoare de calculul indicatorilor economici valoare actualizată netă economică (**VANE/C**) și a ratei de rentabilitate economică a investiției (**RRE/C**).

Beneficiile date de reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub> în atmosferă conduc pe termen lung la diminuarea gradului de poluare al atmosferei și asigurarea condițiilor optime de dezvoltare a generațiilor viitoare și, implicit la scăderea riscului de îmbolnăvire al populației active. Conform proiecțiilor realizate, prezentul proiect conduce la o reducere cu 30.657,43 echivalent tone de CO<sub>2</sub> pe toată perioada analizată (o cantitate medie anuală de 1.532,87 tone). S-a considerat un pret al unei tone de CO<sub>2</sub> de 70 euro/tonă, conform ipotezelor de mai sus, ceea ce înseamnă un flux de numerar suplimentar în valoare medie de 533.103,50 lei/an.

Tabelul privind estimarea beneficiilor economice:

Nr.	Specificație	An_0 (anul implementării)	An_1	An_2	An_3	An_4	An_5	An_6
1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile - solar	0	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
2	Perioada de utilizare anuală	0	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28
3	Factor de depreciere	0	0.00%	0.40%	0.80%	1.20%	1.59%	1.98%
4	Capacitate corectată cu factorul de degradare	0	100.00%	99.60%	99.20%	98.80%	98.41%	98.02%
5	Producția anuală medie de energie electrică	0	2,601.63	2,591.22	2,580.86	2,570.54	2,560.25	2,550.01
6	Cantitatea de energie medie produsă anual	0	<b>2,505.10</b>					

7	Factorul de emisii de CO2 mediu ponderat la nivel național (tone CO2 / MWh)	0	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119
8	Cantitatea anuală echivalentă de CO2 evitată	0	1,591.94	1,585.57	1,579.23	1,572.91	1,566.62	1,560.35
9	Penalizarea pe tonă de CO2 emisă	0	347.781	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78
10	<b>Cuantificarea valorica a beneficiilor economice</b>	<b>0</b>	<b>553,646</b>	<b>551,431</b>	<b>549,225</b>	<b>547,028</b>	<b>544,840</b>	<b>542,661</b>

continuare:

Nr.	Specificație	An_7	An_8	An_9	An_10	An_11	An_12	An_13
1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile - solar	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25
2	Perioada de utilizare anuală	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28
3	Factor de depreciere	2.38%	2.77%	3.16%	3.54%	3.93%	4.31%	4.70%
4	Capacitate corectată cu factorul de degradare	97.62%	97.23%	96.84%	96.46%	96.07%	95.69%	95.30%
5	Producția anuală medie de energie electrică	2,539.81	2,529.65	2,519.53	2,509.46	2,499.42	2,489.42	2,479.46
6	Cantitatea de energie medie produsă anual							
7	Factorul de emisii de CO2 mediu ponderat la nivel național (tone CO2 / MWh)	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119
8	Cantitatea anuală echivalentă de CO2 evitată	1,554.11	1,547.89	1,541.70	1,535.54	1,529.39	1,523.28	1,517.18
9	Penalizarea pe tonă de CO2 emisă	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78
10	<b>Cuantificarea valorica a beneficiilor economice</b>	<b>540,490</b>	<b>538,328</b>	<b>536,175</b>	<b>534,030</b>	<b>531,894</b>	<b>529,767</b>	<b>527,648</b>

continuare:

Nr.	Specificație	An_14	An_15	An_16	An_17	An_18	An_19	An_20
1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile - solar	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25	2.25

2	Perioada de utilizare anuală	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28	1,156.28
3	Factor de depreciere	5.08%	5.46%	5.83%	6.21%	6.59%	6.96%	7.33%
4	Capacitate corectată cu factorul de degradare	94.92%	94.54%	94.17%	93.79%	93.41%	93.04%	92.67%
5	Producția anuală medie de energie electrică	2,469.54	2,459.67	2,449.83	2,440.03	2,430.27	2,420.55	2,410.87
6	Cantitatea de energie medie produsă anual							
7	Factorul de emisii de CO2 mediu ponderat la nivel național (tone CO2 / MWh)	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119	0.6119
8	Cantitatea anuală echivalentă de CO2 evitată	1,511.11	1,505.07	1,499.05	1,493.05	1,487.08	1,481.13	1,475.21
9	Penalizarea pe tonă de CO2 emisă	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78	347.78
10	<b>Cuantificarea valorica a beneficiilor economice</b>	<b>525,537</b>	<b>523,435</b>	<b>521,341</b>	<b>519,256</b>	<b>517,179</b>	<b>515,110</b>	<b>513,049</b>

În aceste condiții, valoarea actualizată netă economică (VANE/C) este în sumă de 2.926.711 lei, fiind astfel pozitivă, ceea ce justifică necesitatea realizării investiției ce face obiectul proiectului propus prin prisma beneficiilor economice.

De asemenea, rata de rentabilitate economică (RRE/E) și care relevă rentabilitatea economică a capitalului investit este de 8,36%, fiind superioară ratei de actualizare utilizată.

Raportul beneficii/cost, calculat prin raportul dintre valoarea beneficiilor economico-financiare actualizate și costurile economico-financiare actualizate, este în acest caz 1,20. Fiind supraunitar, reflectă viabilitatea proiectului prin prisma beneficiilor economico-financiare generate.

Fluxul de numerar net economic actualizat și calculul indicatorilor VANE/C, RRE/C și raportul beneficii/cost este prezentat în continuare:

Nr.	Specificație	An_0 (anul implementării)	An_1	An_2	An_3	An_4	An_5	An_6
1	Investiția inițială	10,358,232						
2	Plăți totale de operare	0	391,017	355,235	354,281	353,331	352,384	351,441
4	Plăți totale	10,358,232	391,017	355,235	354,281	353,331	352,384	351,441
5	Încasări totale din activitatea de bază	0	1,497,220	1,491,231	1,485,266	1,479,325	1,473,408	1,467,514
6	Valoare reziduală							
7	Încasări totale	0	1,497,220	1,491,231	1,485,266	1,479,325	1,473,408	1,467,514



<b>8</b>	<b>Investitie / Flux net de numerar</b>	<b>-10,358,232</b>	<b>1,106,203</b>	<b>1,135,996</b>	<b>1,130,985</b>	<b>1,125,995</b>	<b>1,121,024</b>	<b>1,116,074</b>
<b>9</b>	<b>Flux de numerar cumulat</b>	<b>11,031,522</b>						
10	Rată de actualizare	<b>5.00%</b>						
11	Coeficient de actualizare	0.9524	0.9070	0.8638	0.8227	0.7835	0.7462	0.7107
<b>12</b>	<b>Flux de numerar actualizat</b>	<b>-9,864,983</b>	<b>1,003,359</b>	<b>981,316</b>	<b>930,464</b>	<b>882,246</b>	<b>836,525</b>	<b>793,173</b>
<b>13</b>	<b>Flux de numerar actualizat cumulat</b>	<b>-9,864,983</b>	<b>8,861,624</b>	<b>7,880,308</b>	<b>-6,949,844</b>	<b>-6,067,598</b>	<b>-5,231,072</b>	<b>-4,437,899</b>

continuare:

Nr.	Specificație	An_7	An_8	An_9	An_10	An_11	An_12	An_13
1	Investiția inițială							
2	Plăți totale de operare	359,476	358,540	357,609	356,681	750,576	348,416	347,499
4	Plăți totale	359,476	358,540	357,609	356,681	750,576	348,416	347,499
5	Încasări totale din activitatea de bază	1,461,644	1,455,798	1,449,974	1,444,175	1,438,398	1,432,644	1,426,914
6	Valoare reziduală							
7	Încasări totale	1,461,644	1,455,798	1,449,974	1,444,175	1,438,398	1,432,644	1,426,914
<b>8</b>	<b>Investitie / Flux net de numerar</b>	<b>1,102,169</b>	<b>1,097,257</b>	<b>1,092,366</b>	<b>1,087,494</b>	<b>687,821</b>	<b>1,084,228</b>	<b>1,079,415</b>
<b>9</b>	<b>Flux de numerar cumulat</b>							
10	Rată de actualizare							
11	Coeficient de actualizare	0.6768	0.6446	0.6139	0.5847	0.5568	0.5303	0.5051
<b>12</b>	<b>Flux de numerar actualizat</b>	<b>745,991</b>	<b>707,302</b>	<b>670,618</b>	<b>635,835</b>	<b>383,005</b>	<b>574,989</b>	<b>545,178</b>
<b>13</b>	<b>Flux de numerar actualizat cumulat</b>	<b>-3,691,908</b>	<b>-2,984,607</b>	<b>-2,313,989</b>	<b>-1,678,153</b>	<b>-1,295,149</b>	<b>-720,159</b>	<b>-174,981</b>

continuare:

Nr.	Specificație	An_14	An_15	An_16	An_17	An_18	An_19	An_20
1	Investiția inițială							
2	Plăți totale de operare	346,586	345,676	344,770	343,868	342,969	342,074	341,183
4	Plăți totale	346,586	345,676	344,770	343,868	342,969	342,074	341,183

5	Încasări totale din activitatea de bază	1,421,206	1,415,521	1,409,859	1,404,220	1,398,603	1,393,008	1,387,436
6	Valoare reziduală							0
7	Încasări totale	1,421,206	1,415,521	1,409,859	1,404,220	1,398,603	1,393,008	1,387,436
8	<b>Investitie / Flux net de numerar</b>	<b>1,074,620</b>	<b>1,069,845</b>	<b>1,065,089</b>	<b>1,060,352</b>	<b>1,055,634</b>	<b>1,050,934</b>	<b>1,046,254</b>
9	<b>Flux de numerar cumulat</b>							
10	Rată de actualizare							
11	Coeficient de actualizare	0.4810	0.4581	0.4363	0.4155	0.3957	0.3769	0.3589
12	Flux de numerar actualizat	516,911	490,108	464,695	440,598	417,750	396,086	375,545
13	Flux de numerar actualizat cumulat	341,929	832,038	1,296,732	1,737,330	2,155,080	2,551,167	2,926,711

În baza fluxului de numerar actualizat, s-a determinat valoarea actualizată netă financiară (VANE/C), rata internă de rentabilitate financiară (RRE/C) și raportul beneficii/cost:

<b>Valoare actualizată netă financiară (VANE/C) (Lei)</b>	<b>2,926,711</b>
<b>VAN beneficii economice (lei)</b>	<b>17,220,486</b>
<b>VAN costuri economice (Lei)</b>	<b>14,293,775</b>
<b>Rata internă de rentabilitate financiară (RRE/C)</b>	<b>8.36%</b>
<b>Raportul B/C</b>	<b>1.20</b>
<b>Perioada de recuperare a investiției din FNM (ani)</b>	<b>9.69</b>
<b>Perioada de recuperare a investiției din FNAM (ani)</b>	<b>15.42</b>

Prin prisma tuturor beneficiilor generate de acesta (atat beneficii financiare, cât și beneficii economice), perioada de recuperare a investiției neactualizată prin raportare la fluxul de numerar mediu (neactualizat) este de 9,69 ani, în timp ce prin raportarea valorii actualizate a investiției la fluxul de numerar actualizat mediu, perioada de recuperare este de 15,42 ani.

#### 4.8. Analiza de sensibilitate

Obiectivul analizelor de sensibilitate și risc este de a evalua performanța indicatorilor de profitabilitate a proiectului în raport cu factorii care ar putea să perturbe estimările realizate în cadrul analizei financiare și economice a proiectului investițional. Analiza de sensibilitate este necesară pentru că poate exista o incertitudine considerabilă atât în ceea ce privește impactul previzionat, cât și în evaluarea monetară a fiecărui tip de efect, în special cele de natură socio-economică. Analiza sensibilității încearcă să rezolve aceste incertitudini.

În acest sens, analiza de senzitivitate urmărește identificarea variabilelor critice și impactul lor potențial asupra modificării indicatorilor de fezabilitate financiară și economică, iar analiza de risc are ca scop estimarea probabilității acestor modificări care au avut loc.

Pentru a verifica caracterul „critic” al variabilelor identificate, s-a procedat la simularea nivelului indicatorilor de performanță valoarea actualizată netă financiară (VAFN/C), rata de rentabilitate financiară (RRF/C), valoarea rentabilității capitalurilor proprii (VANF/K), rata de rentabilitate a capitalurilor proprii (RRF/K), valoarea actualizată netă economică (VANE/C), și a ratei de rentabilitate economică (RRE/C), sub efectul modificării variabilelor identificate, în cazul unor fluctuații a acestora.

Măsurarea impactului modificării variabilelor critice s-a realizat prin variația procentuală în pași de +/-1% a unui set de variabile ale proiectului și apoi calcularea valorii indicatorilor de fezabilitate. Variabilele proiectului pentru care o variație de cel mult 1% a produs o modificare cu minim 5% față de valorile de bază ale indicatorilor VANF/C, RRF/C, VANF/K, RRF/K, VANE/C și RRE/C, au fost considerate variabile critice.

Variabilele identificate pentru aceste simulări sunt următoarele:

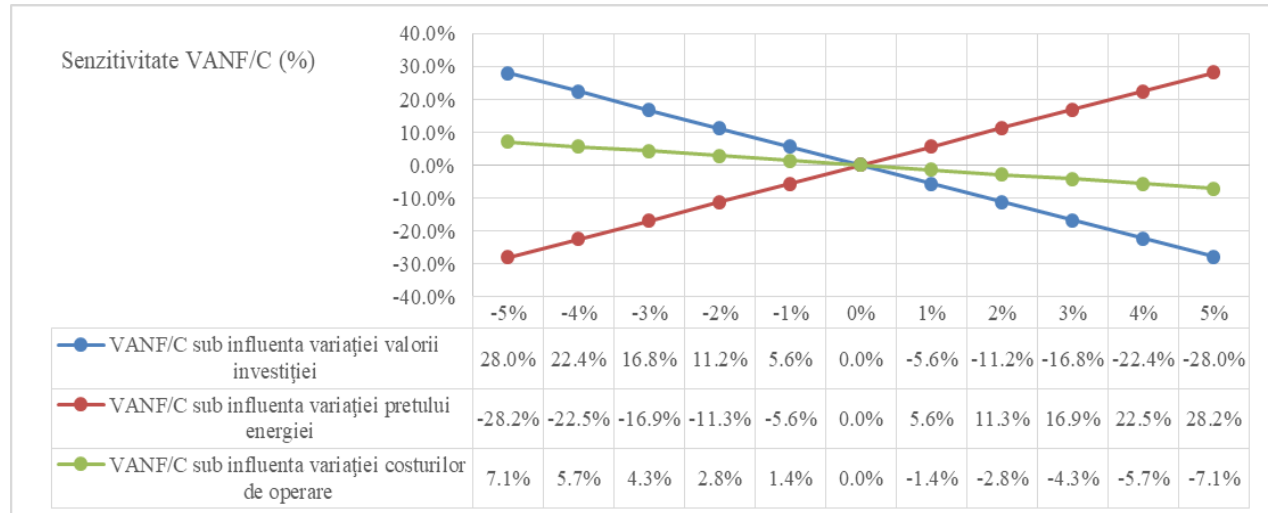
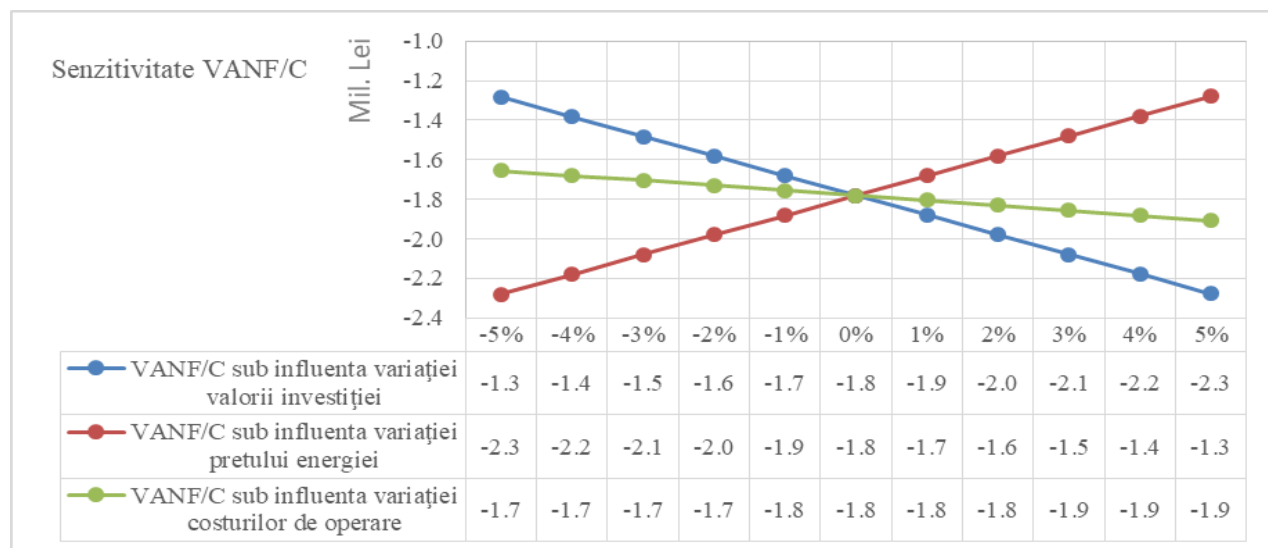
- **valoarea investiției**
- **nivelul pretului energiei electrice:** o variabilă importantă care poate influența major indicatorii de performanță este pretul energiei electrice. Acesta nu poate fi controlat de către beneficiar, motiv pentru care este necesară analizarea repercursiunilor fluctuației sale la nivel național.
- **costurile de operare a investiției**
- **nivelul pretului pentru emisiile de carbon** cu efect asupra beneficiilor economice

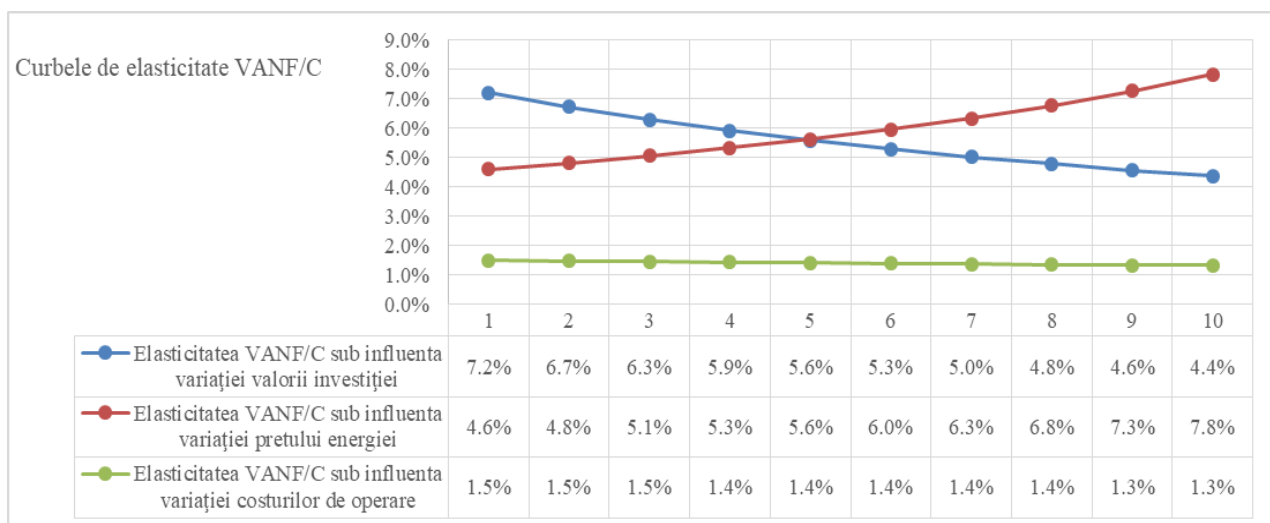
În tabelele de mai jos este prezentat impactul variațiilor înregistrate de variabilele: valoarea investiției, nivelul pretului energiei și costurile de operare, asupra indicatorilor valoarea actualizată netă financiară (VAFN/C) și rata de rentabilitate financiară (RRF/C).

#### Analiza variabilelor care exercită impact asupra VANF/C:

Variația factorului de influență	Senzitivitate VANF/C			Senzitivitate VANF/C (%)			Curbele de elasticitate VANF/C		
	Valori absolute			Valori relative			Elasticitate		
	VANF/C sub influența variației valorii investiției	VANF/C sub influența variației pretului energiei	VANF/C sub influența variației costurilor de operare	VANF/C sub influența variației valorii investiției	VANF/C sub influența variației pretului energiei	VANF/C sub influența variației costurilor de operare	Elasticitatea VANF/C sub influența variației valorii investiției	Elasticitatea VANF/C sub influența variației pretului energiei	Elasticitatea VANF/C sub influența variației costurilor de operare
-5%	-1.3	-2.3	-1.7	28.0%	-28.2%	7.1%	7.2%	4.6%	1.5%
-4%	-1.4	-2.2	-1.7	22.4%	-22.5%	5.7%	6.7%	4.8%	1.5%
-3%	-1.5	-2.1	-1.7	16.8%	-16.9%	4.3%	6.3%	5.1%	1.5%
-2%	-1.6	-2.0	-1.7	11.2%	-11.3%	2.8%	5.9%	5.3%	1.4%
-1%	-1.7	-1.9	-1.8	5.6%	-5.6%	1.4%	5.6%	5.6%	1.4%
0%	-1.8	-1.8	-1.8	0.0%	0.0%	0.0%	5.3%	6.0%	1.4%
1%	-1.9	-1.7	-1.8	-5.6%	5.6%	-1.4%	5.0%	6.3%	1.4%
2%	-2.0	-1.6	-1.8	-11.2%	11.3%	-2.8%	4.8%	6.8%	1.4%

3%	-2.1	-1.5	-1.9	-16.8%	16.9%	-4.3%	4.6%	7.3%	1.3%
4%	-2.2	-1.4	-1.9	-22.4%	22.5%	-5.7%	4.4%	7.8%	1.3%
5%	-2.3	-1.3	-1.9	-28.0%	28.2%	-7.1%	-	-	-





**In cazul indicatorului VANF/C**, se observa ca impactul cel mai mare asupra sa il are variatia valorii investitii si care determina modificari asupra indicatorului cuprinse intre +/- 28%, insa in continuare valoarea absoluta este negativa chiar si la o crestere de 5% a variabilei. Modificari cuprinse deasemenea intre +/- 28,2% detremina si variata pretului energiei, insa chiar si la o crestere cu 5% a pretului la energia electrica, valoarea indicatorului VANF/C este in continuare negativa. Costurile de operare (financiare) determina o abatere cuprinsa intre +/- 7,1% a valorii indicatorului. Prin prisma modificarilor de peste 5% (marcate in chenar rosu in tabelul de mai sus) generate asupra valorii RRF/C, la o variatie de minim 1% a variabilelor valoarea invesititei si pretul energiei, acestea au fost considerate critice, pentru acestea fiind calculate valorile de comutare, conform tabelului de mai jos:

### Valori de comutare pentru variabilele analizate si indicatorul impactat:

Variabila analizata	Variabila critica DA / NU	Val. de baza a variabilei	Val. Comutara a variabilei	Abaterea fata de val de baza	VANF/C	
					La valoarea de baza a variabilei	La valoarea comutara a variabilei
Valoarea investitiei (lei)	DA	10,358,232	8,506,757	-17.9%	-1,780,265	0
Pretul energiei (lei)	DA	363	427	17.8%	-1,780,265	0

**Analiza variabilelor care exercita impact asupra RRF/C:**

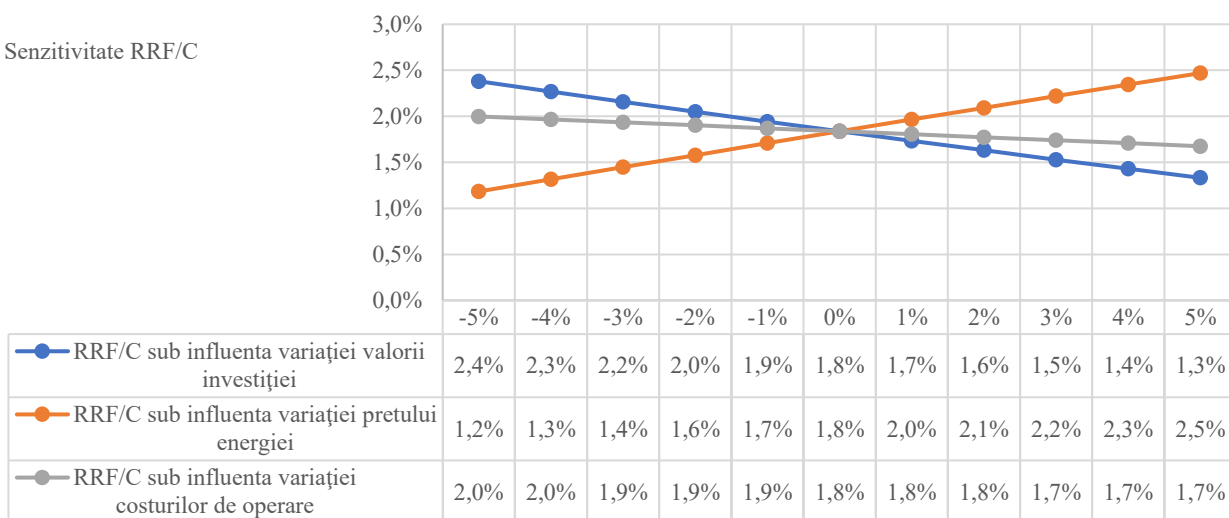
Senzitivitate RRF/C

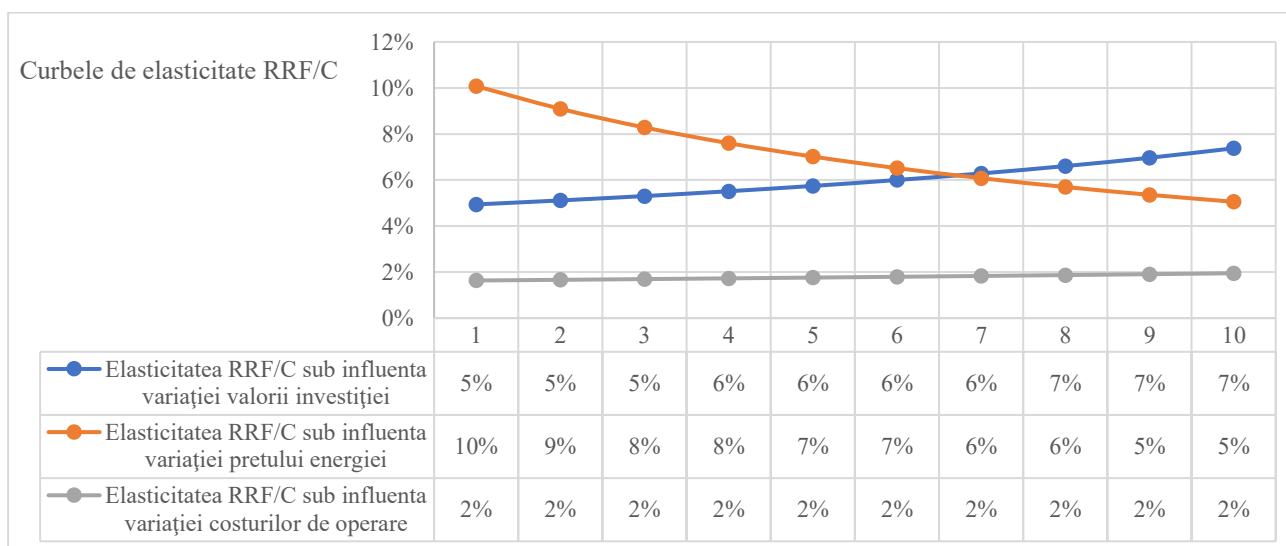
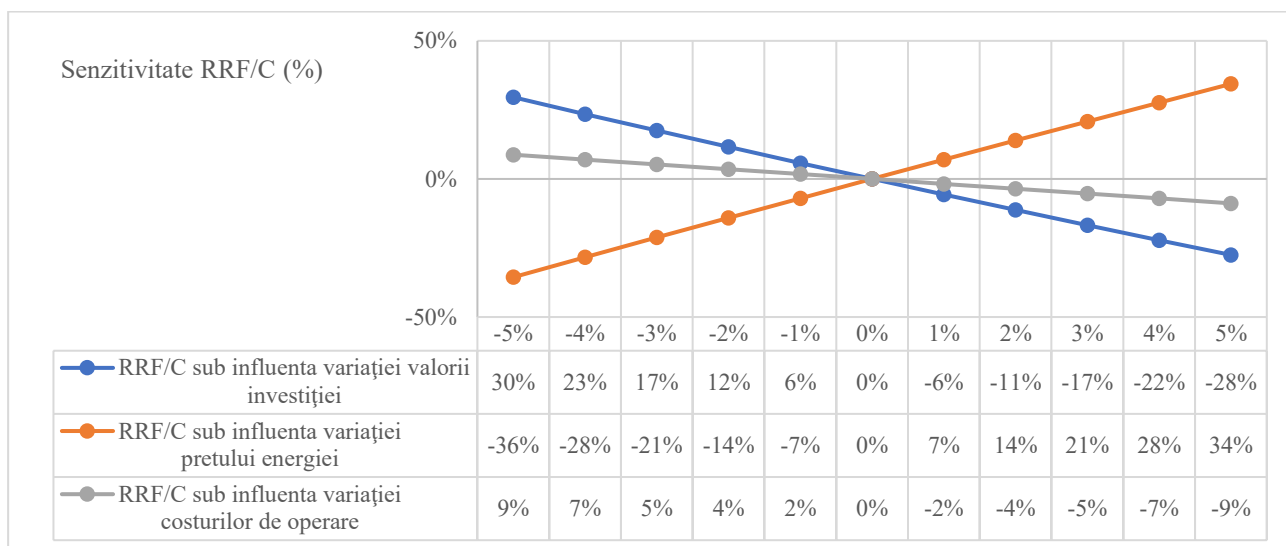
Senzitivitate RRF/C (%)

Curbele de elasticitate RRF/C

Variatia factorului de influenta	Valori absolute			Valori relative			Elasticitate		
	RRF/C sub influenta variatiei valorii investitiei	RRF/C sub influenta variatiei pretului energiei	RRF/C sub influenta variatiei costurilor de operare	RRF/C sub influenta variatiei valorii investitiei	RRF/C sub influenta variatiei pretului energiei	RRF/C sub influenta variatiei costurilor de operare	Elasticitatea RRF/C sub influenta variatiei valorii investitiei	Elasticitatea RRF/C sub influenta variatiei pretului energiei	Elasticitatea RRF/C sub influenta variatiei costurilor de operare
-5%	2.4%	1.2%	2.0%	30%	-36%	9%	5%	10%	2%
-4%	2.3%	1.3%	2.0%	23%	-28%	7%	5%	9%	2%
-3%	2.2%	1.4%	1.9%	17%	-21%	5%	5%	8%	2%
-2%	2.0%	1.6%	1.9%	12%	-14%	4%	6%	8%	2%
-1%	1.9%	1.7%	1.9%	6%	-7%	2%	6%	7%	2%
0%	1.8%	1.8%	1.8%	0%	0%	0%	6%	7%	2%
1%	1.7%	2.0%	1.8%	-6%	7%	-2%	6%	6%	2%
2%	1.6%	2.1%	1.8%	-11%	14%	-4%	7%	6%	2%
3%	1.5%	2.2%	1.7%	-17%	21%	-5%	7%	5%	2%
4%	1.4%	2.3%	1.7%	-22%	28%	-7%	7%	5%	2%
5%	1.3%	2.5%	1.7%	-28%	34%	-9%	-	-	-

Senzitivitate RRF/C





**In cazul indicatorului RRF/C**, se observa ca impactul cel mai mare asupra sa il are variatia pretului energiei si care determina modificari asupra indicatorului cuprinse intre -36% si +34%, insa in continuare valoarea acestuia este sub pragul ratei de actualizarte, chiar si la o crestere de 5% a pretului energiei, valoarea indicatorului RRF/C este doar 2,5%. Modificari cuprinse intre +30% si -28% detremine si variata valorii investitiei, insa chiar si la o reducere cu 5% a costurilor investitiei, valoarea indicatorului RRF/C nu depaseste pragul de 2,5%. Costurile de operare (financiare) determina o abatere cuprinsa intre +/-9% a valorii indicatorului. Prin prisma modificarilor de peste 5% (marcate in chenar rosu in tabelul de mai sus) generate asupra valorii RRF/C, la o variatie de minim 1% a variabilelor valoarea invesitiei si pretul energiei, acestea au fost considerate critice, pentru acestea fiind calculate valorile de comutare, conform tabelului de mai jos:



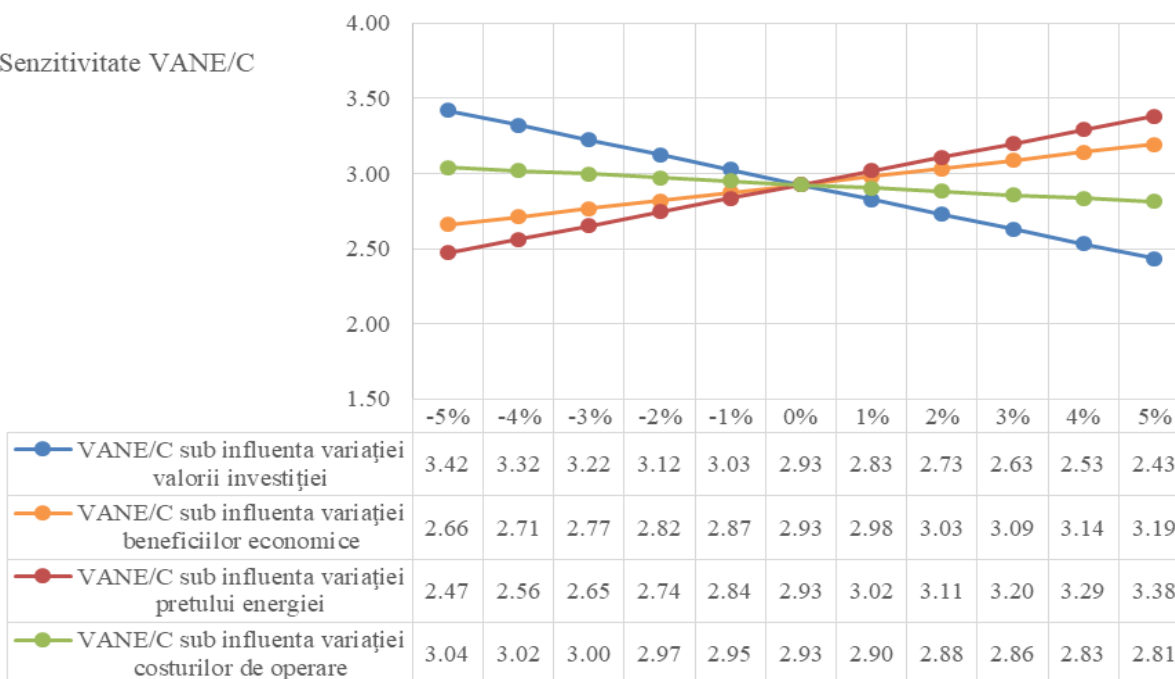
**Valori de comutare pentru variabilele analizate si indicatorul impactat:**

Variabila analizata	Variabila critica DA / NU	Val. de baza a variabilei	Val. Comutata a variabilei	Abaterea fata de val de baza	RRF/C	
					La valoarea de baza a variabilei	La valoarea comutata a variabilei
Valoarea investitiei (lei)	DA	10,358,232	8,506,757	-17.9%	1.84%	4.00%
Pretul energiei (lei)	DA	363	427	17.8%	1.84%	4.00%

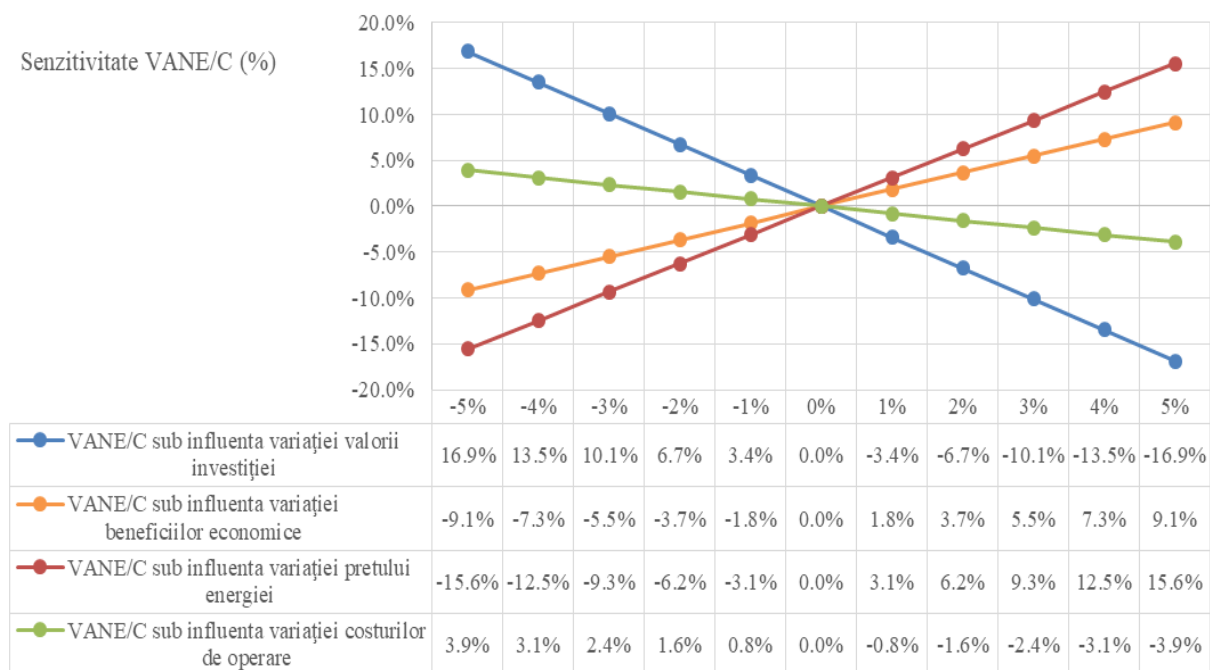
**Analiza variabilelor care exercita impact asupra VANE/C:**

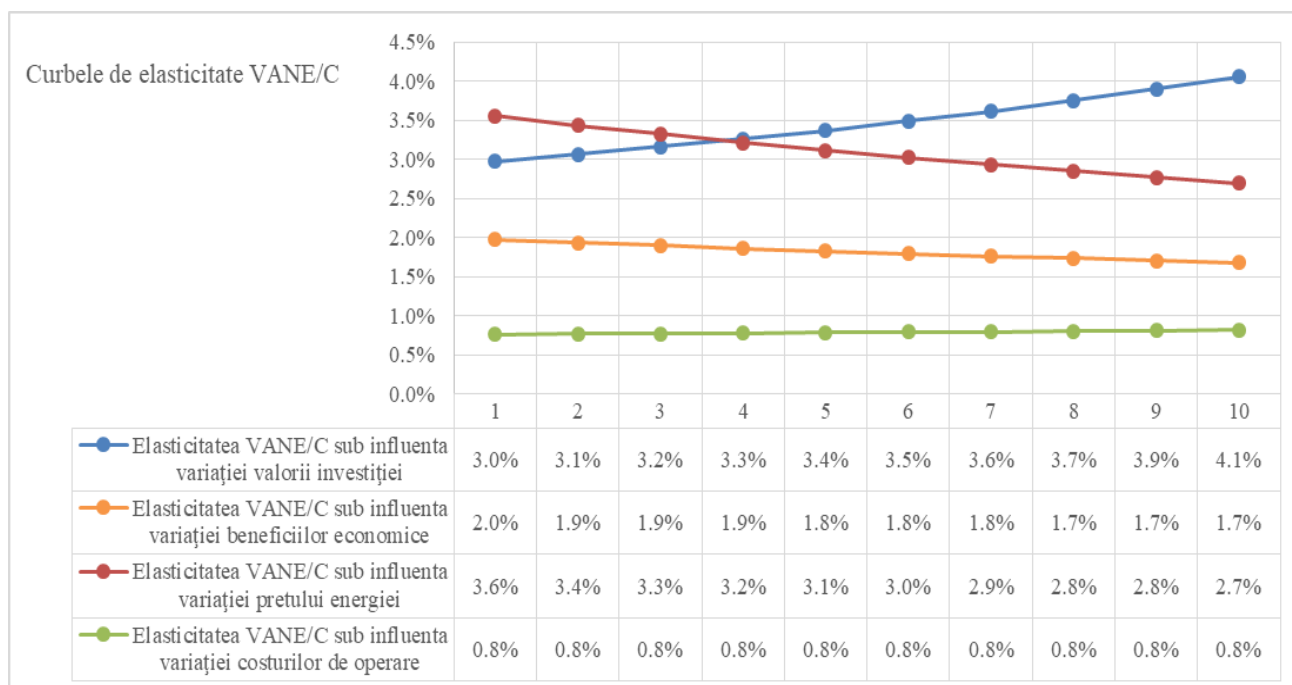
Variati a factoru lui de influen ta	Senzitivitate VANE/C				Senzitivitate VANE/C (%)				Curbele de elasticitate VANE/C			
	Valori absolute				Valori relative				Elasticitate			
	VANE/C sub influenta variatiiei valorii investitiei	VANE/C sub influenta variatiiei beneficiilor economice	VANE/C sub influenta variatiiei pretului energiei	VANE/C sub influenta variatiiei costurilor de operare	VANE/C sub influenta variatiiei valorii investitiei	VANE/C sub influenta variatiiei beneficiilor economice	VANE/C sub influenta variatiiei pretului energiei	VANE/C sub influenta variatiiei costurilor de operare	Elasticitatea VANE/C sub influenta variatiiei valorii investitiei	Elasticitatea VANE/C sub influenta variatiiei beneficiilor economice	Elasticitatea VANE/C sub influenta variatiiei pretului energiei	Elasticitatea VANE/C sub influenta variatiiei costurilor de operare
-5%	3.42	2.66	2.47	3.04	16.9%	-9.1%	-15.6%	3.9%	3.0%	2.0%	3.6%	0.8%
-4%	3.32	2.71	2.56	3.02	13.5%	-7.3%	-12.5%	3.1%	3.1%	1.9%	3.4%	0.8%
-3%	3.22	2.77	2.65	3.00	10.1%	-5.5%	-9.3%	2.4%	3.2%	1.9%	3.3%	0.8%
-2%	3.12	2.82	2.74	2.97	6.7%	-3.7%	-6.2%	1.6%	3.3%	1.9%	3.2%	0.8%
-1%	3.03	2.87	2.84	2.95	3.4%	-1.8%	-3.1%	0.8%	3.4%	1.8%	3.1%	0.8%
0%	2.93	2.93	2.93	2.93	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.5%	1.8%	3.0%	0.8%
1%	2.83	2.98	3.02	2.90	-3.4%	1.8%	3.1%	-0.8%	3.6%	1.8%	2.9%	0.8%
2%	2.73	3.03	3.11	2.88	-6.7%	3.7%	6.2%	-1.6%	3.7%	1.7%	2.8%	0.8%
3%	2.63	3.09	3.20	2.86	-10.1%	5.5%	9.3%	-2.4%	3.9%	1.7%	2.8%	0.8%
4%	2.53	3.14	3.29	2.83	-13.5%	7.3%	12.5%	-3.1%	4.1%	1.7%	2.7%	0.8%
5%	2.43	3.19	3.38	2.81	-16.9%	9.1%	15.6%	-3.9%	-	-	-	-

Senzitivitate VANE/C



Senzitivitate VANE/C (%)



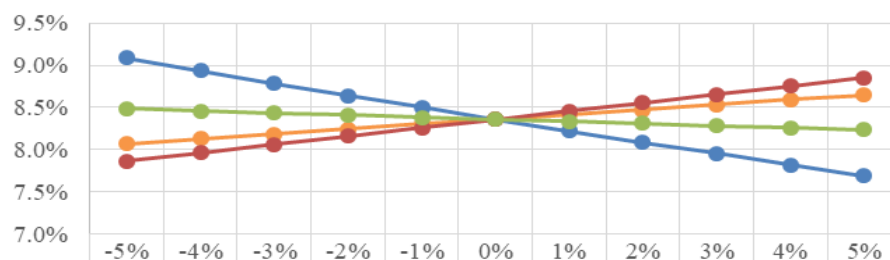


Si in cazul indicatorului VANE/C, impactul cel mai puternic asupra sa il are variatia valorii investitiei si care determina modificari asupra indicatorului cuprinse intre +/- 16,9%, insa in continuare valoarea absoluta este pozitiva chiar si la o crestere de 5% a variabilei. Modificari cuprinse intre +/-15,6% detremina si variata pretului energiei, insa chiar si la o scadere cu 5% a pretului energiei, valoarea indicatorului VANE/C este in continuare pozitiva. Beneficiile financiare, sub variatia pretului per tona de CO2, exercita o influenta cuprinsa intre +/-9,1% asupra indicatorului. Costurile de operare (financiare) determina o abatere cuprinsa intre +/-3,9% a valorii indicatorului. Nu au fost identificate variabile critice, a caror modificare cu cel mult 1% sa determine un impact de peste 5% asupra VANF/C.

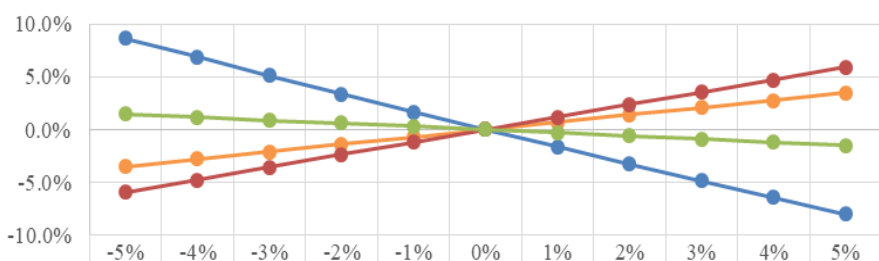
#### Analiza variabilelor care exercita impact asupra RRE/C:

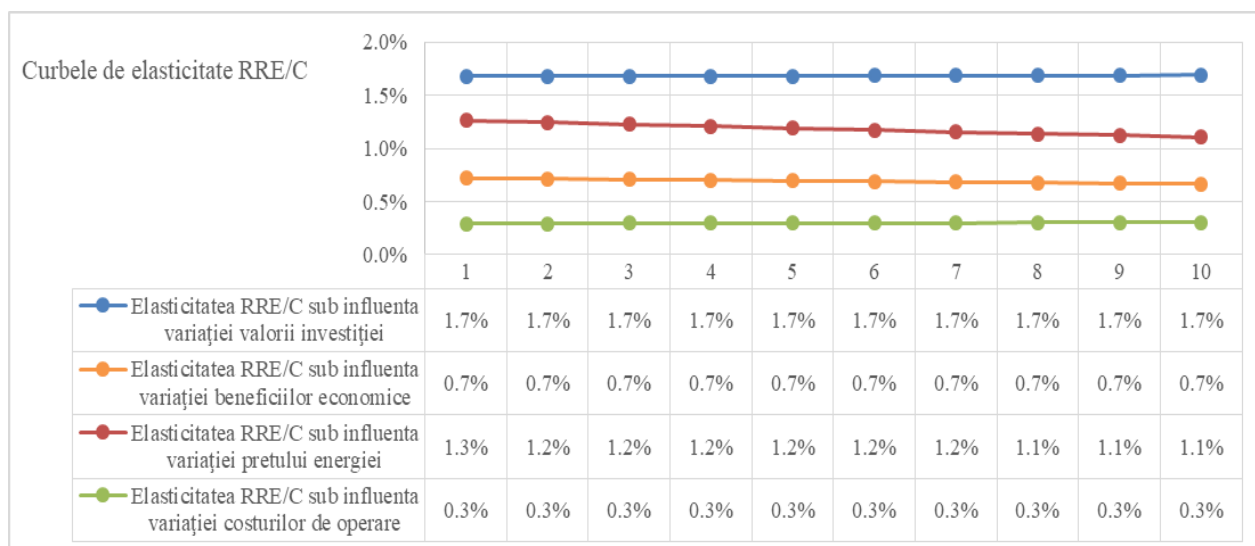
Variati a factoru lui de influen ta	Senzitivitate RRE/C				Senzitivitate RRE/C (%)				Curbele de elasticitate RRE/C			
	Valori absolute				Valori relative				Elasticitate			
	RRE/C sub influenta variației valorii investiției	RRE/C sub influenta variației beneficiilor economice	RRE/C sub influenta variației pretului energiei	RRE/C sub influenta variației costurilor de operare	RRE/C sub influenta variației valorii investiției	RRE/C sub influenta variației beneficiilor economice	RRE/C sub influenta variației pretului energiei	RRE/C sub influenta variației costurilor de operare	Elasticitatea RRE/C sub influenta variației valorii investiției	Elasticitatea RRE/C sub influenta variației beneficiilor economice	Elasticitatea RRE/C sub influenta variației pretului energiei	Elasticitatea RRE/C sub influenta variației costurilor de operare
-5%	9.1%	8.1%	7.9%	8.5%	8.7%	-3.5%	-6.0%	1.5%	1.7%	0.7%	1.3%	0.3%
-4%	8.9%	8.1%	8.0%	8.5%	6.9%	-2.8%	-4.8%	1.2%	1.7%	0.7%	1.2%	0.3%
-3%	8.8%	8.2%	8.1%	8.4%	5.1%	-2.1%	-3.6%	0.9%	1.7%	0.7%	1.2%	0.3%
-2%	8.6%	8.2%	8.2%	8.4%	3.4%	-1.4%	-2.4%	0.6%	1.7%	0.7%	1.2%	0.3%
-1%	8.5%	8.3%	8.3%	8.4%	1.7%	-0.7%	-1.2%	0.3%	1.7%	0.7%	1.2%	0.3%
0%	8.4%	8.4%	8.4%	8.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.7%	0.7%	1.2%	0.3%
1%	8.2%	8.4%	8.5%	8.3%	-1.7%	0.7%	1.2%	-0.3%	1.7%	0.7%	1.2%	0.3%
2%	8.1%	8.5%	8.6%	8.3%	-3.3%	1.4%	2.4%	-0.6%	1.7%	0.7%	1.1%	0.3%
3%	8.0%	8.5%	8.7%	8.3%	-4.9%	2.1%	3.5%	-0.9%	1.7%	0.7%	1.1%	0.3%
4%	7.8%	8.6%	8.8%	8.3%	-6.5%	2.8%	4.7%	-1.2%	1.7%	0.7%	1.1%	0.3%
5%	7.7%	8.6%	8.9%	8.2%	-8.0%	3.5%	5.9%	-1.5%	-	-	-	-

Senzitivitate RRE/C



Senzitivitate RRE/C (%)





**In cazul indicatorului RRE/C**, impactul cel mai mare asupra sa il are variatia valorii investitiei, inasa chiar si la o crestere cu 5% a costurilor investitiei, generata de eventuale cheltuieli neprevazute, valoarea indicatorului RRE/C este superioara ratei de actualizare utilizata. Modificarea pretului energiei sau modificarea valorii beneficiilor economice, in sensul scaderii acestora, au un impact asupra indicatorului RRE/C de cel mult -6% (in cazul scaderii pretului energiei) si -3,5% in cazul beneficiilor economice. Variatia coturilor de operare (costurilor financiare) au un impact asupra RRE/C de cel mult +/-1,5%. Nu au fost identificate variabile critice, a caror modificare cu cel putin 1% sa determine un impact de peste 5% asupra RRE/C.

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

##### Riscurile ce pot apărea în activitatea de realizare și operațională a parcului fotovoltaic cu stocare:

##### 1. Riscuri ale activității de exploatare:

- Scaderea cererii de energie electrica;
- Cresterea costurilor serviciilor prestate de terti;
- Competența managementului, reflectată în oportunitatea deciziilor luate, de care depinde ulterior succesul sau eșecul afacerii;

##### 2. Riscuri financiare:

- Cresterea nejustificata a preturilor de achizitie pentru echipamentele implicate in proiect;
- Lipsa lichiditatilor pentru sustinerea activitatii curente;
- Scăderea prețului energiei introduse în SEN

##### 3. Riscuri politice si legislative:

- Instabilitatea legislativa si politica
- Riscuri legate de eșecul de furnizare

##### 4. Riscuri tehnice si tehnologice:

- In perioada de implementare: Riscul de aparitie a unui eveniment pe durata realizarii investitiei, eveniment care conduce la imposibilitatea finalizarii acesteia in timp si la costurile estimate.
- In perioada de implementare: Receptie investitie. Riscul este atat fizic cat si operational si se refera la intarzierea efectuarii receptiei investitiei.

- In perioada de implementare: Resurse la intrare: Riscul ca echipamentele achizitionate sa nu aiba o calitate corespunzatoare sau sa fie indisponibile in cantitatile necesare, ceea ce ar avea drept consecinta crestere de cost si in unele cazuri efecte negative asupra calitatii serviciilor furnizate.
- In perioada de operare: Aparitia de defectiuni la echipamentele tehnologice care sa conduca la intarzieri în înmagazinarea de energie electrică;

##### 5. Riscuri institutionale

- Comunicarea defectuoasa între entitatile implicate in implementarea proiectului si executantii contractelor de achizitii echipamente/lucrări;
- **Modificarea cuantumului impozitelor si taxelor. Riscul ca pe parcursul proiectului regimul de impozitare general sa se schimbe in defavoarea investitorului, ceea ce ar avea un impact negativ asupra veniturilor financiare ale investitorului.**

##### 6. Riscuri de mediu

- Prin prezentul proiect, nu se vor inregistra riscuri legate de mediu, dimpotriva, calitatea mediului va fi simtitor imbunatatita, intrucat ca urmare a implementarii proiectului propus va avea loc reducerea cantitatii de emisii CO2 in atmosfera (aspect evidentiat, cu precadere, in cadrul analizei economice a proiectului).

#### Matricea de evaluare calitativa a riscurilor:

IMPACTUL				
PROBABILITATEA		Scăzut	Mediu	Mare
		(nesemnificativ, trebuie doar notat)	(impact rezonabil, necesită monitorizare)	(va avea un impact semnificativ)
	Scăzută (puțin probabil să se întâmple)	E	D	C
	Medie (se poate produce la un moment dat)	D	C	B
	Mare (probabil se va produce)	C	B	A

#### Explicitare Matrice de evaluare calitativa a riscurilor

Risc	Gradul de expunere	Clasificare
Impact mare/ Probabilitate mare	<b>Foarte mare</b> Sunt cele mai mari riscuri cărora întreprinzătorii trebuie să le acorde o atenție deosebită.	<b>A</b>
Impact mare/ Probabilitate medie Impact mediu/ Probabilitate mare	<b>Mare</b> Aceste riscuri au fie o probabilitate mare de apariție, fie un impact semnificativ	<b>B</b>
Impact mediu/ Probabilitate medie	<b>Mediu</b> Există o șansă medie ca riscurile cu un impact sesizabil să apară.	<b>C</b>

Impact mediu/ Probabilitate scăzută Impact scăzut/ Probabilitate medie	<b>Mic</b> Aceste riscuri pot apărea în unele situații și au un impact scăzut sau mediu.	<b>D</b>
Impact scăzut/ Probabilitate scăzută	<b>Neglijabil</b> Sunt riscuri cu probabilitate mică de apariție și cu un impact scăzut. De aceea pot fi neglijate.	<b>E</b>

<b>Mod de abordare risc</b>
Acceptare risc
Monitorizare risc
Atenuare risc
Evitare risc
Externalizare risc

**Metodologia de evaluare a riscurilor presupune parcurgerea următorilor pași:**

1. Identificarea riscurilor asociate proiectului propus;
2. Stabilirea probabilității de apariție și a impactului pe care riscurile identificate îl au asupra implementării proiectului;
3. Determinarea gradului de expunere al riscului, pornind de la probabilitatea de apariție și impactul estimat, în conformitate cu matricea de evaluare calitativă a riscurilor;
4. Stabilirea modului de abordare a riscurilor identificate ținând cont de gradul de expunere al acestora

**Pornind de la metodologia prezentată mai sus, a fost întocmită matricea riscurilor asociate proiectului:**

Nr. crt.	Risc	Probabilitatea de apariție	Impactul	Grad de expunere al riscului	Mod de abordare risc
<b>Riscuri ale activității de exploatare</b>					
1.	Scaderea cererii de energie electrică;	<b>Scăzută</b>	<b>Mediu</b>	<b>E</b>	<b>Acceptare risc</b>
3.	Competența managementului, reflectată în oportunitatea deciziilor luate, de care depinde ulterior succesul sau eșecul afacerii	<b>Scăzută</b>	<b>Mediu</b>	<b>D</b>	<b>Acceptare risc</b>
<b>Riscuri financiare</b>					
1.	Cresterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru echipamentele implicate în proiect;	<b>Scăzută</b>	<b>Mediu</b>	<b>D</b>	<b>Acceptare risc</b>
2.	Lipsa lichidităților pentru susținerea activității curente	<b>Scăzută</b>	<b>Mare</b>	<b>C</b>	<b>Evitare risc</b>



3.	Scăderea prețului energiei introduse în SEN	Medie	Mediu	B	Monitorizare risc
<b>Riscuri politice si legislative</b>					
1.	Instabilitatea legislativa si politica	Medie	Mediu	C	Monitorizare risc
2.	Riscuri legate de esecul de furnizare	Medie	Mediu	C	Monitorizare risc
<b>Riscuri tehnice si tehnologice</b>					
1.	Riscul de aparitie a unui eveniment pe durata realizarii investitiei, eveniment care conduce la imposibilitatea finalizarii acesteia in timp si la costurile estimate.	Scazuta	Mare	C	Evitare risc
2.	Receptie investitie	Scazuta	Mare	C	Evitare risc
3.	Aparitia de defectiuni la echipamentele tehnologice care sa conduca la intarzieri in furnizarea de energie electrica;	Medie	Mare	B	Externalizare risc
<b>Riscuri institutionale</b>					
1.	Comunicarea defectuoasa intre entitatile implicate in implementarea proiectului si executantii contractelor de achizitii echipamente ;	Scazuta	Mediu	D	Acceptare risc
2.	Modificarea cuantumului impozitelor si taxelor. Riscul ca pe parcursul proiectului regimul de impozitare general sa se schimbe in defavoarea investitorului, ceea ce ar avea un impact negativ asupra veniturilor financiare ale investitorului.	Scazuta	Mediu	D	Acceptare risc

*Analiza capacitatii de raspuns a întreprinderii la riscurile identificate si masurile de reducere/contracarare  
Administrarea riscurilor legate de activitatea de exploatare:*

- *Scaderea cererii de energie electrica;* Dezvoltarea economică din ultimii ani a condus la o crestere a cererii energie electrica, astfel ca probabilitatea de aparitiei a acestui risc este scazuta. Astfel, societatea accepta acest risc, impactul acestuia fiind scazut.
- *Competența managementului, reflectată în oportunitatea deciziilor luate, de care depinde ulterior succesul sau eșecul afacerii.* Acest risc este foarte scazut intrucat administratorul societatii are o experienta solida in conducerea companiei, avand rezultate notabile in managementul acesteia. De asemenea, pregatirea profesionala pe care acesta o are, ofera garantii solide in ceea ce priveste succesul afacerii. Desi impactul este mediu, avand in vedere probabilitatea scazuta de aparitie a acestui risc, societatea decide sa accepte acest risc.

***Administrarea riscurilor financiare:***

- *Cresterea nejustificata a preturilor de achizitie pentru echipamentele implicate in proiect;* Societatea accepta acest risc dar in acelasi timp va asigura conditiile necesare pentru sprijinirea liberei concurențe pe piata, in vederea obtinerii unui numar cat mai mare de oferte conforme in cadrul procedurilor de achizitie lucrari, echipamente si va estima cat mai realist posibilitatea cresterii preturilor pe piata;
- *Lipsa lichiditatilor pentru sustinerea activitatii curente.* Acest risc, desi are un impact mare asupra desfasurarii activitatii firmei, are o probabilitate scazuta de aparitie intrucat societatea dispune de o situatie financiara foarte buna, iar indicatorii de bonitate ii permit acesteia sa contracteze, in caz de nevoie, credite pe termen scurt (linii de credit) pentru sustinerea activitatii curente. Societatea va recurge la evitarea riscului printr-o planificare riguroasa a activitatii astfel incat sa fie asigurate in permanenta surse de finantare.
- *Scăderea prețului energiei introduse în SEN.* Pentru a se asigura de o anumită stabilitate societatea optează pentru încheierea unui contract bilateral cu un furnizor de energie pentru a evita fluctuațiile majore. Se va asigura de o atenție sporită în alegerea partenerului / furnizorului și în analiza clauzelor contractuale și a tarifelor practicate de furnizor.

***Administrarea riscurilor politice si legislative:***

- *Instabilitatea legislativa si politica.* Avand in vedere instabilitatea politica din Romania si frecventa cu care se modifica legislatia in domeniu, exista o probabilitate medie de modificare a legislatiei in domeniul energiei electrice. Modificarea legislatiei poate afecta furnizarea si poate conduce la cresterea costurilor pentru acest tip de activitate (marirea costului de achizitie), acest lucru avand un impact mediu asupra activitatii firmei. Astfel, societatea va recurge la monitorizarea riscului si va analiza in permanenta propunerile de modificare a legislatiei in vigoare astfel incat sa fie pregatita pentru astfel de situatii.

***Administrarea riscurilor tehnice si tehnologice:***

- *Riscul de aparitie a unui eveniment pe durata realizarii investitiei, eveniment care conduce la imposibilitatea finalizarii acesteia in timp si la costurile estimate.* Aceasta categorie de riscuri depinde direct de modul de desfasurare al activitatilor prevazute in planul de actiune al proiectului, in faza de proiectare sau in faza de executie: etapizarea eronata a lucrarilor, erori in calculul solutiilor tehnice, executarea defectuoasa a unei/unor parti din lucrari. Societatea va recurge la evitarea riscului printr-o planificare riguroasa a activitatii astfel incat sa fie asigurata continuitatea operatiunilor desfasurate in perioada de implementare a proiectului.

In planificarea logica si cronologica a activitatilor cuprinse in planul de actiune au fost prevazute marje de eroare pentru etapele mai importante ale proiectului. Activitatile proiectului vor fi atent monitorizate, in vederea organizarii cat mai logice si riguroase a tuturor etapelor proiectului.

- *Receptie investitie:* Riscul este atat fizic cat si operational si se refera la intarzierea efectuării receptiei investitiei. Consecintele se vor repercuta asupra ambelor parti: pentru executantii lucrarii - venituri intarziate si profituri pierdute; pentru beneficiar intarzierea inceperii utilizarii parcului fotovoltaic. Societatea va recurge la evitarea riscului prin selectarea unor furnizori de incredere.
- *Resurse la intrare:* Riscul ca echipamentele achizitionate sa nu aiba o calitate corespunzatoare sau sa fie indisponibile in cantitatile necesare, ceea ce ar avea drept consecinta crestere de cost si in unele cazuri efecte negative asupra calitatii serviciilor furnizate. Societatea va recurge la evitarea riscului prin efectuarea unui studiu de piata si gasirea de alternative in cazul in care un furnizor nu poate livra la timp sau la calitatea dorita echipamentele comandate. Se va urmări respectarea specificatiilor referitoare la echipamentele si metodele de implementare a proiectului.

Se va proceda la stabilirea unui termen specific si realist in ceea ce priveste termenul de livrare si receptie al echipamentelor – prin mentionarea expresa a acestei conditii in caietul de sarcini. Mai mult, activitatile proiectului sunt planificate in mod riguros, luandu-se in calcul anumite marje de timp

- *Aparitia de defectiuni la echipamentele tehnologice care sa conduca la intarzieri in furnizarea de energie electrica;* Aparitia de defectiuni la echipamentele achizitionate prin intermediul proiectului este redusa in primii ani de activitate, avand in vedere ca faptul ca acestea sunt noi si se vor afla in perioada de garantie. Totusi, luand in considerare un grad ridicat de utilizare al acestora, probabilitatea de aparitie a acestui risc este medie, iar impactul este foarte mare. Societatea se va asigura în mod constant de toate activitățile de mentenanță, pentru a evita degradarea echipamentelor.

#### ***Administrarea riscurilor institutionale:***

- *Comunicarea defectuoasa intre entitatile implicate in implementarea proiectului si executantii contractelor de achizitii echipamente ;* Acest risc este foarte scazut intrucat societatea noastra a decis infiintarea unei echipe competente pentru implementarea proiectului care va comunica in mod eficient in toate fazele proiectului atat cu colaboratorii cat si la nivel intern. In plus, se va asigura accesul la mijloace de comunicare moderne: telefon de serviciu, internet, laptop etc. Societatea accepta acest risc.
- *Modificarea cuantumului impozitelor si taxelor.* Riscul ca pe parcursul proiectului regimul de impozitare general sa se schimbe in defavoarea investitorului, ceea ce ar avea un impact negativ asupra veniturilor financiare ale investitorului. Probabilitatea de aparitie a acestui risc este scazuta. Societatea noastra va accepta acest risc deoarece beneficiile care se vor obtine in urma implementarii proiectului vor acoperi eventualele crestere de taxe si impozite.

## 5. SCENARIUL/ OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)

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

Scopul analizei de opțiuni este identificarea soluției optime pentru atingerea obiectivelor proiectului în raport cu criteriile tehnice, de mediu și financiare.

**Au fost determinate și analizate 2 scenarii tehnico-economice posibile în realizarea obiectivului proiectului, și anume:**

**Scenariul 1 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh.**

**Scenariul 2 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), fără instalație de stocare.**

**Scenariul 1** propune construirea unui parc fotovoltaic cu o instalație de stocare integrată pentru asigurarea dezechilibrelor cât mai mici între puterea notificată și puterea produsă. Datele tehnice și componenta centralei în scenariul 1 este următoarea :

- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuală -0.4%;
- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficiența EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalică în „camp”;
- Post de transformare cu izolație în ulei, 0.8\20kV, 2500kVA, instalat în anvelopă prefabricată;
- Structura metalică de oțel zincat, orientare E-V, unghi de înclinare 15°;
- Instalație de stocare prefabricată, E=0.6MWh, P=0.6MW, cu baterii LiFePO4, cu invertor integrat, 3x200kW, U=0.4kV în container prefabricat ,058x2,438x2,591mm;

Datele energetice pentru Scenariul 1 sunt următoarele :

- Putere instalată în curent continuu : 2505.6kWp;
- Putere instalată în curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maximă ce poate fi evacuată : 2250kVA;
- Număr panouri fotovoltaice : 4176 buc;
- Instalație de stocare 600kWh;

**Scenariul 2** propune construirea unui parc fotovoltaic în sistem On Grid. Datele tehnice și componenta centralei în scenariul 2 este următoarea :

- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuală -0.4%;
- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficiența EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalică în „camp”;
- Post de transformare cu izolație în ulei, 0.8\20kV, 2500kVA, instalat în anvelopă prefabricată;
- Structura metalică de oțel zincat, orientare E-V, unghi de înclinare 15°;

Datele energetice pentru Scenariul 2 sunt următoarele :

- Putere instalata in curent continuu : 2505.6kWp;
- Putere instalata in curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maxima ce poate fi evacuata : 2250kVA;
- Numar panouri fotovoltaice : 4176 buc;

	<b>SCENARIUL 1</b>	<b>SCENARIUL 2</b>
Putere instalata (cc)	2505.6kWp	2505.6kWp
Putere instalata (ca)	2250 kW	2250 kW
Capacitate stocare	600 kWh	-
Productie anuala – in primul an	2601.62MWh	2601.62MWh
Durata de viata tehnica	>12 ani	>12 ani

Compararea scenariilor din punct de vedere tehnic:

<b>Criteriu</b>	<b>Indicator/ subcriteriu</b>	<b>Scenariu 1</b>	<b>Scenariu 2</b>
Tehnic	Randamentul parcului fotovoltaic	Centrala fotovoltaica cu instalatie de stocare – randament ridicat pentru ca se reduc dezechilibrele la prognozele de energie electrica pentru ziua urmatoare.	Centrala fotovoltaica fara instalatie de stocare – Randament mai scazut datorata dezechilibrelor rezultate in urma prognozelor pentru ziua urmatoare.
Climatic	Adaptabilitate solutiilor tehnice alese la conditiile meteorologice	Solutiile tehnice sunt adaptate la conditiile meteorologice si sunt reziliente la intemperii sau alte fenomene externe	Similar cu scenariu 1

Compararea scenariilor din punct de vedere financiar:

In cazul Scenariului 1, avand in vedere ca se propune implementarea unui sistem de stocare se inregistreaza costuri de investitii mai mari decat in cazul scenariului 2.

Astfel, pentru compararea din punct de vedere al costurilor de investitie si de operare a celor doua scenarii, au fost calculate valorile actualizate ale costurilor de investitie si de operare, precum si a celor de inlocuire pe intreaga perioada de analiza, rezultatele fiind prezentate in tabelul urmator:

<b>Criteriu</b>	<b>Indicator/ subcriteriu</b>	<b>Scenariu 1</b>	<b>Scenariu 2</b>	<b>U.M</b>
Financiar	Costuri de investitie, inlocuire si de operare actualizate (VNA)	<b>10.358.232,12</b>	<b>8.733.202,01</b>	RON

Având în vedere costul mediu pentru energia electrică în varianta fără stocare, respectiv cea cu stocare precum și costurile energiei electrice din piața de echilibrare, se justifică alegerea Scenariului 1 pentru implementare.

Compararea scenariilor din punct de vedere social, cultural și mediu

Criteriu	Indicator/ subcriteriu	Scenariu 1	Scenariu 2
Mediu	Sustenabilitatea soluțiilor tehnice propuse	Soluțiile tehnice și instalațiile propuse în scenariu 1 sunt alese astfel încât să producă un impact minim asupra mediului în perioada de execuție, mai ales în perioada de exploatare. Au fost alese soluții tehnice și materiale moderne care asigură capacitatea de a exista și a se dezvolta fără a afecta resursele naturale	Similar cu Scenariu 1
	Impactul asupra mediului factor apă, aer, sol	Lucrările vor avea un impact minim asupra acestor factori, exclusiv în perioada de execuție	Similar cu Scenariu 1
	Impactul zgomotului și vibrațiilor	Lucrările vor avea un impact minim din punct de vedere al acestor factori, exclusiv în perioada de execuție	Similar cu Scenariu 1
	Reducerea poluării aerului și solului	Prin implementarea proiectului se preconizează o reducere a poluării aerului (reducerea emisiilor de CO <sub>2</sub> ), dar și a solului prin păstrarea pe termen lung a calității solului	Similar cu Scenariu 1

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

Din punct de vedere tehnico-economic, considerând și recomandările comisiei Europene privind stocarea energiei – sprijinirea unui sistem energetic decarbonizat și sigur al UE, varianta optimă pentru realizarea investiției este un parc fotovoltaic cu sistem de stocare a energiei electrice în baterii pentru reducerea dezechilibrelor.

**În concluzie Scenariul 1 este cel câștigător.**

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

Scenariul optim recomandat pentru implementare este Scenariul 1 : Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh.

### 5.3.1 Obținerea și amenajarea terenului

Proiectul urmează a se realiza în municipiul Timisoara, incinta Platformei Industriale, Bulevardul Industriei, Nr. 2, Municipiul Timisoara, Jud. Timis, aflată în proprietatea SC BEGA TEHNOMET SA .

Terenul pe care se propune amplasarea sistemului de stocare face parte din CF nr 449486, este intravilan. Pe suprafața acestuia se afla mai multe corpuri de clădire.

Regimul economic al terenului:

- Terenul este intravilan și are funcțiunea de curți construcții;

Căi de acces public – terenul are acces din zonele publice, accesul la parcul fotovoltaic propus făcându-se din Bulevardul Industriei;

Relații cu zonele învecinate

- La Nord : Bulevardul Industriei – Clădiri de producție și servicii;
- La Vest : Centru Comercial
- La Sud : Centru Comercial, Clădiri de producție;
- La Est : Clădiri de producție;

### 5.3.2 Asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului

Alimentarea cu apă – branșament existent la rețeaua Aquatim.

Evacuarea apelor uzate – branșament existent la rețeaua Aquatim.

Rețeaua de alimentare cu energie electrică – În zona există rețelele de medie tensiune aflate în gestiunea distribuitorului local de energie electrică, linii la care se va bransa și centrala electrică fotovoltaică propusă.

Asigurarea apei tehnologice, dacă este cazul – nu este cazul.

Asigurarea agentului termic – Clădirile existente sunt asigurate cu agent termic. Nu se modifică branșamentele noi.

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

În cele ce urmează este descris din punct de vedere tehnic și functional scenariul 1 propus, și anume: Construire parc fotovoltaic cu o putere instalată în curent continuu (cc) de 2.5MWp, respectiv 2.25MW în curent alternativ (ca), cu instalație de stocare pentru reducerea dezechilibrelor cu o capacitate instalată de 0.6MWh.

Descrierea tehnologică :

Scenariul 1 propune construirea unui parc fotovoltaic cu o instalație de stocare integrată pentru asigurarea dezechilibrelor cât mai mici între puterea notificată și puterea produsă. Datele tehnice și componenta centralei în scenariul 1 este următoarea :

- Panouri fotovoltaice monocristaline de 600Wp, dimensiuni 2278x1134x30mm, greutate cca 27.6kg, degradare anuală -0.4%;

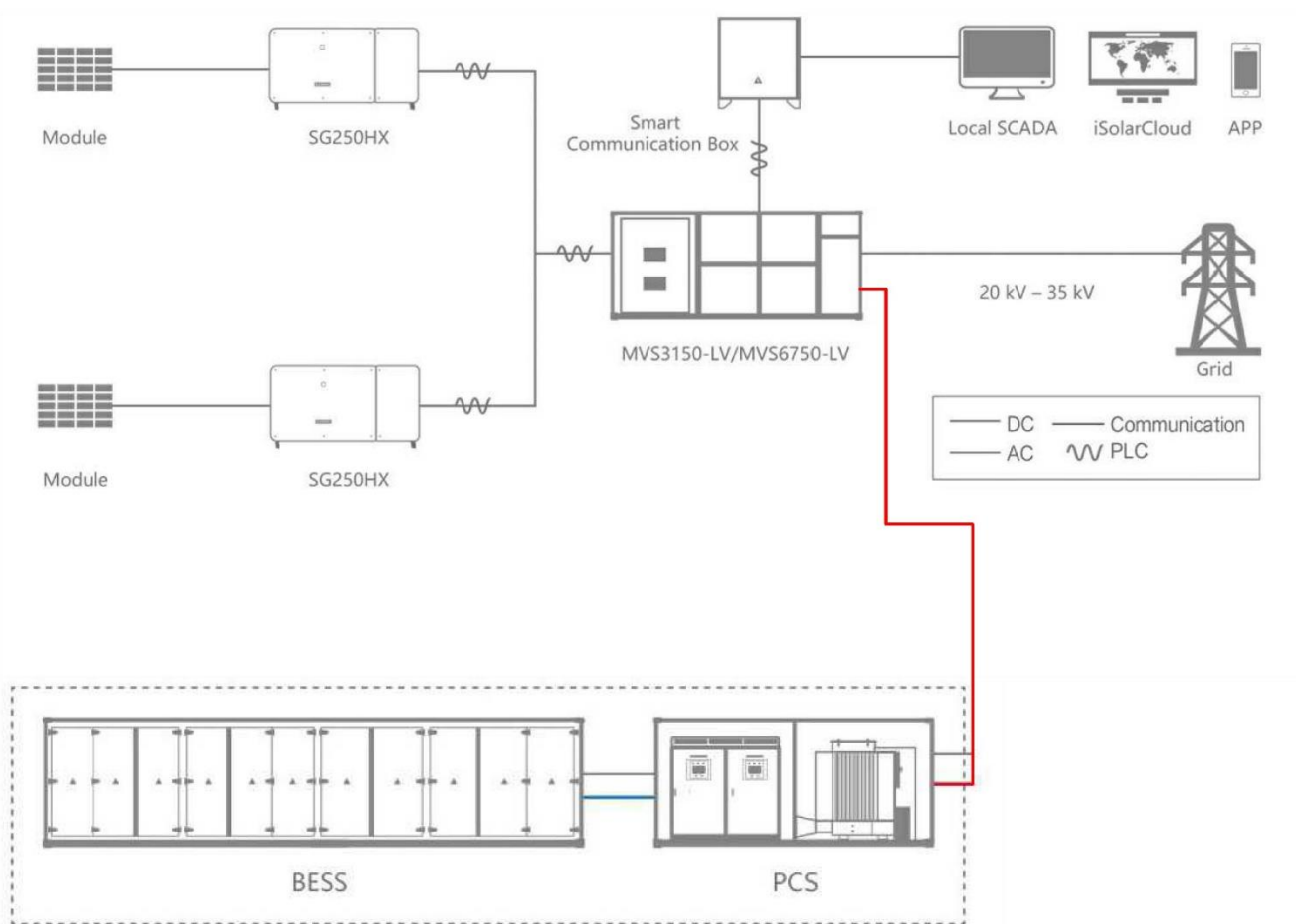


- Invertoare descentralizate 250kVA, 1500V, eficienta EU 98.8%, dimensiuni 1051 \* 660 \* 363 mm, 99kg, instalat pe structura metalica in „camp”;
- Post de transformare cu izolatie in ulei, 0.8\20kV, 2500kVA, instalat in anvelopa prefabricata;
- Structura metalica de otel zincat, orientare E-V, unghi de inclinare 15°;
- Instalatie de stocare prefabricata, E=0.6MWh, P=0.6MW, cu baterii LiFePO4, cu invertor integrat, 3x200kW, U=0.4kV in container prefabricat ,058x2,438x2,591mm;

Datele energetice pentru Scenariul 1 sunt urmatoarele :

- Putere instalata in curent continuu : 2505.6kWp;
- Putere instalata in curent alternativ : 2250kVA;
- Putere maxima ce poate fi evacuata : 2250kVA;
- Numar panouri fotovoltaice : 4176 buc;
- Instalatie de stocare 600kWh;

Schema functionala de principiu pentru scenariul 1 este reprezentata mai jos. Schema detaliata este prezentata in partea desinata a proiectului.



### Descriere tehnologica Scenariul 1

In cele ce urmeaza se descriu in detaliu componentele tehnice care fac parte din scenariul 1, inclusiv regimurile de functionare.

### **Panourile fotovoltaice**

Datele tehnice ale panourilor fotovoltaice sunt :

- Celule panouri fotovoltaice : **N-type HJT** (Heterojunction solar cells)
- Dimensiuni : 2278x1134x30mm;
- Putere nominala : 600W;
- Tensiune nominala : 43.9V;
- Curent nominal : 13.68A;
- Tensiune de mers in gol : 53V;
- Curent de scurtcircuit : 14.18A;
- Eficienta : 23.2%;
- Temperatura de functionare : -40°C ~ +85°C;
- Greutate : 27.6kg;

### **Invertoarele**

Avand in vedere specificul proiectului, respectiv o centrala fotovoltaica de tip On Grid, se propune instalarea de invertoare descentralizate, de sir, instalate in camp. Parametrii invertoarelor propuse sunt :

- Tip inverter : Descentralizat;
- Tensiune de intrare maxima : 1500Vcc;
- Gama de tensiune de intrare : 500-1500Vcc;
- Numar de intrari MPPT : 12 buc x 30A;
- Putere nominala AC : 250kVA (250kW –  $\cos\Phi = 1$ );
- Curent nominal = 180.5A;
- Tensiune iesire : 800A;
- Frecventa : 50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz;
- Eficienta europeana : 98.8%;
- Dimensiuni : 1051 \* 660 \* 363 mm;
- Greutate : 99kg;
- Grad de protectie IP66;
- Functii legate la retea : Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control;
- Standarde : IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013;

### **Structura de rezistenta a panourilor fotovoltaice**

Lucrarile de constructii a Parcului pentru producerea energiei electrice fotovoltaice in vor incepe cu lucrari in vederea nivelarii terenului. Pentru a obtine un randament cat mai bun in productia de energie a sistemului fotovoltaic trebuie indepartate orice obstacole care pot duce la umbrirea panourilor de catre formele de relief

existente sau umbririle panourile între ele dacă terenul are înclinare nordică. În acest sens în prima fază se va decoperta solul fertil folosindu-se utilaje gen buldozer care vor împinge acest strat deoparte astfel încât după încheierea lucrărilor de nivelare să se poată reface stratul de sol fertil. Refacerea solului fertil și însămânțarea terenului cu iarba are un rol deosebit de important în combaterea prafului și supraîncălzirii învertoarelor. Coeficientul albedo de 0.2 a fost ales în calcularea producției de energie electrică fotovoltaică considerându-se că suprafața terenului ocupată de panourile fotovoltaice este acoperită cu iarba. În același timp acest strat vegetal va trebui să fie întreținut periodic pentru a împiedica efectul de umbră în cazul creșterii excesive a vegetației. Acest lucru se va face prin introducerea periodic pe terenul parcului fotovoltaic a turmelor de oi.

Dupa lucrările de nivelare încep lucrările de împrejmuire, asigurare a utilitatilor (curent electric)-iluminat, amplasarea corpurilor administrative (containerelor prefabricate) și stabilirea pozițiilor componentelor sistemului fotovoltaic.

Lucrările de construcții pentru sistemul fotovoltaic sunt: montarea suporturilor metalice ai panourilor, panourile fotovoltaice, învertoarele, liniile electrice de joasă tensiune, posturile de transformare și liniile de medie tensiune care transportă energia electrică produsă spre punctul de conectare la SEN și realizarea instalațiilor pentru conectarea la rețea până la punctul de delimitare dintre instalațiile beneficiarului și instalațiile operatorului de rețea din zonă.

Structura de rezistență pentru **parcul fotovoltaic** a fost proiectată astfel:

Infrastructura alcătuită din:

- picioare din profile metalice de introduse în terenul de fundare prin presare până la cota -1.50 m față de cota CTN (cota terenului natural), realizați din oțel zincat de tip S350 GD+Z275;
- pentru cazurile în care se întâlnește teren de o consistență redusă se va realiza un blocaj din pietriș compactat pentru stabilizarea piciorului de susținere al cadrului metalic
- în cazul unor situații speciale întâlnite pe amplasament se va solicita părerea proiectantului de structură;

Adâncimea de fundare va fi reconfirmată la faza de proiect tehnic pentru execuție de către constructorul selectat pentru implementarea proiectului în urma testelor la smulgere pentru fundamentarea soluției de fundare propuse. Ancorarea piloților se realizează cu ajutorul unor dispozitive hidraulice speciale (echipamente de bătut piloți), nefiind necesare foraje sau invenții inițiale asupra terenului, fiind necesară doar pichetarea locației pilonilor de susținere a structurilor. În funcție de complexitatea terenului (pantă, denivelări etc.) se poate obține o performanță de batere / fixare a profilelor în sol de până la 250 profile/zi/echipament.

În cazul puțin probabil în care din diverse motive în timpul execuției pentru unele dintre profilele metalice nu se poate atinge adâncimea de fundare prevăzută în proiect sau nu se poate asigura capacitatea portantă necesară susținerii panourilor, se va adopta prin dispoziție de șantier o soluție de lestare a structurii cu bloc de beton.

Suprastructura de tip Est-Vest alcătuită din:

- cadre metalice alcătuite din trei stâlpi și o riglă contravântuită dispuse după o direcție și cu travei de 2.50-4.00 m;
- rigle din profile de oțel de tip C140x2.0;

- pane din profile de oțel de tip  $\Omega 100 \times 2.0$ ;
- panouri fotovoltaice dreptunghiulare.

*Suprastructura va fi orientată spre EST-VEST și va fi realizată din cadre metalice alcătuite din trei stâlpi cu secțiunea de  $C140 \times 5.0$  și o riglă  $C140 \times 2.0$  îmbinate prin intermediul șuruburilor. Îmbinarea dintre stâlpi și rigle se va realiza articulat, prin intermediul a 2 șuruburi M12 gr. 8.8 dispuse conform planșelor de detaliere. Stâlpii cadrelor se vor introduce în terenul de fundare prin presare, la o adâncime de minimum -1.50 m față de cota terenului natural. Stâlpii vor fi realizați dintr-o singură bucată și care va face legătura între stâlpii bătuți în pământ (piloți) și stâlpii pe care se vor monta riglele înclinate ale cadrului metalic. Pe direcția transversală cadrele se vor lega prin intermediul unor pane din aluminiu sau pane de oțel cu secțiunea  $\Omega 100 \times 2.0$  prinse articulat de riglele cadrelor prin intermediul unor șuruburi M12 gr. 8.8. Panourile fotovoltaice vor rezema pe paneele din oțel. Atât stâlpii cât și riglele cadrelor se vor realiza din oțel structural S350 Z275 G+D.*

Asigurarea stabilității cadrului se va realiza prin intermediul unor contrafișe din profile metalice de tip țevă rectangulară cu dimensiunile de  $40 \times 40 \times 2.5$  mm. Prinderea contrafișelor metalice de riglă și de stâlp se va realiza prin intermediul unei piese metalice de tip U prinsă cu șuruburi de riglă/stâlp, respectiv de contrafișe, conform detaliilor de execuție din partea desenată. Contrafișele se vor realiza din profile laminate la rece din oțel structural S350 Z275 G+D. Unghiul de înclinare al panourilor față de planul terenului va fi de  $15^\circ$ .

### **Posturi de transformare**

Racordarea la rețeaua distribuitorului local se va face la nivelul de tensiune de 20kV. Pentru conectarea invertoarelor la rețea se vor prevedea posturi de transformare în anvelopa de metal prefabricată, cu fundație supratereană, echipată cu transformatoare cu următoarele specificații tehnice :

- Putere aparentă : 2500kVA;
- Izolație în ulei;
- Raport de transformare  $0.8/20$ kV;
- Temperatura de funcționare  $-25^\circ\text{C} \sim 60^\circ\text{C}$ ;
- Instalație de monitorizare inclusă;

### **Instalația de stocare**

Se propune realizarea unui sistem de stocare a energiei electrice în baterii de compoziție chimică  $\text{LiFePO}_4$  compus dintr-un container de baterii, având o capacitate instalată de 600kWh. Pentru preluarea energiei stocate de baterii sub forma de curent continuu (CC) și transformarea ei în energie electrică alternativă (CA) compatibilă cu rețeaua electrică în care se face debitarea energiei se propun 3 invertoare bi-direcționale de 200 kW cu rol de transformare a energiei din curent continuu în curent alternativ și invers. Invertoarele se conectează la un post de transformare ridicătoare de tensiune, ce va ajuta la conectarea punctului de conexiune pentru furnizarea energiei stocate.

Datele tehnice pentru echipamentele instalației de stocare sunt următoarele :

Sistem de baterii containerizat :

Compozitie chimica	LiFePO4
Rata nominala de eficienta energetica	600 kWh / container
Interval tensiune nominala	990- 1500 (V)
Dimensiuni modul	1400 x 2400 x 2500 (mm)
Numar total module	1
Grad de protectie container	IP55
Gestionare termica	HVAC

#### Tablou de distributie (DCBOX)

Tensiune maximă	1500(V)
Tensiune maximă	1250(V)
Current maxim intrare baterii stocare	1.500(A)
Current maxim intrare invertoare	1.200(A)
Temperatura de operare	-25 / +60(°C)
Dimensiuni	2000 x 900 x 300 (mm)
Numar total tablouri	1

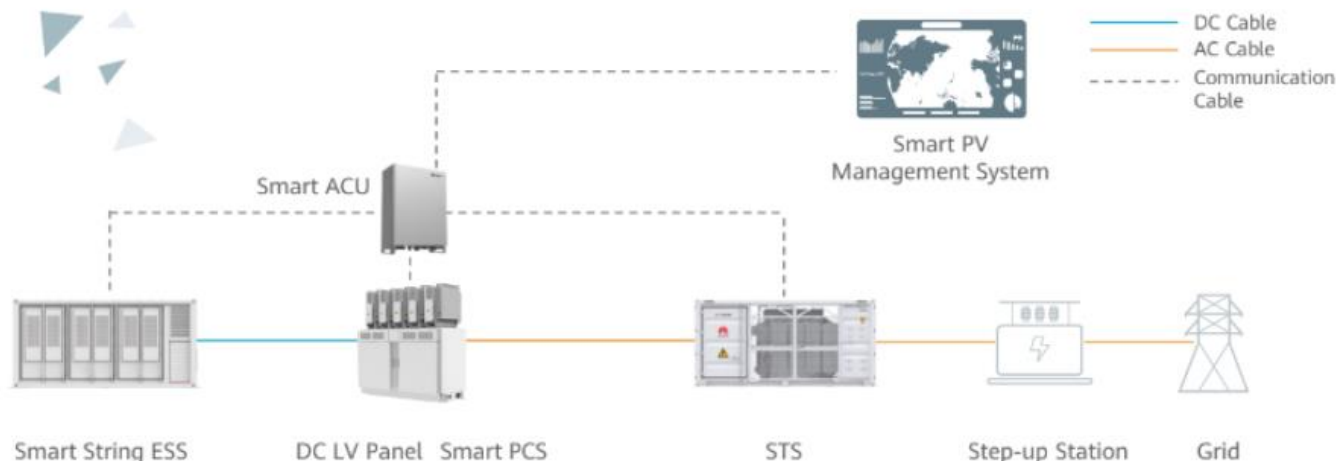
#### Invertor bidirectional 200kW

Putere de iesire CA	200 kW @40(°C)
Tensiunea retelei de operare	800(V)
Dimensiuni modul	875 x 820 x 365mm
Curent maxim de iesire	173.2A @40(°C)
Numar total invertoare	3
Eficienta maxima:	99%
Eficienta CEC:	99%
Grad de protectie:	IP66

#### Post de transformare instalatie de stocare

Post de transformare containerizat 0,8/10 kV/20 kV	800 kVA
Numar total de posturi de transformare	1

Schema de principiu pentru instalatia de stocare este :



### Tablouri electrice

Tablourile electrice se refera la tabloul general de distributie aferent posturilor de transformare, tablourile secundare aferente invertoarelor si tablourile secundare aferente utilitatilor din incinta, precum si tablourile de automatizare aferente sistemului SCADA. Tablourile electrice se vor executa conform specificatiilor prezentate in schemele desfasurate, respectand gradele de protectie, tipul de cofret precum si specificatiile aparatelor prezentate. Gradele de protectie impuse pentru tablourile electrice se vor verifica dupa efectuarea legaturilor in cleme/aparate ale cablurilor electrice.

Intrerupatoarele de putere, protectiile magnetotermice precum si sigurantele fuzibile utilizate in sistemul de productie a energiei electrice sunt alese in concordanta cu sistemul de tensiune al iesirii invertoarelor, respectiv 800V AC.

Uzinarea tablourilor electrice se va face conform indicatiilor producatorului, distributia grupelor de aparataj se va face prin bare de cupru, pregaurite si pline, etichetate corespunzator (L1,L2,L3,N,PE). Fiecare tablou electric va avea o rezerva de spatiu de minim 25%.

Tablourile electrice generale aferente posturilor de transformare se vor monta in anvelopa de beton a postului de transformare in compartimentul de JT. Tablourile de distributie aferente invertoarelor si tablourile aferente serviciilor interne se vor se vor monta la capatul randurilor, sustinute de structura de Ol-Zn.

### Rețele de cabluri

Cablarea in curent continuu dintre panourile fotovoltaice si intrarile invertoarelor se va face prin cabluri solare de curent continuu, izolatie 1500Vcc, temperatura de functionare -40 + 90 degrees Celsius, sectiune de 1x6mmp. Pozarea cablurilor de curent continuu se va face pe structura metalica, in spatele panourilor pana in invertoare. Pozarea se face prin elemente de sustinere metalice.

Cablurile montate îngropat în pământ se vor poza sub cota de îngheț și se vor poza în tuburi PVC de protecție sau în canale de cabluri prefabricate. Cablurile se vor poza între două straturi de nisip de minim 10cm (utili), peste care se va pune o bandă avertizoare inscripționată cu nivelul de tensiune, respectiv 1kV.

Caminele de tragere și vizitare aferente rețelelor electrice sunterane se vor realiza din elemente prefabricate, cu elemente de etansare a golurilor și capace de etansare a tuburilor de rezervă. În caminele de tragere se vor eticheta traseele de cabluri precum și cablurile la intrare/ieșire.

Legăturile aferente circuitelor electrice se vor realiza în doze de legătură precum și în aparataje dacă au prevăzute cleme de intrare/ieșire pentru conexiuni. Legăturile în dozele de conexiune se vor realiza prin cleme prefabricate de tip push-in. Clemele de legătură vor avea o tensiune nominală de 450V și tensiune de ținere la impuls de 4kV. Este interzisă realizarea legăturilor în tuburile de protecție, în pereți, în tavanul fals sau în tablourile electrice.

### **Instalații de legare la pământ**

Instalațiile de împământare și echipotentializări se referă la totalitatea legăturilor la centura de împământare a tuturor elementelor metalice care pot ajunge accidental sub tensiune.

S-a prevăzut un sistem de platbandă de oțel zincat de dimensiuni 40x4mm, cu zincare dublă, pentru montaj direct în pământ. La centura principală de împământare se vor conecta toate modulele metalice pentru montajul panourilor. Echipotentializarea modulelor fotovoltaice se vor face prin ramele metalice ale tablourilor. Fiecare tablou electric secundar de distribuție se va lega la centura de împământare printr-o piesă de separatie.

La centura principală de legare la pământ se va conecta întreaga structură metalică a panourilor prin sudarea platbandei la baza stălpilor.

Fiecare tablou se va lega la împământare prin conductor MYF galben-verde, de secțiune minimă 1/2x conductor de fază.

Fiecare modul de invertor se va lega la centura principală de împământare prin conductor MYF galben-verde de 70mm<sup>2</sup>, legat în piesă de separatie etansă.

Întregul parc fotovoltaic, inclusiv cabinele tehnice și posturile de transformare se vor lega la același contur de împământare prin platbandă de OI-Zn 40x4mm.

Valoarea rezistenței de dispersie pentru priza de pământ trebuie să fie de maxim 1Ω.

### **Instalație de monitorizare tip SCADA**

Pentru monitorizarea parcului fotovoltaic se va instala o instalație pentru centralizarea tuturor parametrilor echipamentelor și ai instalațiilor adiacente.

Instalațiile de tip SCADA se referă la componentele electronice și cablarea dedicată pentru realizarea funcțiilor de comandă locală și de la distanță și pentru asigurarea interfetei cu sistemele automate de control, dispozitivele de măsură și control, distribuția și alimentarea cu energie electrică. Sistemul va include toată aparatura de monitorizare, reglare și comandă a fiecărui obiectiv monitorizat.

Sistemul centralizat de control va fi de tip redundant, pentru operarea în condiții de fiabilitate și siguranță. Conceptul de redundanță va presupune păstrarea informației sau a continuității funcționării în cazul defectiunilor unor componente individuale.

Funcțiile generale ale sistemului centralizat de control sunt:



- Afisarea starii sistemului si a tuturor elementelor parcului fotovoltaic;
- Comunicarea si schimbul de date dintre sistemul de automatizare si reseaua de automatizare;
- Achizitia datelor de proces si de stare ale echipamentelor;
- Operare in regim automat si manual;
- Interfata om-masina (HMI);
- Supervizare si monitorizare;
- Gestionarea alarmelor;
- Arhiva cronologica a evenimentelor;
- Comunicarea cu operatorul;
- Supervizarea sistemului;
- Documentarea sistemului;
- Suport pentru activitatea de intretinere.

### Unitate de control (SACU)

Unitatea de control inteligentă (Smart Array Control Unit - SACU) este un cabinet ce cuprinde un dispozitiv de datalogging (SmartLogger3000), modul de extindere dispozitiv datalogging (SmartModule1000A01), comutator Ethernet, cutie de borne și modul de alimentare prin Ethernet (PoE).

Dispozitivul de SmartLogger3000 este dedicat monitorizării și gestionării invertoarelor, posturilor de transformare și unităților de stocare prevăzute în proiect. Acest dispozitiv poate conecta până la 200 dispozitive, converge toate porturile, convertește protocoalele, stochează date, monitorizează și gestionează aceste dispozitive.

Modul de extindere SmartModule1000A01 permite mărirea numărului de dispozitive gestionate.

Caracteristicile tehnice ale unității de control SACU sunt redată în tabelul de mai jos :

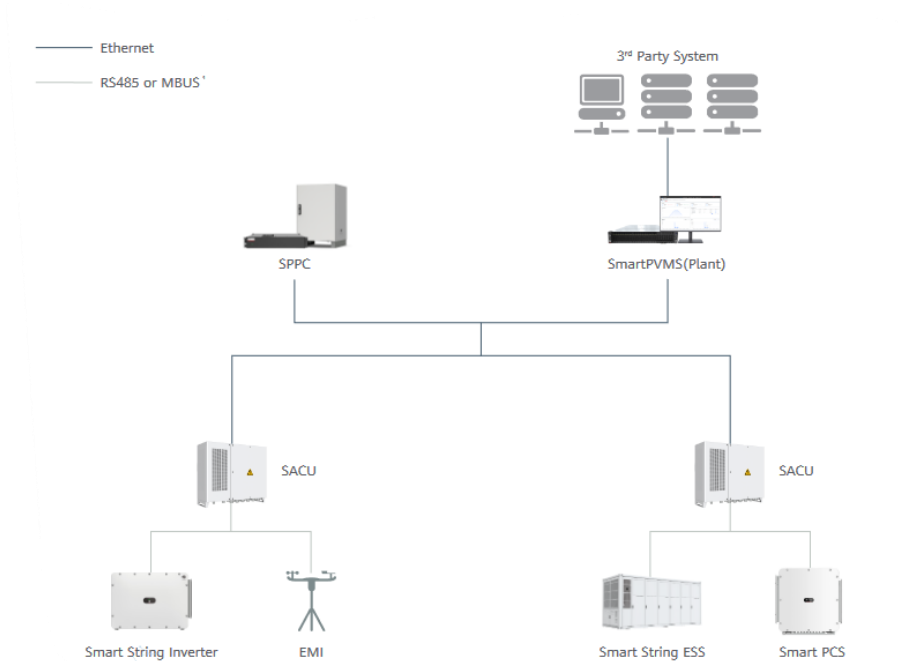
Parametru	Valoare / Descriere
Protocol de comunicare	SFP, ethernet, RS485, MBUS
Tensiune intrare MBUS (c.a.) (V)	380-800V (3P)
Putere de intrare monofazată (W)	max. 110W
Frecvența (Hz)	50 / 60
Instalare	exterior / interior
Temperatura de operare (°C)	-40 / +60
Dimensiuni (mm)	770 x 640 x 315
Greutate netă (kg)	≤29

### Sistemul de management al stocării de energie

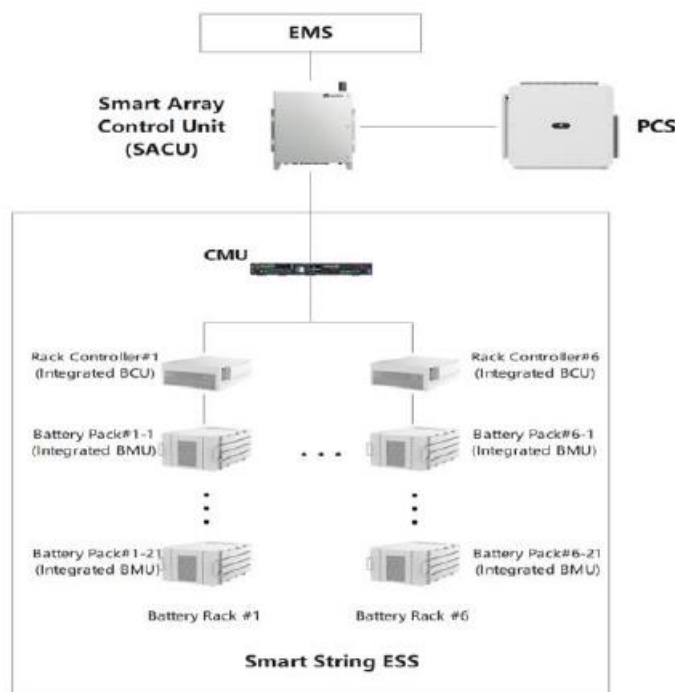
Unitățile de stocare a energiei în baterii includ un sistem de gestionare al energiei, care permite monitorizarea performanței unităților, citirea locală și la distanță a parametrilor de operare și funcționarea unităților de stocare în multiple moduri automate de operare.

Sistemul de gestionare al energiei reprezintă interfața unică de monitorizare și control, atât cu sistemele locale de monitorizare tip SCADA (prevăzut pentru proiect, dar și cu dispeceratul operatorului de distribuție). De asemenea, permite colectarea datelor de la invertoare și rularea unor algoritmi specifici pentru optimizarea operării sistemului de management al energiei.

Arhitectura sistemului de gestionare al energiei este prezentat în figura de mai jos.



Arhitectura sistemului de gestionare al energiei la nivelul sistemului de stocare:



Unitatea de monitorizare a bateriei (BMU) monitorizează și colectează informații despre funcționarea bateriei, gestionează echilibrarea pasivă a celulelor și diagnostichează defecțiunile.

Unitatea de control a bateriei (BCU) colectează informații despre toate modulele de baterii, precum și tensiunea și curentul întregului cabinet de baterii prin unitatea de monitorizare a bateriei (BMU), generează alarme și protejează cabinetul de baterii în timpul încărcării și descărcării. În plus, oferă, de asemenea, comenzi către BMU pentru a echilibra starea de descărcare între modulele de baterii dintr-un cabinet (rack).

Unitatea centrală de monitorizare (CMU) gestionează BMU și BCU, analizează și calculează datele încărcate, procesează alarmele, înregistrează și stochează date, echilibrează sarcinile între cabinete de baterii și gestionează starea de încărcare a bateriilor. De asemenea, colectează informații despre sistemul de stingere a incendiilor, sistemul de răcire, senzorul de temperatură și umiditate și senzorul de apă al unității de stocare.

Sistemul de management al energiei integrează și invertoarele bidirecționale, putând astfel genera semnale pentru oprirea de urgență a invertoarelor în caz de alarme (supracurent sau scurtcircuit) în scopul protejării unității de stocare sau altor dispozitive conectate la acest sistem de management.

În vederea îmbunătățirii fiabilității și performanței, sistemul de management al energiei utilizează 4 unități de control inteligente (SACU) pentru a coordona și controla sistemele de baterii ale întregului sistem de stocare cu baterii. Unitățile centrale de monitorizare și invertoarele sunt conectate la SACU pentru a coordona secvența de timp și logica de control și monitorizare, dar și protecțiile dispozitivelor conectate. Acțiunile ierarhice de protecție sunt proiectate pe baza secvenței de timp, întârzierii și probabilității de defecțiune parțială a dispozitivelor / unităților de protecție.

### Sistem local de control

Pentru coordonarea întregului sistem de stocare a energiei electrice cu baterii dar și pentru a asigura interfața cu SCADA OD/OTS, se va implementa un sistem local de management, control și coordonare (tip SCADA) care va include:

- sistem de tip SCADA complet echipat hardware și software, inclusiv cu opțiune de actualizare software în perioada de operare a sistemului de stocare cu baterii (daca este cazul).
- UPS care sa permită alimentarea sistemului timp de 4 ore.
- interfața de comunicație și cabluri pentru toate sisteme supravegheate (SACU, Stația 10kV, sistemul de supraveghere CCTV).
- interfața GPRS pentru transmisie și control la distanță a datelor.
- sistem de stocare informații pe o perioadă de cel puțin 2 ani de zile, pe servere locale dar și prin servicii de stocare tip cloud.
- interfața pentru echipament de măsurare energie electrică și pentru analizorul de energie electrică.
- interfața cu punctul central OD/OTS (fibră optică și/sau GSM/GPRS).
- interfața de comunicație cu sistemul de management al stocării de energie.

Caracteristicile echipamentului central sunt urmatoarele:

- Server rackabil 2U, procesor Intel Xeon Silver 4208, 2x64Gb RAM, 2 \* 1.2 TB, SAS 2.5“ HDD, 10,000 RPM, Windows server
- Smartlogger comunicare Modbus TCP, CAN, RS485, Ethernet, MBUS, DI x 8, DO x 2, AI x 7
- Switch 8porturi PoE, Gigabit;
- Software monitorizare instalatie de tip SCADA, integreaza cabinete baterii, invertoare, protectii, transformator, functii de incarcare\descarcare programata;
- Rack 24U, echipat cu bareta de alimentare, bara de PE, etc;
- Software de management de la distanta al serverului produs de acelasi producator ca si al serverului
- Software pentru gestionarea bazelor de date, va fi compatibil cu serverul si cu solutia SCADA propusa - Microsoft SQL Server sau echivalent (licentele client, daca acestea sunt necesare, vor fi incluse) cu kit de instalare pe DVD
- Antivirus, licenta pe 3 ani;
- Microsoft OEM Windows Server.

**Racordarea la SEN**

Racordarea centralei electrice fotovoltaice propuse se va face printr-un punct de conexiune nou, proiectat si executat in baza avizului tehnic de racordare. Racordarea la retea se va face in reteaua de 20kV existenta langa incinta.

**5.3.4 Probe tehnologice si teste**

Montajul și testele pentru toate echipamentele și sistemele din proiectul de investiție se vor face ținând cont de instrucțiunile furnizorilor de materiale și echipamente, precum și de normativele și instrucțiunile în vigoare. Contractorul general va fi responsabil de aplicarea normelor de asigurare a calității și de control a calității pentru toate lucrările executate.

Totalitatea operațiilor de montaj și testare se va face în strictă concordanță cu desenele și instrucțiunile date de furnizori, fișele de măsurători și cu proiectul tehnic de execuție.

Punerea în funcțiune a echipamentelor, sau sistemelor după caz, se va efectua numai după terminarea cu succes a testelor și verificărilor necesare.

Se vor respecta standardele specifice pentru testarea sistemelor fotovoltaice:

- SR EN 62446-1:2016 - Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 1: Sisteme conectate la rețea. Documentație, încercări de punere în funcțiune și inspecție
- SR EN IEC 61724-1:2021 - Performanța unui sistem fotovoltaic. Partea 1: Monitorizare

Se vor realiza testele de performanță pentru parcul fotovoltaic prin respectarea cerințelor Ordinului ANRE 74/2013 “privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice”.

Se vor realiza rapoarte de conformitate cu prevederile procedurilor/ordinelor în vigoare aplicabile parcurilor fotovoltaice ce cuprind verificarea acestora din punct de vedere al funcționalității buclelor:

- reglaj frecvență –putere.
- reglaj putere activă.
- reglaj putere reactivă.
- reglaj tensiune.
- reglaj factor de putere

#### 5.3.5. Organizarea de șantier

Organizarea de șantier se va amplasa pe suprafața de teren disponibilă pentru implementarea parcului fotovoltaic.

Obiectele cu care va fi mobilată organizarea de șantier au caracter de provizorat și vor funcționa numai pe perioada execuției, fiind dezafectate la terminarea lucrărilor. aceste obiecte sunt utilizate zilnic de către executant pentru activitățile tehnologice de execuție (ateliere, platforme de lucru etc.), pentru depozitarea materialelor (depozite și platforme de depozitare) și pentru activitățile sociale și administrative (birouri, vestiare etc.). La terminarea lucrărilor, executantul va elibera, va curăța și va efectua lucrări de refacere a terenului în zonele folosite temporar. Echipamentele noi, achiziționate de Beneficiar sau de executant, vor fi transportate direct la locul de stocare sau montaj și așezate pe platforma betonată existentă. Echipamentele și materialele necesare execuției, procurate de executant, vor fi depozitate în organizarea de șantier, în zone special destinate diferitelor tipuri de materiale și echipamente, cu respectarea normelor în vigoare privind depozitarea temporară a acestora.

Transportul materialelor necesare execuției și a instalațiilor și echipamentelor până la locul de montaj se va face cu mijloace auto pe drumurile existente de amplasament.

În timpul desfășurării lucrărilor de execuție, muncitorii executanți (constructori și montori) vor fi instruiți să respecte cu strictețe măsurile și normele de protecție a muncii și de prevenire și stingere a incendiilor specifice activităților de construcții-montaj, normele de protecție a mediului prin respectarea regimului substanțelor periculoase și gestiunii deșeurilor (depozitarea temporară a substanțelor și deșeurilor periculoase pe amplasament este interzisă), dar și pe cele specifice activităților energetice pentru funcționarea unei centrale electrice.

Trasarea pe teren cuprinde fixarea poziției construcțiilor pe amplasamentele proiectate și marcarea fiecărei construcții conform proiectului. Pentru întocmirea planului de executare a lucrărilor de trasare și pentru abaterile admisibile la trasare se va consulta “Îndrumătorul privind executarea trasării de detaliu în construcții” indicativ C83-75.

Trasarea construcției pe teren se face după executarea curățirii și a nivelării terenului.

Elemente de trasare ale lucrărilor (cu precizarea retragerilor față de aliniament și celelalte limite de proprietate, precizarea cotei +/-0.00 în cote RMN, sau în raport cu elemente fixe din teren) va face obiectul de lucrări al unui topograf specializat și se va executa cu stația totală. Trasarea lucrărilor se va realiza conform piesei desenate aferente proiectului tehnic.

#### 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 obiectivului de investiții	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>10.358.232,12</b>	<b>1.946.719,54</b>	<b>12.304.951,66</b>
<b>din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1.)</b>	<b>5.349.516,67</b>	<b>1.016.408,17</b>	<b>6.365.924,84</b>

*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*

Indicatori minimali	Valoare
<b>Indicatori de performanță</b>	
▪ Capacitatea nou instalată de producer a energiei din surse regenerabile – solar (MW)	2,25
▪ Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (Echivalent tone de CO2/an)	1.532,87
▪ Producția medie de energie din surse regenerabile (MWh/an)	2.505,10
▪ Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință – 20 ani (MWh)	50.102

▪ Factorul de capacitate al centralei (%)	12,71
<b>Indicatori/capacități fizice</b>	
▪ Panouri fotovoltaic monocristalin 600Wp	4176
▪ Invertor 250kW	9
▪ Transformator 2500kVA	1
▪ Celula 20kV	2
▪ Anvelopa 20kV neechipata	1
▪ Container de stocare cu baterii LiFePo4, 600kWh, P=600kW, dimensiuni 6,058 x 2,896 x 2,438 mm;	1
▪ Invertor bidirectional, 200kW, 800V	3
▪ Statie de transformare prefabricata 08\20kV, transformator 800kVA;	1

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

Indicatori de proiect	Valoarea	Exprimat în
Medie anuală - cantitate de energie introdusă în SEN	2.505,10	MWh/ an
Valoarea investiției (exclusiv TVA)	10.358.232,12 / 2.084.864,47	RON /EURO
Finanțare nerambursabilă solicitată	1.878.017,40 / 378.000,00	RON /EURO
Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MWh stocat	168.000	(Euro/MW)
Rata de rentabilitate financiară a investiției ( <b>RRF/C</b> )	1,84%	%
Valuarea actualizata neta financiara ( <b>VANF/C</b> )	-1.780.264,74	RON
Valoarea actualizată netă a capitalului propriu ( <b>VANF/K</b> )	25.521,22	RON
Rata internă de rentabilitate a capitalului propriu ( <b>RIRF/K</b> )	4,04%	%
Economia de Emisii anuale de CO2	1.532,87	tCO2/an

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

Durata de realizare a investiției este de 12 de luni conform graficului GANTT anexat la cap.3.5.



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

Toate echipamentele care sunt prevăzute în proiect vor corespunde ultimelor generaţii lansate pe piaţă, fiind exclusă montarea unor echipamente a căror generaţie de producţie este depăşită.

Echipamentele folosite vor respecta toate normele de protecţie a mediului, securităţii şi sănătăţii în muncă, apărare împotriva incendiului etc..

Echipamentele, instalaţiile, sistemele şi materialele care vor fi prevăzute vor avea caracteristici tehnice în conformitate cu prevederile standardelor şi normelor în vigoare şi a nivelului de securitate prevăzute de standardele aplicabile în Uniunea Europeană.

Toate inscripţionările pe echipamente, dulapuri, panouri, tablouri, cofrete, dispozitive de acţionare vor fi în limba română şi vor anunţa destinaţii concrete. Întreaga instalaţie şi părţile sale componente trebuie să fie marcate cu sigla CE în conformitate cu directivele, normele şi standardele de realizare a echipamentelor. Proiectul se va elabora în conformitate cu prevederile legislaţiei în vigoare şi normele tehnice specifice aplicabile la data elaborării documentaţiei.

### 5.6. Nominalizarea surselor de finanţare a investiţiei publice, ca urmare a analizei financiare şi economice

Nr. Crt.	Surse de finanţare	Valoare	
I	Valoarea totală a investiţiei	12.304.951,66	
	din care TVA	1.946.719,54	
II	Valoarea neeligibilă a investiţiei	5.338.865,45	
III	Valoarea eligibilă a investiţiei	6.966.086,21	
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	1.878.017,40	Fondul de modernizare
2	Contribuţia solicitantului	10.426.934,26	Fonduri proprii
2.1	Surse proprii	10.426.934,26	
2.2	Credit	0	

## 6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME

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

S-a obţinut Certificatul de urbanism nr. CU2024-001751/05.07.2024

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

S-a anexat la acest studiu, Extrasul de Carte Funciară pentru Informare, 449486 Timisoara.

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

- S-a depus la APM Timis notificarea (fiind înregistrată cu nr. APM /11.07.2024)

**6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților**

Procedura de obținere a Avizului Tehnic de Racordare a fost demarată, urmând ca la finalizarea acesteia să atașăm ATR-ul.

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

- Studiu topografic – anexat

**6.6 Studiu de specialitate**

- Studiu geotehnic - anexat

## 7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

### 7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

SC BEGA TEHNOMET SA, este o companie cu o bogată experiență în dezvoltarea proiectelor, activând încă din 1991 în domeniul imobiliar. Domeniul de activitate principal al companiei, conform codificării (Ordin 337/2007) Rev. Caen (2), este 6820 - Închirierea și subînchirierea bunurilor imobiliare proprii sau închiriate.

Datele financiare din ultimii 3 ani, sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Dată începere	Dată încheiere	Număr mediu angajați	Cifra de afaceri	Active totale	Venituri totale	Capital social subscris	Capitaluri proprii	Profit	Profit din exploatare
								NET	
01.01.2023	31.12.2023	21	23.902.869	85.887.956	39.428.510	16.929.058	48.979.801	18.829.208	7.875.325
01.01.2022	31.12.2022	21	20.841.724	84.681.654	59.577.926	16.929.058	60.321.663	31.662.124	4.891.446
01.01.2021	31.12.2021	28	17.876.618	56.976.348	22.524.259	16.929.058	38.651.471	8.303.927	6.729.394

În vederea implementării acestui proiect se va înființa Unitatea de Implementare a proiectului, detaliată în tabelul de mai jos.

Echipa care va implementa proiectul va fi mixtă, fiind alcătuită din reprezentanții beneficiarului, care dețin o bogată experiență în dezvoltarea investițiilor cât și din experți cu experiență în derularea proiectelor din fonduri nerambursabile și în asigurarea managementului de proiect.

Membrii UIP	Rol în echipă	Expertiză relevantă
Soruica Ioan	Responsabil de proiect / Manager proiect	Din 2006 Director General S.C. Bega Tehnomet S.A. Din 2010 Administrator S.C. Bega Tehnomet S.A. Din 2022 Administrator unic S.C. Bega Real Estate 2002 – 2003 S.C. Bega Minerale Industriale Timisoara - Responsabil Calitate 2000 – 2002 S.C. Astra Vagoane Arad - Sef Sectie Studii: Absolvent în 1988 Institutul Politehnic Timisoara; Facultatea de Mecanica, Inginer mecanic TCM specializare in optimizarea proceselor de productie DQS : Manager Calitate 1993 SNELLING UNIVERSITY : Master Leadership - 2001 Curs de negociere - 2006
POP CORINA-ADINA	Responsabil financiar	Economist sef – Departament financiar-contabil SC BEGA TEHNOMET SA Facultatea de Stiinte Economice – Universitatea din Timisoara, perioada de studii 1986-1991
Karina Cistelecan	Expert tehnic/achiziții	Din 2005 până în prezent Director tehnic DAER PROIECT <ul style="list-style-type: none"> <li>- Management de proiect, coordonare proiecte, elaborare cereri de finanțare, studii de fezabilitate, implementarea proiectelor, organizare achizitii, pregatire documentatii achizitii</li> <li>- Coordonarea serviciilor de proiectare: rezistenta, arhitectură, instalații, studii geotehnice și topografice,</li> </ul>

		<p>furnizarea către beneficiari a detaliilor de executie, a specificațiilor tehnice, centralizatoare de cantități, schițe, instrucțiuni pentru ofertanți (documentații de atribuire).</p> <p>- Coordonarea lucrărilor de executie.</p> <p>Experiență de peste 20 de ani ca manager de proiect / expert tehnic în cadrul unor proiecte complexe.</p> <p>Experiență specifică în cadrul proiectelor / programelor europene începând din 2001.</p> <p>Experiență în proiectare specialitatea rezistență începând din 1994.</p> <p>Diplomă de licență Inginerie Construcții civile, industriale și agricole Universitatea Tehnica din Timisoara Institutul Politehnic Traian Vuia, Facultatea de Construcții</p> <p>Calificări:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Martie 2015 Certificat absolvire – Expert accesare fonduri structurale, Curs acreditat CNFPA Accesare fonduri europene</li> <li>- Aprilie 2015 Certificat absolvire – Expert achizitii publice, Curs acreditat CNFPA Achizitii publice</li> <li>- Iulie 2014 Certificat absolvire – Evaluator proiecte, Curs acreditat CNFPA Evaluarea proiectelor – aspecte tehnice si economice, prioritati, obiective</li> <li>- Aprilie 2011 Certificat absolvire - Manager de proiect, Curs acreditat CNFPA Management de proiect</li> <li>- August 2003 Certificat de participare Seminar „FIDIC-ul Galben”</li> <li>- Iulie 2003 Certificat de participare Seminar „Proceduri de Achizitii Publice si Procesul de Licitare” (Procurement Procedures and Tendering Process)</li> <li>- Octombrie 2000 Diploma de absolvire – Membru ANEVAR Curs „Evaluarea Proprietatilor imobiliare” ANEVAR Timis</li> </ul>
Adrian Valea	Expert tehnic	<p>Din anul 2008 până în prezent Administrator si Inginer proiectant instalații electrice SC ELECTRIC EYE SRL</p> <p>Studii:</p> <p>2002-2007 Universitatea „Politehnica” Timisoara – Facultatea de Electrotehnica si Electroenergetica, Inginer diplomat</p> <p>Experiență relevantă specifică:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Manager de proiect (proiectare si executie) CEF Dudestii Noi Pi(cc)=2.54MWp, beneficiar Real Best SRL</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Manager de proiect (proiectare si executie) CEF Dragsina Pi=3MW(ac), beneficiar FAGET SOLAR SRL</li> <li>- Manager de proiect (proiectare si executie) CEF Faget 1+2+3 Pi=3x2.5MW(ac), beneficiar FAGET SOLAR SRL</li> </ul>
Magda Chişa	Expert financiar	<p>Experienţă specifică în numeroase proiecte cu finanţări europene, începand din 2006.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Întocmirea dosarelor cererilor de rambursare/de plată conform graficelor de rambursare</li> <li>- Întocmirea specificaţiilor tehnice pentru achiziţii servicii - beneficiari privaţi</li> <li>- Pregătirea dosarelor de achiziţie pentru servicii, furnozări şi lucrări</li> <li>- Monitorizarea contractelor de servicii, furnizări şi lucrări</li> <li>- Pregătirea rapoartelor trimestriale de progres conform contractelor de finanţare semnate de diverşi beneficiari privaţi.</li> </ul> <p>Licenţă Economist - Universitatea de Vest Timisoara, Facultatea de Stiinte Economice, Sectia Contabilitate si Informatica de Gestiune, Octombrie 1996 - Iunie 2000</p> <p>Calificări:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Iulie 2001, Cluj, Romania –Seminar pentru elaborarea Planurilor de Dezvoltare Regională, organizat de Consorzio Progetto Lazio '92.</li> <li>- Februarie 2003 – “Managementul Fondurilor de Preaderare şi accesul la Fondurile Structurale”, Seminar organizat de ADR V Vest în colaborare cu DATAR France, în Timişoara, România în contextul Proiectului de Twinning dintre Regiunea Vest şi Regiunea Alsace, Franţa</li> <li>- Iunie 2003 Bucureşti - “Sesiune de training pentru evaluarea întreprinderilor mici şi mijlocii – Schema de grant-uri, Programul Phare 2001 Coeziune Economică şi Socială”, organizator IMC Consulting;</li> <li>- Mai- Iunie 2003 – Curs evaluator imobiliar organizat de ANEVAR – Asociaţia Naţională a Evaluatorilor Imobiliari (ANEVAR), Timişoara.</li> <li>- Octombrie 2003 - Training pentru elaborarea Studiului de Fezabilitate pentru proiecte regionale de infrastructurp, organizator Hill International, Timişoara. Participare modul pentru elaborarea Analizelor financiare şi economice.</li> <li>- Iunie 2004 - Seminar “Fondurile Structurale şi Aderarea, Cazul României, Bucureşti, organizator DG Enlargement - Technical Assistance Information Exchange Unit - TAIEX. Seminar pentru analiza financiară a proiectelor de infrastructură regională.</li> </ul>

		- Certificat de absolvire curs Expert accesare fonduri structurale si de coeziune europene – seria I Nr. 00215963.
--	--	--

Solicitantul, societatea BEGA TEHNOMET SA va fi responsabilă de implementarea proiectului. Echipa de implementare va fi mixtă, reprezentanții BEGA TEHNOMET vor beneficia de expertiza în derularea proiectelor cu finanțare nerambursabilă, în vederea organizării de achiziții cu încadrarea în metodologia aferentă Fondului de modernizare, în vederea monitorizării contractelor, a raportărilor și a decontărilor.

Sarcinile fiecărui membru al echipei și cerințele minime sunt prezentate mai jos.

Cerințe și responsabilități ale echipei de proiect:

### 1) Responsabil de proiect /Managerul de proiect

#### *Responsabilități conform fișă post:*

- Coordonează activitățile legate de depunerea și contractarea proiectului;
- Alocă sarcini membrilor echipei de proiect;
- Își asumă toate deciziile legale necesare pentru implementarea proiectului
- Semnează toate contractele cu prestatorii, antreprenorul;
- Aprobă plățile legate de proiect;
- Asigură disponibilitatea fondurilor proprii (contribuția la costurile eligibile precum și toate costurile neeligibile).
- Coordonează toate activitățile proiectului, organizarea achizițiilor din proiect, verifică specificațiile aferente echipamentelor, lucrărilor, se asigură de respectarea legislației, ghidului solicitantului;
- Se asigură de planificarea, monitorizarea și controlul activităților proiectului din punct de vedere al rezultatelor așteptate, precum și urmărirea realizării activităților conform graficului de implementare, în condițiile prevăzute de contractul de finanțare;
- Analizează și supervizează elaborarea de către experții externi a rapoartelor de progres și a cererilor de transfer, a achizițiilor;
- Analizează, transmite obiecții și aprobă toate documentele elaborate de membri UIP;
- Gestionează riscurile proiectului;
- Asigura schimbul permanent de informații cu Ministerul Energiei;
- Analizează și aprobă toate materialele realizate de prestatorul de servicii de informare și publicitate;
- Asigură spațiul adecvat pentru arhivarea documentelor proiectului.
- Participă la toate întâlnirile decizionale din cadrul proiectului;

#### *Pregătire și experiență*

- experiența în managementul de proiect / coordonare proiecte / echipe

### 2. Responsabilul financiar

#### *Responsabilități conform fișă post:*

- Coordonează din punct de vedere financiar proiectul;
- Gestionează bugetul proiectului, organizarea și evidența documentației cu caracter financiar – contabil conform precizărilor din contractul de finanțare.
- Participă la elaborarea rapoartelor de progres și a cererilor de transfer prin furnizarea înregistrărilor contabile, a documentelor financiare;
- Participă la ședințele de analiză a procesului de implementare.

- Realizează plățile în cadrul proiectului în termenele impuse de contractul de finanțare și de contractele semnate în cadrul proiectului.
- Participa la derularea procedurilor de achiziție în vederea încadrării în liniile bugetare aprobate;
- Planifica și urmărește cheltuielile în cadrul proiectului împreună cu Managerul de proiect;
- Asigura respectarea prevederilor bugetului proiectului și monitorizarea continuă a transelor de plată a contractelor încheiate pe perioada implementării proiectului;
- Organizează și arhivează documentele financiare ale proiectului;
- Coordonează contabilitatea proiectului, în conformitate cu legislația în vigoare;
- Realizează rapoartele financiare de progres/raportul final și cererile dosarelor de rambursare/plată/transfer;
- Înregistrează activele achiziționate prin proiect în gestiunea societății;
- Este responsabil deținerea unei evidențe contabile distincte a proiectului, folosind conturi analitice distincte, conform obligațiilor contractuale;
- Realizează Notificarea cu privire la reconcilierea contabilă, în cazul în care aceasta va fi necesară.
- Se subordonează managerului de proiect și colaborează pe teme financiare cu ceilalți membri ai echipei de proiect.
- Participa la ședințele de monitorizare și contribuie la evaluarea și controlul proiectului

#### ***Pregătire și experiență***

- calificare în domeniul economic
- experiența în domeniul financiar-contabil

### **3.Expert tehnic /achiziții**

#### ***Responsabilități conform fișă post:***

- Coordonează activitățile cu componenta tehnică din cadrul proiectului;
- Participa la realizarea proceselor de achiziție;
- Participa la realizarea caietelor de sarcini în vederea prezentării specificațiilor tehnice ale lucrărilor și echipamentelor ce se vor achiziționa prin proiect
- Participă la realizarea achizițiilor de servicii evidențiate în planul de achiziții;
- Monitorizează activitatea de lucrări și recepția acestora, livrarea, recepția și punerea în funcțiune a echipamentelor;
- Verificarea respectării concordanței dintre specificațiile tehnice, ofertele tehnice și financiare și procesele verbale pentru toate contractele de furnizări/lucrări și servicii care vor fi realizate pe parcursul perioadei de implementare a proiectului;
- Elaborarea și documentarea cererilor de plată/ rambursare / transfer;
- Monitorizarea respectării regulilor privind vizibilitatea contribuției UE;
- Comunica cu partile interesate pentru toate aspectele tehnice ale proiectului (membrii echipei de proiect);
- Se subordonează Managerului de Proiect.
- Participa la ședințele de monitorizare și contribuie la evaluarea și controlul proiectului.
- Participa la elaborarea rapoartelor tehnice de progres și a raportului final.

#### ***Pregătire și experiență***

- calificare tehnică



- experiență tehnică în derularea de proiecte cu finanțare nerambursabilă

#### **4. Expert tehnic**

##### ***Responsabilități conform fișă post:***

- Coordonează activitățile cu componenta tehnică din cadrul proiectului, cu accent pe detaliile specifice ale domeniului în care se va realiza investiția;
- Participa la realizarea proceselor de achiziție;
- Participa la realizarea caietelor de sarcini în vederea prezentării specificațiilor tehnice ale lucrărilor și echipamentelor ce se vor achiziționa prin proiect
- Participă la realizarea achizițiilor de servicii evidențiate în planul de achiziții;
- Monitorizează activitatea de lucrări și recepția acestora, livrarea, recepția și punerea în funcțiune a echipamentelor;
- Verificarea respectării concordanței dintre specificațiile tehnice, ofertele tehnice și financiare și procesele verbale pentru toate contractele de furnizări/lucrări și servicii care vor fi realizate pe parcursul perioadei de implementare a proiectului;
- Elaborarea și documentarea cererilor de plată/ rambursare / transfer;
- Monitorizarea respectării regulilor privind vizibilitatea contribuției UE;
- Comunica cu partile interesate pentru toate aspectele tehnice ale proiectului (membrii echipei de proiect);
- Se subordonează Managerului de Proiect.
- Participa la ședințele de monitorizare și contribuie la evaluarea și controlul proiectului.
- Participa la elaborarea rapoartelor tehnice de progres și a raportului final.

##### ***Pregătire și experiență***

- calificare tehnică
- experiență tehnică în derularea de proiecte similare

#### **5. Expert financiar**

##### ***Responsabilități conform fișă post:***

- Întocmește documentele pentru rambursarea cheltuielilor
- Verifica documentele contabile emise de furnizorii proiectului
- Ține evidența decontărilor cu toți furnizorii proiectului
- Consultanță în elaborarea documentelor contabile proprii ale beneficiarului: balanțe, note contabile, fise de cont, ordine de plată, rețineri garanții, etc.;
- Intocmește rapoarte lunare
- Colaborează cu membrii echipei de implementare în realizarea rapoartelor de progres.
- Realizarea graficului cererilor de rambursare, transfer, consultanță în implementarea acestuia;
- Se subordonează managerului de proiect și colaborează pe teme de achiziții cu ceilalți membri ai echipei de proiect.
- Participă la ședințele de monitorizare.

##### ***Pregătire și experiență***

- calificare în domeniul economic
- experiența în domeniul fondurilor nerambursabile

**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**

Strategia de implementare presupune că imediat după semnarea contractului de finanțare se va trece la organizarea achizițiilor în conformitate cu planul de achiziții al proiectului.

Graficul de implementare al proiectului cuprinde toate activitățile și etapele de dezvoltare ale proiectului. Acesta durată fiecărei activități, resursele umane și financiare necesare fiecărei activități.

Titlu	Data start	Data încheiere	Durată	Resure financiare alocate	Valori	Resurse umane alocate/entități
activitate/subactivitate					lei	
<b>ACTIVITATEA 1. Elaborare studiu de fezabilitate</b>	Iunie 24	Iulie 24	<b>2 luni</b>	SC BEGA TEHNOMET SA	<b>87.772,05</b>	Proiectant 1
<b>ACTIVITATEA 2. Management de proiect</b>					<b>255.867,45</b>	
2.1.Elaborarea cerere de finanțare și anexe	Iunie 24	August 24	3 luni	SC BEGA TEHNOMET SA	255.867,45	Prestator servicii management UIP
2.2.Elaborarea analiză cost beneficiu	Iunie 24	August 24	3 luni			
2.3. Realizarea de caiete de sarcini pentru toate achizițiile	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luna			
2.4. Organizare proceduri achiziții	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.4.1. Achiziție servicii proiectare și executie lucrari	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.4.2. Achizitie proiectare și executie lucrari ATR	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.4.3. Achizitie servicii dirigentie de santier	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.4.4. Achizitie servicii de informare si publicitate	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.4.5. Achizitie servicii de audit financiar	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.4.6. Achizitie servicii SSM	Noiembrie 25	Decembrie 25	2 luni			
2.5. Raportări privind progresul tehnic al investițiilor, date privind indicatorii	Ianuarie 26	Decembrie 26	12 luni			
2.6.Cereri de transfer	Decembrie 26	Decembrie 26	1 luna			
2.7. Monitorizarea achizițiilor	Ianuarie 26	Decembrie 26	12 luni			
2.8. Finalizarea proiectului	Decembrie 26	Decembrie 26	1 luna			

<b>ACTIVITATEA 3. Proiectare și execuție</b>	<b>Ianuarie 2026</b>	<b>Decembrie 2026</b>	<b>12 luni</b>		<b>9.137.457,27</b>	
<b>ACTIVITATEA 4. Proiectare și execuție ATR</b>	<b>Ianuarie 2026</b>	<b>Septembrie 2026</b>	<b>9 luni</b>		<b>670.720,50</b>	
<b>ACTIVITATEA 5. Asigurarea serviciilor de dirigenție de șantier</b>	<b>Ianuarie 2026</b>	<b>Decembrie 2026</b>	<b>10 luni</b>		<b>56.000,00</b>	
<b>ACTIVITATEA 6. Asigurarea serviciilor de informare și publicitate</b>	<b>Ianuarie 2026</b>	<b>Decembrie 2026</b>	<b>12 luni</b>		<b>14.575,00</b>	
6.1.Realizare comunicat de presă începere proiect	Ianuarie 26	Ianuarie 26	1 luna	SC BEGA TEHNOMET SA	14.575,00	Prestator servicii informare și publicitate
6.2.Realizare comunicat de presă finalizare proiect	Decembrie 26	Decembrie 26	1 luna			
6.3.Realizare Panou Temporar	Martie 26	Martie 26	1 luna			
6.4.Realizare Placa Permanenta	Decembrie 26	Decembrie 26	1 luna			
6.5.Completare Pagina web cu informații aferente proiectului	Noiembrie 26	Decembrie 26	2 luni			
<b>ACTIVITATEA 7 . Asigurarea serviciilor de auditare financiară</b>	Ianuarie 26	Decembrie 26	12 luni	SC BEGA TEHNOMET SA	<b>10.000,00</b>	Auditor
<b>ACTIVITATEA 8. Servicii de SSM</b>	Martie 26	Decembrie 26	10 luni	SC BEGA TEHNOMET SA	13.500,00	Prestator servicii SSM
<b>ACTIVITATEA 9. PLATA TAXELOR</b>	<b>Martie 26</b>	<b>Decembrie 26</b>			<b>112.339,85</b>	
9.1. Plata Taxa AC			1 luna		53.495,17	
9.2. Plata Taxa ISC 0,1%					5.349,52	
9.3. Taxa ISC 0,5%					26.747,58	
9.4. Taxa CSC 0,5%					26.747,58	

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

Un parc fotovoltaic este un sistem electric cu puține elemente supuse uzurii regulate și deteriorării. Însă, prin solicitările datorate temperaturilor ridicate și suprasarcinilor electrice pot apărea dereglări substanțiale la modulele de baterii, sistemului de racire a unităților de stocare, la invertoarele bidirecționale, transformatoare, comutatoarele și celelalte componente ale sistemului. De asemenea, pentru evitarea deteriorării premature, componentele expuse la influența mediului înconjurător necesită o supraveghere continuă.

Principalele activități aferente operării și mentenanței sunt:

- Operarea sistemului, ce presupune monitorizarea funcționării sistemului (sistemul de gestionare al energiei, care permite monitorizarea performanței unităților, citirea locală și la distanță a parametrilor de operare și funcționarea echipamentelor, sistemul de control al temperaturii, sistemul de detecție și stingere incendii etc.), verificarea stării de funcționare și menținerea unui registru cu reparațiile sau intervențiile survenite în operare, gestionarea datelor și parametrilor de operare, rapotări etc.
- Mentenanță preventivă, ce presupune inspecția de rutină și întreținerea echipamentelor conform manualelor de instalare și întreținere ale diferitelor echipamente și sisteme, în scopul de a preveni avariile și întreruperile în funcționarea sistemului.
- Mentenanță corectivă, ce presupune intervenția pentru soluționarea unor avarii sau non-conformități în funcționarea unui echipament sau sistem detectate în urma mentenanței preventive.
- Mentenanță de defecție, ce presupune intervenția rapidă pentru reparația unui echipament sau sistem defect prin înlocuirea acestora sau reparația prin schimbarea pieselor / componentelor defecte, sau pentru readucerea sistemului la starea normală de funcționare/operare, pe baza unui program de intervenție rapidă prestabilit și agreeat între Beneficiar, furnizor și firma contractată pentru mentenanță.
- Protecție și siguranță, ce presupune protecția amplasamentului și a echipamentelor împotriva actelor criminale precum vandalismul, furtul și pătrundere prin efracție.
- Menținerea unui stoc suficient de piese de schimb local, pe amplasament, sau în depozite agreeate cu contractorul pentru asigurarea serviciilor de mentenanță și furnizorii de echipamente, pentru menținerea unui nivel de funcționare și disponibilitate în conformitate cu garanțiile contractuale sau oferite de furnizori.

Astfel pentru asigurarea monitorizării funcționării curente pentru sistemul de stocare cu baterii dar și pentru infrastructura de conectare la SEN , va exista permanent un angajat al Beneficiarului.

Această monitorizare se va realiza preponderent la distanță prin verificarea zilnică a funcționării sistemelor aferente proiectului prin intermediul sistemului local de control (tip SCADA) și sistemul de management al stocării de energie, dar și local pe amplasamentul proiectului prin efectuarea de vizite regulate pentru a confirma funcționarea corectă a sistemelor de monitorizare.

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

#### **Capacitate managerială**

Capacitatea managerială trebuie asigurată atât pe durata de implementare a proiectului cât și pe durata de operare a investiției.

Pe durata de implementare a proiectului capacitatea managerială va fi asigurată prin echipa de proiect. Echipa de proiect va fi formată din experți tehnici, financiari și de achiziții. Au fost identificate persoane cu expertiză în domeniile lor.

**Capacitate instituțională**

Capacitatea instituțională vizează modul în care misiunea și obiectivele beneficiarului sunt susținute de structurile sale interne, modul de conducere și administrație, precum și de resursele pe care le poate asigura.

Modul de conducere și administrare presupune ca administratorul societății, totodată responsabilul legal și responsabil pentru implementarea proiectului va urmări și se va asigura că echipa de proiect contractată pentru realizarea proiectului atinge rezultatele așteptate în condiții stricte de timp și buget iar ulterior, în operare, va urmări activitatea de administrare și management.

În ceea ce privește resursele umane identificate pentru a face parte din echipa de proiect, se consideră că acestea dețin expertiza necesară.

**8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI**

Din punct de vedere tehnic cele două scenarii analizate sunt fezabile, ambele scenarii având indicatori de performanță optimi și specifici pentru proiectele din domeniul energiei regenerabile.

Din punct de vedere tehnico-economic, varianta optima pentru realizarea centralei fotovoltaice este scenariul cu capacitatea de stocare – Scenariul 1, datorita faptului ca pretul obtinut pentru energia electrica este mai mare iar dezechilibrele datorate prognozelor de productie sunt mai mici, in timp ce restul criteriilor tehnice si de mediu sunt similare pentru ambele scenarii.

## 9. ANEXE

- Certificat de urbanism CU2024-001751/05.07.2024
- Dovada depunerii la APM Timis a notificarii (nr. APM /11.07.2024)
- Documente proprietate și extras carte funciara
- **Anexa 1:**
  - Deviz General Scenariu 1
  - Deviz pe obiect parc fotovoltaic Scenariu 1 (F2)
  - Deviz pe obiect container stocare Scenariu 1 (F2)
  - Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 - parc fotovoltaic Scenariu 1 (F3)
  - Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 – instalație stocare Scenariu 1 (F3)
  - Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj - parc fotovoltaic Scenariu 1 (F4)
  - Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj - instalație stocare Scenariu 1 (F4)
  - Calcul costuri de inlocuire Scenariu 1
  - Procedura si costuri de mentenanta Scenariu 1
  - Grafic de execuție Scenariu 1
  - Grafic de execuție cu valori Scenariu 1
  
  - Deviz General Scenariu 2
  - Deviz pe obiect parc fotovoltaic Scenariu 2 (F2)
  - Lista cu cantitati de lucrari pe categorii de lucrari OB1 - parc fotovoltaic Scenariu 2 (F3)
  - Listă utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj - parc fotovoltaic Scenariu 2 (F4)
  - Calcul costuri de inlocuire Scenariu 2
  - Procedura si costuri de mentenanta Scenariu 2
  - Grafic de execuție Scenariu 2
  - Grafic de execuție cu valori Scenariu 2
- Fise tehnice (F5)
- Studiu topografic
- Studiu geotehnic