

HOTĂRÂREA NR. 17/2025

pentru aprobarea documentației tehnico-economice – Studiu de fezabilitate pentru obiectivul de investiții ”Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria-CEF Simeria 850kWp” din Orașul Simeria, județul Hunedoara

Consiliul local al orașului Simeria, județul Hunedoara, întrunit în ședință extraordinară convocată de îndată pentru data de 14 februarie 2025;

Având în vedere Referatul de aprobare nr.2618/11.02.2025, prin care d-nul Rîsteiu Emil-Ioan, primarul Orașului Simeria, propune aprobarea documentației tehnico-economice – Studiu de fezabilitate pentru obiectivul de investiții ”Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria-CEF Simeria 850kWp” din Orașul Simeria, județul Hunedoara;

Analizând proiectul de hotărâre nr.22/2025 privind aprobarea documentației tehnico-economice – Studiu de fezabilitate pentru obiectivul de investiții ”Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria-CEF Simeria 850kWp” din Orașul Simeria, județul Hunedoara;

Având în vedere raportul Compartimentului Dezvoltare locală, Management, Proiecte din cadrul aparatului de specialitate al Primarului Orașului Simeria, înregistrat sub nr. 2.632 din 11.02.2025, precum și avizul favorabil rezultat din raportul Comisiei Buget-Finanțe a Consiliului local al orașului Simeria, înregistrat sub nr. 2876 din data de 14.02.2025;

Având în vedere Referatul de aprobare nr.2618/11.02.2025, prin care d-nul Rîsteiu Emil-Ioan, primarul Orașului Simeria, propune aprobarea documentației tehnico-economice – Studiu de fezabilitate pentru obiectivul de investiții ”Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria-CEF Simeria 850kWp” din Orașul Simeria, județul Hunedoara;

Ținând cont de solicitarea de clarificare nr.1 a Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene înregistrată la Primăria Orașului Simeria sub nr.565/14.01.2025 și solicitarea de clarificare nr.2 a Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene înregistrată la Primăria Orașului Simeria sub nr.2027/04.02.2025;

În temeiul prevederilor Ordinului Ministrului Energiei nr.1431/2023-pentru aprobarea Ghidului solicitantului privind condițiile specifice de accesare a finanțării din Fondul pentru modernizare, ale Hotărârii Guvernului 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare, ale art. 129, alin. 2, lit.b, alin.4, lit.d și ale art.139, alin.1 din O.U.G. nr.57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare;

HOTĂRĂȘTE :

Art.1 - Se aprobă documentația tehnico-economică – Studiu de fezabilitate pentru obiectivul de investiții ”Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria-CEF Simeria 850kWp” din Orașul Simeria, județul Hunedoara conform Anexei care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.2 – La data adoptării prezentei hotărâri se abrogă Art.2 din Hotărârea Consiliului Local al Orașului Simeria nr.121/2023.

Art.3 - Cu ducerea la îndeplinire a prezentei hotărâri se însărcinează Compartimentul de Dezvoltare Locală, Management Proiecte.

Art.4 - Prezenta hotărâre poate fi atacată conform procedurii și termenelor prevăzute de Legea contenciosului administrativ nr.554/2004, cu modificările și completările ulterioare, la Tribunalul Hunedoara, Secția Contencios Administrativ și Fiscal.

Art.5 - Prezenta hotărâre se comunică Primarului Orașului Simeria, Compartimentului de Dezvoltare Locală, Management Proiecteal aparatului de specialitate al Primarului Orașului Simeria și Instituției Prefectului Județului Huneodara.

Simeria, 14 februarie 2025

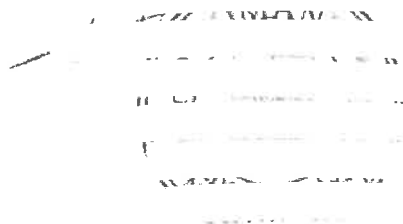
PREȘEDINTELE ȘEDINȚEI,
Cons. TALPOȘ ~~ROBERT~~ RETRICĂ

Contrasechnează,
SECRETAR GENERAL,
jr. Todor Nicolae Adrian

Prezenta hotărâre a fost adoptată în ședința extraordinară a Consiliului local al orașului Simeria convocată de îndată pentru data de 14 februarie 2025 prin vot deschis, cu 10 voturi „pentru” și 2 voturi „împotriva”.

Documentație tehnico-economică – Studiu de fezabilitate pentru obiectivul de investiții ”Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria-CEF Simeria 850kWp” din Orașul Simeria, județul Hunedoara

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ,
Consilier, TALPOȘ ROBERT PETRICĂ



Contrasemnează,
SECRETAR GENERAL U.A.T
jr. Todor Nicolae Adrian

STUDIU DE FEZABILITATE

U.A.T Simeria

Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria- CEF Simeria 850KWp

Denumire Solicitant	U.A.T Simeria
Număr de înregistrare la registrul comerțului	-
CUI/CIF	4375135
Adresă Sediul Social	Str.Avrăm Iancu nr.23, Loc.Simeria, Jud. Hunedoara
E-mail	contact@primariasimeria.ro

Denumire Proiectant	DILAN SUN ELECTRIC SRL	Semnătură
Număr de înregistrare la registrul comerțului	J23/4739/2022	
CUI/CIF	RO46493896	
Adresă Sediul Social	Strada Amurgului 23B, Bl. C2, Ap. 3, Popești-Leordeni, Jud. Ilfov	
Sef de Proiect	Ing. Adrian Ilie	

Cuprins

(A)PIESE SCRISE.....	5
1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTUL DE INVESTIȚII.....	5
1.1. Denumirea obiectivului de investiții.....	5
1.2. Ordonator principal de credite/investitor.....	5
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțier).....	5
1.4. Beneficiarul Investiției.....	5
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate.....	5
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții.....	6
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate.....	6
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare.....	6
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	10
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții.....	10
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice.....	18
3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții.....	19
3.1. Particularități ale amplasamentului.....	19
3.1.a. Descrierea amplasamentului.....	19
3.1.b. Relații cu zone învecinate, acces existente și/sau căi de acces posibile.....	19
3.1.c. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite.....	19
3.1.d. Surse de poluare existente în zonă.....	20
3.1.e. Date climatice și particularități de relief.....	20
3.1.f. Existența Unor.....	23
3.1.f.i. Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate.....	23
3.1.f.ii. Posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată;.....	23
3.1.f.iii. existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;.....	23
3.1.f.iv. Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;.....	23
3.1.f.v. Caracteristicile geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic.....	23
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic.....	23
3.3. Costurile estimative ale investiției.....	32
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz.....	32
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	32
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e).....	33
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	33

4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția.....	34
4.3. Situația utilităților și analiza de consum:.....	37
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:.....	37
a. impactul social și cultural, egalitatea de șanse;.....	37
b. estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;.....	38
c. impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;.....	38
d. impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz.....	38
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții.....	38
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară.....	39
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.....	47
4.8. Analiza de senzitivitate.....	49
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.....	50
Strategii de abordare a riscurilor identificate.....	52
5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă) recomandată.....	55
5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.....	55
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e).....	57
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:.....	58
a. obținerea și amenajarea terenului.....	58
b. asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului.....	58
c. soluția tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional arhitectural și economic, a principalelor lucrări pentru investiția de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic și de performanță ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuși;.....	58
d. probe tehnologice și teste.....	59
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:.....	60
a. indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general.....	60
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.....	60
c. indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții.....	61
d. durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni.....	61
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.....	61
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice fonduri proprii, credite bancare, alocații de la buget de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.....	63
6. Urbanism, acorduri și avize conforme.....	63
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire.....	63
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege.....	63
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.....	63
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților.....	63
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară.....	63
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice.....	64
7. Implementarea investiției.....	64
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	64
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.....	64
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare	66
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	66
8. Concluzii și recomandări.....	68
(B) Piese Desenate.....	69
1. Plan de amplasament.....	69
2. Plan de situație.....	69

(A)PIESE SCRISE

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTUL DE INVESTIȚII

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria- CEF Simeria 850KWp

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

U.A.T Simeria

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțier)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul Investiției

Denumire Solicitant	U.A.T Simeria
Număr de înregistrare la registrul comerțului	-
CUI/CIF	4375135
Adresă Sediu Social	Str.Avram Iancu nr.23, Loc.Simeria, Jud. Hunedoara
E-mail	contact@primariasimeria.ro

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Consultant	SC Finanțescu Consulting S.R.L	Semnătură
Număr de înregistrare la registrul comerțului	J40/22644/2021	
CUI/CIF	RO45408299	
Adresă Sediu Social	București, Sector 6, Str. Constantin Moise 5D	
Reprezentant	Chirculescu Flavius	

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții

2.1. Concluziile studiului de fezabilitate

Nu este cazul, la momentul elaborării acestui studiu, primăria Simeria nu posedă un studiu de fezabilitate.

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

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

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

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

În consecință, pentru a garanta îndeplinirea acestor obiective, fiecare stat membru a fost obligat să transmită Comisiei Europene un Proiect al Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030, până la data de 31 decembrie 2018. Proiectele PNIESC stabilesc obiectivele și contribuțiile naționale la realizarea obiectivelor UE privind schimbările climatice. În consecință, România a transmis propriul proiect PNIESC la acea dată.

Strategia Energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050 este un document programatic care definește viziunea și stabilește obiectivele fundamentale ale

procesului de dezvoltare a sectorului energetic. De asemenea, documentul indică reperele naționale, europene și globale care influențează și determină politicile și deciziile din domeniul energetic.

Viziunea Strategiei Energetice a României este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate, creștere economică și accesibilitate, în contextul implementării noului pachet legislativ Energie curată pentru toți europenii 2030, cu stabilirea țintelor pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, a surselor regenerabile de energie și a eficienței energetice precum și cu perspectiva implementării de către România a Pactului Ecologic European 2050.

Obiectivele Strategiei Energetice sunt:

- Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii;
- Energie curată și eficiență energetică;
- Modernizarea sistemului de guvernare corporativă și a capacității instituționale de reglementare;
- Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice;
- Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive;
- Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate;
- România, furnizor regional de securitate energetică;
- Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin valorificarea resurselor energetice primare naționale.

Prezenta documentație tehnico-economică a fost întocmită în conformitate cu:

- **Hotărârea de Guvern nr. 907/ 2016**, privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- **Fondul de Modernizare (FDM)**;
- **Ghidul specific:** Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei din Fondul pentru modernizare
- **Regulamentul (UE) 2021/241 al Parlamentului European și al Consiliului din 12 februarie 2021**, regulament ce stabilește obiectivele acestuia, finanțarea sa, formele de finanțare din partea Uniunii în cadrul acestuia și normele privind furnizarea unei astfel de finanțări.

De asemenea, în elaborarea prezentei documentații s-a ținut cont de legislația Uniunii

Europene (prevederile aplicabile prezentului proiect de investiție) și Legislația națională, prevăzută în Ghidul specific.

Principalele structuri instituționale și financiare în domeniul energiei sunt instituțiile publice cu atribuții specifice:

Ministerul Energiei funcționează ca organ de specialitate al administrației publice centrale, în subordinea Guvernului României, care aplică strategia și Programul de guvernare în domeniul energetic și al resurselor energetice, care aplică strategia și Programul de guvernare în domeniile producției, transportului, distribuției și furnizării energiei electrice și termice, inclusiv a energiei din surse regenerabile/ verzi, hidrogen sau alte surse alternative/neconvenționale de energie, în domeniul exploatării, procesării, transportului, distribuției și valorificării resurselor minerale energetice/hidrocarburi, on-shore sau off-shore, cărbune, uranium, petrol și gaze naturale și derivate ale acestora, în domeniul nuclear civil al gestionării deșeurilor radioactive și al managementului apei grele, în domeniul întreținerii și verificărilor tehnice periodice al echipamentelor energetice, în domeniul eficienței energetice și al pactului ecologic „Pactul Ecologic European”, în concordanță cu cerințele economiei de piață și pentru stimularea inițiativei operatorilor economici.

Pactul Ecologic European este un set de inițiative politice ale Comisiei Europene cu scopul general de a face Europa climatic neutră în 2050. De asemenea, va fi prezentat un plan de evaluare a impactului pentru a crește obiectivul UE de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru 2030 la cel puțin 50% și spre 55% comparativ cu nivelurile din 1990.

Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene (până în 2020 - Ministerul Fondurilor Europene) este organul de specialitate al administrației publice centrale, în subordinea Guvernului României, prin intermediul căruia sunt gestionate afacerile europene și absorbția fondurilor europene venite din partea Uniunii Europene. În cadrul ministerului funcționează Agentul Guvernului României pentru Curtea de Justiție și Tribunalul UE.

ANRE (Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei) este o instituție publică autonomă din România, de interes național cu personalitate juridică, aflată în subordinea Parlamentului României. ANRE are misiunea de a crea și aplica sistemul de reglementări necesar funcționării sectorului energiei și piețelor de energie electrică, energie termică și gaze naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE colaborează cu autorități publice și organisme ale societății civile, agenți economici din sectorul energiei electrice, energiei termice și gazelor naturale, cu organizații internaționale din domeniu, pentru a asigura transparența și obiectivitatea procesului de reglementare.

În sectorul pieței energiei electrice, termice și a gazelor naturale ANRE are următoarele

atribuții:

- emite, modifică sau retrage autorizații și licențe;
- emite reglementări tehnice și comerciale, asigură accesul și racordarea la rețelele de energie electrică și gaze naturale;
- emite și aprobă metodologii de stabilire a prețurilor și tarifelor;
- aprobă prețuri și tarife;
- asigură monitorizarea funcționării piețelor de energie electrică și gaze naturale;
- promovează producerea de energie din surse regenerabile și cogenerare.

În îndeplinirea atribuțiilor și competențelor sale, contribuie la realizarea următoarelor obiective generale:

- promovarea unei piețe interne europene de energie electrică și gaze naturale sigură, competitivă și durabilă din punct de vedere al mediului și al unei deschideri efective a acesteia în beneficiul tuturor clienților și furnizorilor din Uniunea Europeană, precum și garantarea condițiilor adecvate pentru funcționarea eficientă și sigură a rețelelor de energie electrică și gaze, având în vedere obiectivele pe termen lung;
- dezvoltarea piețelor regionale competitive și funcționale, integrate în piața internă europeană de energie electrică;
- eliminarea restricțiilor privind comerțul transfrontalier cu energie electrică și gaze naturale, pentru a satisface cererea și a îmbunătăți integrarea pieței naționale în piața internă europeană de energie electrică și gaze naturale;
- dezvoltarea unui sistem energetic național sigur, fiabil și eficient, orientat către consumator, care să permită promovarea eficienței energetice și integrarea surselor regenerabile de energie, precum și a producției distribuite atât în rețeaua de transport, cât și în rețeaua de distribuție;
- facilitarea accesului la rețea pentru capacitățile noi de producție, în special prin eliminarea obstacolelor care împiedică accesul noilor participanți la piața de energie electrică și gaze naturale sau utilizarea surselor regenerabile de energie;
- asigurarea acordării de stimulente operatorilor de rețea electrică/sisteme de gaze naturale și celorlalți utilizatori de rețele electrice/sisteme de gaze naturale, pentru a crește eficiența funcționării sistemelor de transport și distribuție a energiei și pentru a accelera integrarea în piață;
- protecția consumatorului, prin asigurarea unei piețe concurențiale eficiente, prin sprijinirea clienților vulnerabili, prin impunerea unor standarde de calitate a serviciilor publice din sectorul energiei electrice și gazelor naturale, prin facilitarea accesului clienților finali la datele proprii de consum necesare în procesul de schimbare a furnizorului de energie

electrică sau gaze naturale, precum și prin informarea cât mai corectă și completă a consumatorilor;

- garantarea respectării de către operatorii economici din sectorul energiei și gazelor naturale a obligațiilor ce le revin în ceea ce privește transparența.

Ministerul Finanțelor este unul din ministerele care fac parte din Guvernul României. Ministerul Finanțelor aplică strategia și Programul de guvernare în domeniul finanțelor publice.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Existența unor suprafețe extinse de teren, dacă sunt exploatate într-un mod inteligent, au potențialul de a deveni o sursă semnificativă de venit atât pentru comunitatea locală, cât și pentru bugetul acesteia. În prezent, terenul propus pentru implementarea sistemului fotovoltaic nu aduce beneficii în forma sa actuală.

Importanța strategică a utilizării resurselor de energie regenerabilă, în special solară, este asumată la nivelul întregului județ de principalii factori decizionali. Relevant din această perspectivă este Planul Local de Acțiuni de Mediu. Acest document reprezintă opinia comunității locale, în ansamblu, în privința problemelor prioritare de mediu, precum și acțiunile identificate ca necesare și fezabile pentru soluționarea lor.

Construirea unei centrale fotovoltaice reprezintă un pas suplimentar în direcția îndeplinirii angajamentelor internaționale ale României în privința generării de energie electrică din surse verzi. În contextul necesității continue de promovare a energiei regenerabile, trebuie să ținem cont de faptul că exploatarea acestei surse contribuie semnificativ la încetinirea schimbărilor climatice prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. De asemenea, aceasta reduce dependența de importurile de resurse de energie primară și aduce diversitate în ceea ce privește sursele, tehnologiile și infrastructura de producție de energie. Toate acestea contribuie la dezvoltarea unei industrii bazate pe cunoaștere și inovare, cu impact pozitiv asupra ocupării forței de muncă, creșterii economice, competitivității și dezvoltării la nivel regional și rural.

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

În cele ce urmează vom realiza o scurtă descriere a caracteristicilor generale ale pieței vizate, respectiv **piața energiei electrice**.

Energia reprezintă o resursă indispensabilă desfășurării activității cotidiene, fie că este vorba de populație, fie că ne referim la operatorii economici. Astfel, creșterea amplă a prețurilor

acesteia în perioada recentă pe plan european este de natură să se răsfrângă mai devreme sau mai târziu asupra dinamicii prețurilor de consum, majorarea generalizată a ratelor inflației la nivel comunitar putând semnală debutul unor astfel de ajustări. Totodată, au început să sporească preocupările cu privire la potențiale efecte pe termen mediu și lung ale acestor șocuri, existând riscul dezancorării anticipațiilor privind inflația agenților economici și, respectiv, al unei redresări a activității economice într-un ritm mai puțin alert.

Orice discuție referitoare la piața de energie electrică trebuie să se desfășoare în contextul cerințelor definitorii ale conceptului economic al acestuia și ale caracterului general și esențial pe care îl prezintă energia electrică.

Piața energiei electrice este un concept economic având un conținut complex și care exprimă totalitatea tranzacțiilor de vânzare-cumpărare perfectate într-un spațiu geografic determinat. Ea are ca funcție principală corelarea (prin intermediul cererii și al ofertei) cu concretizarea contractelor de vânzare-cumpărare, a producției cu consumul.

România și-a asumat decizia de a liberaliza piața energiei electrice, considerând că siguranța în alimentarea consumatorilor și implicit a sistemului energetic va crește odată cu dezvoltarea unei piețe de energie electrică coerentă, în care participanții să poată beneficia de avantajele mediului concurențial. În vederea aderării la UE, sectorul energiei electrice din România trebuie nu doar să se conformeze directivelor și rezoluțiilor comunitare, dar trebuie și să întreprindă acțiuni, să se organizeze, să creeze și să aplice proceduri și un cadru legislativ și de reglementare armonizate care să conducă la rezultatele prevăzute de aceste directive.

Avantajele mediului concurențial au în vedere, în principal, competiția directă pentru câștigarea, menținerea și extinderea segmentului de piață, managementul eficient al costurilor, formarea liberă a prețurilor și nu în ultimul rând furnizarea de stimulente în vederea reducerii costurilor și a utilizării eficiente a resurselor. Introducerea competiției în activitățile care nu comportă specificul de monopol natural (producerea și furnizarea energiei electrice) este benefică, fiind necesar a se asigura reguli clare privind aranjamentele comerciale, drepturile și îndatoririle competitorilor, mecanismele de tranzacționare și de stabilire a drepturilor de încasare și a obligațiilor de plată.

Pentru a face piața concurențială funcțională trebuie asigurate principiile, regulile, aranjamentele comerciale, mecanismele, metodologia de tarifare, drepturile și responsabilitățile pentru segmentele de monopol natural, astfel încât imposibilitatea exercitării competiției în anumite segmente ale pieței să nu afecteze raporturile concurențiale ale celorlalte segmente.

Piața suferă o transformare profundă care continuă și astăzi, întregul proces derulându-se pe următoarele coordonate principale:

- Crearea unei piețe a energiei electrice bazată pe principiile transparenței, nediscriminării și

obiectivității;

- Crearea și aducerea la funcționare deplină a Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE);
- Introducerea competiției în producerea energiei electrice și furnizarea energiei electrice;
- Introducerea unui sistem de autorizare și licențiere a noilor participanți la piața de energie electrică;
- Garantarea accesului liber, reglementat al terților la rețelele electrice.

Structura pieței

Participanții la piața energiei electrice sunt producătorii, distribuitorii, transportatorul național, furnizorii și Operatorul de Piață (OPCOM SA).

Producătorii folosesc diferite surse primare - apă, cărbune, gaz, vânt, soare, biomasă - pentru a produce energia electrică pe care o injectează în Sistemul Energetic Național (SEN).

Transportatorul național (Transelectrica SA) gestionează Sistemul Energetic Național, urmărind intrările și ieșirile de energie din acesta și asigurând un echilibru permanent între producția și consumul național.

Distribuitorii de energie electrică au un monopol natural pentru gestionarea rețelelor locale de distribuție energie electrică, ducând astfel energia electrică până la consumatorii finali.

Furnizorii achiziționează energie electrică de la producători sau de la alți furnizori, pe piețele centralizate administrate de OPCOM SA, pe care o vând apoi consumatorilor finali în baza contractelor de furnizare.

Operatorul de Piață (OPCOM SA) gestionează piețele de energie electrică:

- Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB)
- Piața pentru Ziua Următoare
- Piața OTC

De asemenea, OPCOM SA gestionează piața centralizată pentru tranzacționarea certificatelor verzi.

Liberalizarea pieței de energie electrică

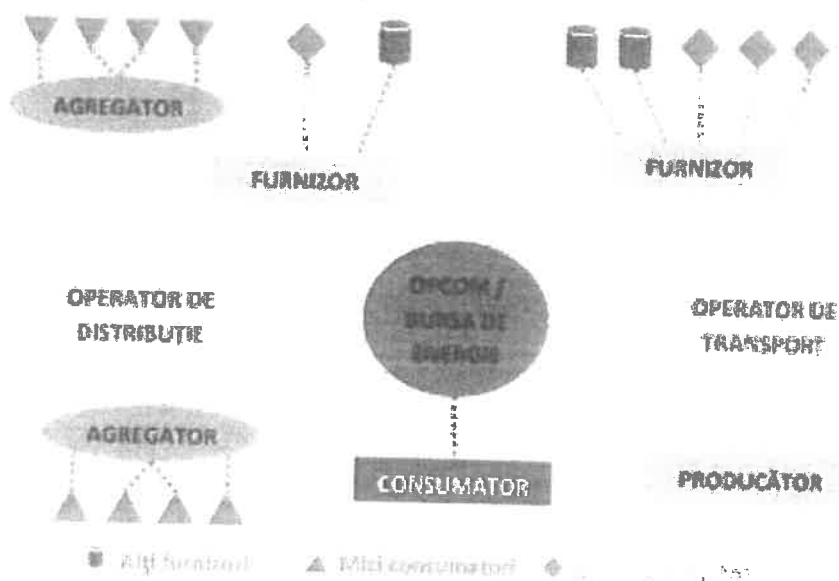
Piața de furnizare a energiei electrice este complet liberalizată de la 1 ianuarie 2021, ceea ce înseamnă că prețul energiei electrice este stabilit pe criteriile concurențiale. Piața concurențială de energie electrică (numită și **pieță liberă de energie electrică**) le oferă consumatorilor posibilitatea să-și aleagă furnizorul și oferta care răspund cel mai bine nevoilor lor, la un preț competitiv.

Pe plan mondial deschiderea piețelor de energie electrică a urmărit eliminarea monopolului natural și a integrării pe verticală a sectorului energetic și înlocuirea acestora cu mecanisme concurențiale, care să ofere consumatorilor posibilitatea de a-și alege în mod liber furnizorul.

Astfel, piețele de energie se cristalizează, de regulă în jurul unui nucleu format din doi actori principali, și anume operatorul de sistem - care asigură coordonarea tehnică a pieței - respectiv bursa de energie - care asigură coordonarea pieței la nivel comercial.

Acestui nucleu i se alătură ceilalți actori ai pieței: operatorii de transport și distribuție, producătorii, consumatorii și furnizorii de energie electrică, ultimii acționând ca intermediari între primii doi. O categorie aparte de furnizori o reprezintă cea a așa-numiților agregatori, care cumpără sau vând energie din și în sistem, în numele mai multor consumatori, de regulă mici consumatori casnici sau comerciali.

România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea a 7GW în capacitate regenerabilă.



Principali actori pe piața de energie electrică

În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2019, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii.

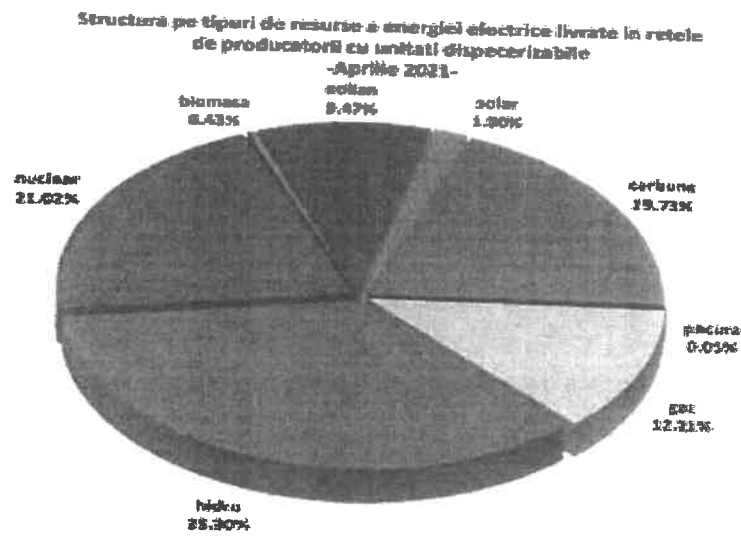
În 2020, producția de energie electrică din România provenea în proporție de 12,4% energie eoliană, 3,4% din panouri solare fotovoltaice și 27,6% din hidroenergie. În total, producția de energie regenerabilă (eoliană, fotovoltaică și biomasă) a reprezentat 16% din total.

Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% față de nivelurile din 1990 datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie și a activității industriale, creșterii eficienței energetice și conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive. În prezent,

energia reprezintă încă sursa principală de emisii, reprezentând 2/3 din emisiile naționale de gaze cu efect de seră, urmate de agricultură și industrie.

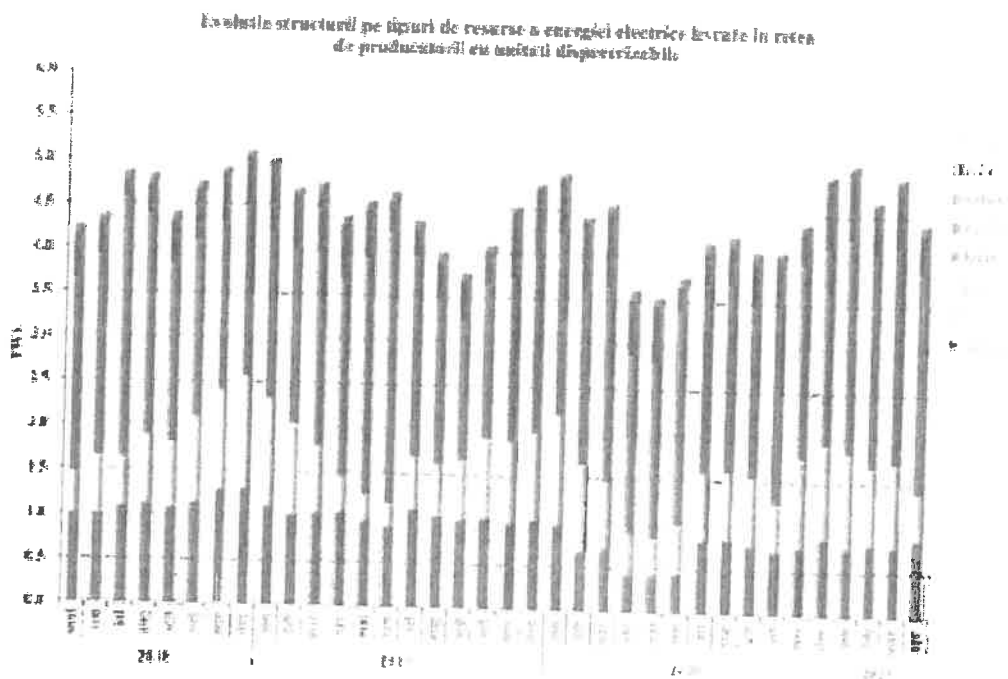
Analiza pieței

Structura de producție a sistemului energetic național pe tipuri de resurse:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor - producători NEMPEL

Evoluția structurii energiei electrice livrate în ultimii 3 ani este următoarea:



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor - producători NEMPEL

Tendențe – piața energiei

Piața de energie electrică din România va fi caracterizată, pe termen mediu și lung, de volatilitatea prețului pentru energia electrică, cu tendință accentuat crescătoare, de concurența în creștere între jucătorii de pe piața de furnizare a energiei electrice, precum și de noua legislație care introduce prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată, susțin reprezentanții Electrica, în Raportul semestrial al grupului.

Volatilitatea prețului pentru energia electrică și tendința crescătoare va fi accentuată de factori exogeni industriei: înăsprirea condițiilor de mediu în care producătorii trebuie să funcționeze, limitarea surselor primare de energie prin politici cu caracter imperativ, lipsa politicilor de stimulare a apariției de noi producători, precum și de factori endogeni: tendința de a vinde doar pentru perioade scurte și aglomerarea în zona de echilibrare și vârf, se precizează în documentul Electrica.

Liberalizarea pieței de furnizare a impus regândirea priorităților și stabilirea strategiilor pentru menținerea cotei de piață a furnizorilor. Concurența între furnizorii de energie va crește, mai ales în ceea ce privește diversificarea portofoliului de produse oferite clienților, respectiv: oferte pentru gaze naturale, asigurări, produse electrocasnice etc. și de servicii digitale oferite: aplicații mobile, facturi și plăți online, extinderea serviciului de relații cu clienții prin soluții de tip chat, apreciază Electrica. Și Furnizorii de Ultimă Instanță vor trebui să-și stabilească noi strategii privind gestionarea portofoliilor date fiind noile prevederi legate de tranzacții în piața nereglementată, se arată în raport. Pe viitor, în aria de distribuție a energiei electrice, tendința de reglementare este de a acorda remunerarea operatorilor luând în considerare atât calitatea serviciilor oferite, cât și costurile operaționale și eficiența pe bază de analize comparative între distribuitori.

De asemenea, distribuitorii de energie vor trebui să-și adapteze procesele și strategiile privind dezvoltarea și modernizarea rețelelor și să ofere soluții producătorilor independenți, având în vedere apariția prosumatorilor, participanți activi în piața de energie, context în care sunt necesare investiții semnificative pentru îmbunătățirea infrastructurii, atât de transport, cât și de distribuție.

Alte tendințe prezentate în raportul Electrica:

Pe termen lung, vehiculele complet electrice și vehiculele utilitare ușoare vor crește consumul de energie electrică în sectorul transporturilor;

Dezvoltarea tehnologică viitoare va sprijini politicile de eficiență energetică precum: dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a contorizării inteligente; eficientizarea consumului final de energie (integritatea termică a clădirilor, iluminat, aparate electrice, unități cu motor, pompe de căldură etc.); implementarea contoarelor inteligente. Reducerea semnificativă a costurilor tehnologiilor fotovoltaice reprezintă o oportunitate de dezvoltare pentru proiectele de generare la scară mai mică, în special în zona casnică.

În următorul deceniu vor fi schimbări majore privind cadrul de reglementare, ca urmare a noii Strategii pentru o Uniune Energetică Europeană. Legislația românească trebuie aliniată, în

continuare, cu legislația UE. În 2020 a avut loc cel mai complex proces de revizuire a legislației secundare din ultimii ani - 47 de reglementări, în scopul alinierii la modificările Legii energiei, decontarea la 15 minute, finanțarea lucrărilor de racordare a clienților casnici și non-casnici cu lungimi mai mici de 2,5 km. Liberalizarea totală a pieței energiei electrice de la 1 ianuarie 2021 a determinat furnizorii să schimbe strategiile de achiziție a energiei, de vânzare către clienții finali, de dezvoltare de noi produse și servicii, se evidențiază în Raport.

În România erau până pe 1 ianuarie 2021, aproape 5,9 milioane de consumatori casnici care aveau un contract reglementat. Toți plăteau un preț maxim negociat de stat cu furnizorii firmelor care ofereau energie electrică în apartamente și case.

Aproape 99% dintre cei 5,9 milioane de consumatori (majoritatea casnici) primeau energia de la șapte firme: CEZ Vânzare SA, Electrica Furnizare SA, E.ON Energie România SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, Engie România SA și Tinmar Energy SA, așa cum reiese din rapoartele ANRE. RCS & RDS, un alt jucător mai nou pe piața de energie, deținea, conform raportărilor companiei, aproape 150.000 de abonați la sfârșitul anului trecut.

După liberalizare, consumatorii au putut să aleagă dintre 57 de firme (în cazul energiei electrice) și dintre 69 de societăți (pentru gaze) care este compania care le furnizează energia.

La șapte luni după liberalizare sub 1,4 milioane de români și-au schimbat contractele și aproximativ 120.000 și-au schimbat furnizorul, conform datelor obținute de Europa Liberă de la ANRE. Peste jumătate din aceștia au încheiat un contract cu Hidroelectrică SA, compania națională care produce energie prin centralele amplasate în barajele cursurilor râurilor și ale Dunării.

5,75 de milioane de consumatori și-au păstrat furnizorul actual, dar au schimbat tipul și durata contractuală.

Pentru a explica cât mai bine de ce s-au majorat prețurile pe o piață energetică în care teoretic se bat aproape 120 de firme trebuie să explicăm cum ajunge energia electrică în prizele din case și gazele în centrale și în aragazul din bucătărie.

70% din consumul zilnic național de energie este produs de doar patru companii - Nuclearelectrică SA, Hidroelectrică SA, OMV Petrom SA și Complexul Energetic Oltenia SA. Energia regenerabilă (eoliană, solară, biomasă etc) atinge în cele mai bune zile în jur de 30-32% din consumul zilnic energetic al țării. După ce este produsă energia zilnică de către Hidroelectrică, spre exemplu, sau de alt producător aceasta intră în sistemul național.

Rețeaua națională (de înaltă tensiune) este asigurată de compania de stat Transelectrica, cu un tarif de 20 de lei/MWh intrat în rețea. Situația este identică și în domeniul gazelor.

După ce acestea sunt extrase, ele sunt introduse în rețeaua administrată de Transgaz. De aici, energia produsă de centralele hidroelectrice poate fi transportată doar de anumite companii, cărora statul român le-a concesionat dreptul exclusiv de a distribui energie electrică sau gaze. În România, prin ordine ANRE din 2004 și 2005, s-a stabilit că subsidiarele de profil ale Enel,

Electrica și E.ON au dreptul exclusiv de distribui energie. Altfel spus, s-o preia din rețelele de înaltă tensiune și s-o transporte în sistemul de joasă tensiune, cele care alimentează zonele rezidențiale.

Mai mult, în baza acestor ordine ANRE, Înalta Curte de Casație și Justiție a mai stabilit în martie 2021 că alți producători nici măcar nu au dreptul să-și dezvolte o rețea proprie de distribuție a energiei. Aceste reglementări au fost atacate în instanță din 2017 de RCS&RDS care dorea să-și dezvolte rețeaua proprie de distribuție.

- Enel are concesiune de distribuție energie electrică pentru regiunile Banat, Muntenia și Dobrogea pentru energie electrică.
- Electrica (prin Electrica Power Distribution) are concesiunea de distribuție energie electrică pentru Cluj, Maramureș, Satu Mare, Sălaj, Bihor, Bistrița-Năsăud, Brașov, Alba, Sibiu, Mureș, Harghita, Covasna, Prahova, Buzău, Dâmbovița, Brăila, Galați și Vrancea.
- E.ON are concesiune distribuție gaze pentru Transilvania, Crișana, Maramureș, Moldova și Banat (partea de nord a țării) și pentru gaze.
- Engie preia concesiunea distribuției gazelor în partea de sud a țării

Revenind, de la 1 ianuarie s-a permis societăților care și-au asumat rolul de furnizor șansa de prelua energia de la distribuitor și a o oferi populației.

Prin urmare, pe piață au intrat trei tipuri de firme:

- **Producătorii privați de energie regenerabilă** (solară, eoliană etc) și Hidroelectrică. Firme care produc energie cu scopul de a o vinde direct sau la bursă. Prin liberalizare, aceste firme au putut să vândă direct energia pe care o produc către consumatori casnici, stabilind orice preț au considerat corect. De obicei, aceste societăți produc cea mai ieftină energie.
- **Traderi de energie**, firme care cumpără energie pentru a o vinde mai departe către populație sau alte societăți.
- **Platforme industriale** care realizează energie electrică pentru activitatea proprie: gen ALRO Slatina sau Liberty Galați.

Prețul energiei electrice la consumatorul final a crescut în primele șase luni, cu 24% conform datelor obținute de Institutul Național de Statistică (INS). Însă aceasta este media până în iunie, acum în piață sunt companii care au majorat tarifele și până la 65%. Majorarea tarifelor nu trebuia să fie mai mare de 10,7% (formată din creșterea costurilor cu achiziția certificatelor de CO₂ - 4,5%, diferența între cerere și ofertă, care a determinat achiziția energiei din import - 6,2%).

Pe bursa de energie, prețul mediu ponderat pentru un MWh tranzacționat a ajuns și la 115 euro. În schimb, aceeași cotație era în februarie 2020 la 44 euro/MWh, iar în august 2020 era de 43 euro/MWh. Cotațiile unui MWh în Franța, Germania și Belgia sunt sub 45 de euro. Doar în Serbia, Ungaria și Grecia se mai ating astfel de cotații, tot din cauza prezenței producătorilor de energie pe cărbuni.

Prețul energiei electrice pe piața spot a bursei OPCOM (Piața pentru Ziua Următoare - PZU) a avut o medie de 932 lei pe MWh în luna februarie 2022, valoare de patru ori mai mare față de prețul înregistrat în aceeași lună a anului trecut, respectiv 234 lei pe MWh, potrivit raportului lunar postat pe site-ul operatorului bursier.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Prin intermediul prezentului proiect de investiție, compania U.A.T Simeria își propune următoarele obiective:

<p align="center">Obiectiv General</p>	<p>Îmbunătățirea condițiilor curente prin construirea unei centrale fotovoltaice, care să asigure autonomie energetică. Această inițiativă va proteja beneficiarul de fluctuațiile prețurilor de pe piața energiei și va conduce la economii semnificative în cadrul bugetului local.</p>
<p align="center">Obiective Specifice</p>	<p>Creare unitate nouă de producere a energiei electrice cu o capacitate instalată de 0,85 MWp și obținerea unui ajutor financiar nerambursabil în valoare de 4.535.259,06 RON, reprezentând un ajutor financiar unitar de 1.072,4 euro/KWp respectiv aprox. 5,335.60 lei/KWp</p>
	<p>Realizarea unei producții anuale de maxim 1167,37 MWh (actualizată anual cu factorul de uzură fizică anuală a echipamentelor)</p>
	<p>Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO2 echivalent</p>

Obiectivul general al investiției este în strânsă legătură cu obiectivele specifice. Realizarea acestora va contribui la atingerea obiectivelor stabilite în cadrul măsurii. Principalul obiectiv urmărit este: Producție majorată a energiei din surse regenerabile eoliene și solare prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile cu sau fără instalații de stocare integrate, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FDM.

În vederea obiectivelor stabilite U.A.T Simeria va realiza următoarele activități:

- Achiziționarea de instalații/echipamente pentru construirea unei noi capacități de producție a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, fără stocare – capacitate instalată 0,85 MW;
- Realizarea de lucrări de construcții și montaj în scopul punerii în funcțiune a unității de producere a energiei electrice.

3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții

Ambele scenarii/soluții tehnico-economic(e) analizate s-au propus a fi instalate în același amplasament.

3.1. Particularități ale amplasamentului

3.1.a. Descrierea amplasamentului

Locația se află în Extravilan comunei/municipiului/orașului Săulești, număr cadastral 200438, tarla -, parcela 184, Județul Hunedoara. Categoria de folosință este pășune, conform datelor înregistrate în cartea funciară nr. 200438, proprietatea U.A.T Simeria.

Din suprafața totală de 25,9499 ha suprafața necesară investiției este de 1,5 ha.

Nu sunt consemnate constrângeri de natură urbanistică ce pot îngreuna dreptul de execuție a lucrărilor propuse prin proiect.

3.1.b. Relații cu zone învecinate, accese existente și/sau căi de acces posibile

Vecinătăți:

- La N: Sat Săulești
- La S: Teren Agricol
- La E: Drum Public
- La V: Aerodrom Săulești

Accesul la locația de implementare se realizează prin drumul de exploatare situat în E-NE-ul amplasamentului.

3.1.c. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite

Amplasamentul investiției este orientat pe direcția S. Orientarea panourilor se va face spre S, acestea montându-se pe rânduri aflate pe direcția E-V.

3.1.d. Surse de poluare existente în zonă

Traficul auto este principala sursă de poluare a aerului, urmată de aeronavele de mici dimensiuni. Emisiile principale: pulberi în suspensie, NO₂, hidrocarburi organice volatile, SO₂.

3.1.e. Date climatice și particularități de relief

Parcul fotovoltaic nu este influențat de particularitățile de relief existente.

Perimetrul care face obiectul acestui studiu se încadrează în lunca Mureșului caracterizat prin următoarele valori:

Regimul temperaturilor:

- Temperatura medie anuală 8-9°C
- Temperaturile medii multianuale în luna ianuar -3°C
- Temperaturile medii multianuale în luna iulie 20°C
- Temperatura maximă 39.7°C (August 1952)
- Temperatura minimă -31.6°C (Ianuarie 1952)

Regimul precipitațiilor medii multianuale - < 50l/m²

Regimul vânturilor - vânturi uscate predominant din SV(Austrul).

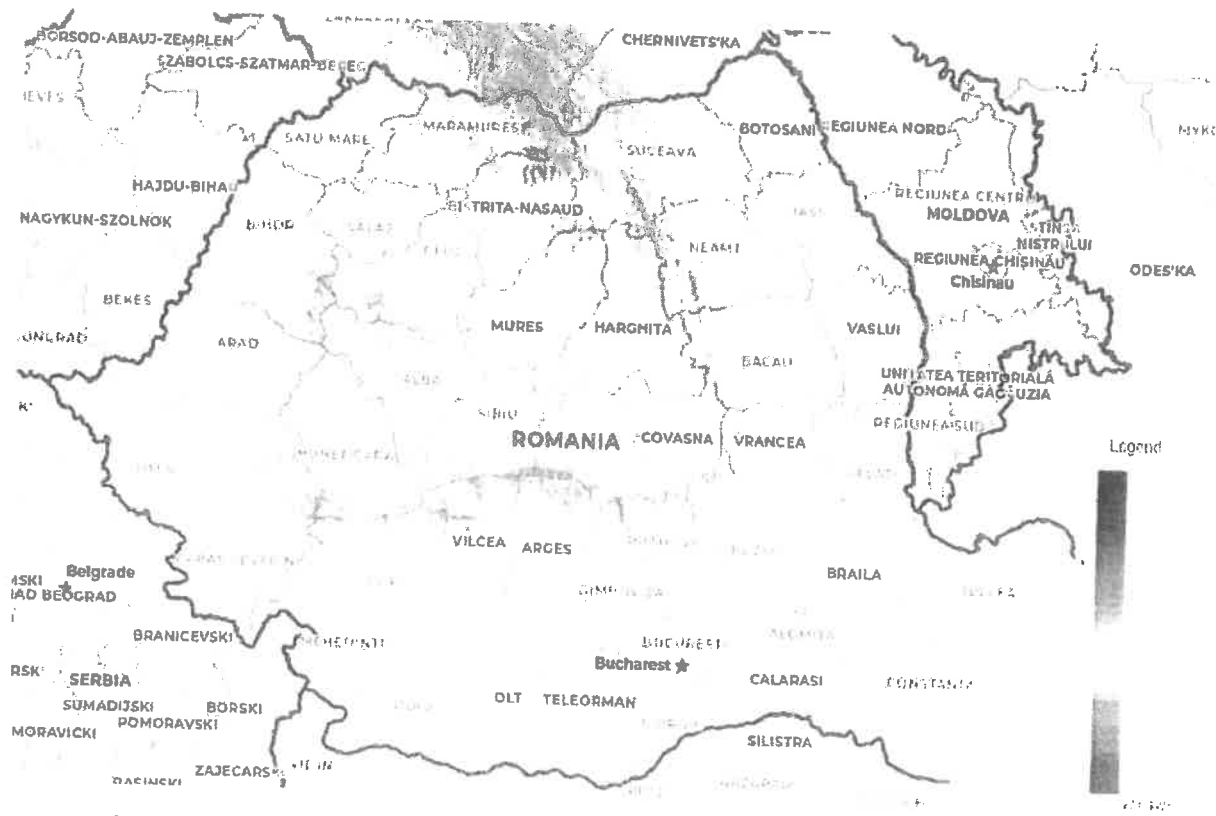
Potențialul Solar

Iradianța reprezintă cantitatea de energie solară ce cade pe unitatea de suprafață în unitatea de timp. Iradianța medie extraterestră la marginea superioară a atmosferei este de aproximativ 1,36 kW/m² întrucât orbita Pământului în jurul Soarelui este una eliptică, distanța dintre cele două corpuri cerești variază cu ± 3,4% pe parcursul unui an (rotație completă a Pământului în jurul Soarelui). Iradianța solară ce lovește continuu atmosfera Pământului este de aproximativ 1,75 x 10⁵ TW. Considerând o rată de transfer de 60% prin atmosfera Pământului, 1,05 x 10⁵ TW lovesc continuu suprafața Pământului.

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

Potențialul Solar în România - Global Solar Atlas

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 - 1.300 kWh/m²/an cu o valoare tehnică fezabilă de 600 - 800 kWh/m²/an. Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Nordul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a iradianței de 1.600 kWh/m²/an.



Implementarea sistemelor fotovoltaice de producere a energiei electrice aduce două categorii de beneficii: în primul rând, este generată o scădere a facturii de energie electrică, prin auto-furnizarea unei ponderi din totalul de energie electrică necesară și în al doilea rând, este generată o reducere proporțională a amprenteii de dioxid de carbon.

Pentru a determina producția preconizată, pentru fiecare scenariu/soluție tehnico-economic(ă) s-a utilizat următoarea relație de calcul:

$$P_{anual} = A \cdot \eta_{panou} \cdot I_{MA} \cdot \eta_{pierderi}$$

Unde:

- P_{anual} - producția anuală;
- A - suprafața totală a panourilor fotovoltaice
- η_{panou} - randamentul panoului fotovoltaic;
- I_{MA} - iradianța medie normală anuală;
- $\eta_{pierderi}$ - coeficientul de performanță a sistemului fotovoltaic

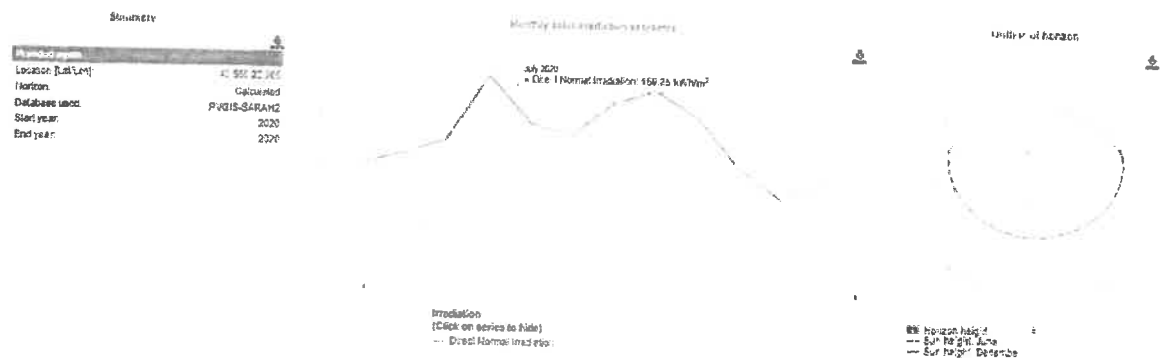
Coeficientul de performanță este un indicator calitativ extrem de important pentru sistemele PV, întrucât acesta oferă informații referitoare la performanțele sistemului, indiferent de orientare, înclinare sau iradianță. Coeficientul de performanță include toate pierderile de putere și energie ce apar la nivelul sistemului PV, dintre care cele mai importante sunt:

- Pierderi la nivelul inverterului - între 2% și 4%
- Pierderi datorate temperaturii - între 5% și 20%
- Pierderi în cablurile electrice de curent continuu - între 1% și 3%
- Pierderi în cablurile electrice de curent alternativ - între 1% și 3%
- Pierderi datorate umbririi - între 0 și 80%, specifice zonei de amplasament a sistemului fotovoltaic
- Pierderi datorate prafului, zăpezii, poluării atmosferice sau a altor condiții climatice ce duc la acoperirea celulelor fotovoltaice cu particule solide de material - aproximativ 2%

Pentru determinarea producției prognozate de energie electrică se va lua în calcul faptul că puterea nominală a panourilor fotovoltaice propuse este obținută în condiții standard de testare (STC) și anume la o iradianță medie de 1 kW/m², la o temperatură medie ambientală de 20°C. Pentru simplificare, s-a neglijat dependența randamentului panourilor de variația temperaturii medii ambientale care, pentru majoritatea panourilor fotovoltaice, are o valoare de -0,4%/ °C.

În vederea evaluării potențialului solar în amplasamentul ce face obiectul studiului, s-a utilizat platforma pusă la dispoziție de către Comisia Europeană - PVGIS SARAH. Pentru analiză s-a luat în considerare anul 2020 (acesta fiind anul cu cele mai recente valori puse la dispoziție de Comisia Europeană).

Așa cum se poate observa în figura următoare, nivelul mediu al iradianței solare are valori cuprinse între 48,58 KWh/m² în luna decembrie și 159,25 KWh/m² în luna iulie.



Potențialul solar disponibil în amplasamentul U.A.T Simeria este așadar atractiv pentru dezvoltarea unui proiect de producere a energiei electrice prin cadrul unei centrale fotovoltaice, iar eficiența tehnică și financiară a acestuia va fi direct dependentă de randamentul real al centralei.

Se va prezenta, din punct de vedere tehnic, modul de echipare a Centralei Fotovoltaice, dezvoltate în amplasamentul U.A.T Simeria.

În vederea întocmirii listei de variante tehnic fezabile, s-a ținut cont de analiza celor mai performante sisteme de panouri fotovoltaice și de conversie (invertoare) ce au un potențial comercial ridicat (raport calitate-cost optim).

3.1.f. Existența Unor

3.1.f.i. Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate

Nu este cazul

3.1.f.ii. Posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată;

Nu este cazul

3.1.f.iii. existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;

Nu este cazul

3.1.f.iv. Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;

Nu este cazul

3.1.f.v. Caracteristicile geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic

Nu este cazul

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

Instalația electrică fotovoltaică va fi amplasată în localitatea Șăulești, Hunedoara, România.

Principalele funcții pe care instalația electrică fotovoltaică le va îndeplini, sunt:

- captarea energiei solare;
- transformarea acesteia în energie electrică (curent continuu, tensiune și curent variabile);
- regularizarea energiei electrice (transformarea în curent alternativ cu caracteristici standard 230/400 V, 50Hz, sincron cu Sistemul Energetic Național);
- colectarea de date de profil pentru evaluări superioare ale potențialului energetic.

Beneficiarul dorește realizarea unei noi capacități de generare a energiei electrice din surse regenerabile de tip fotovoltaic.

Captarea energiei solare, se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. Acestea sunt fabricate din semiconductori, pe bază de siliciu – monocristalin, policristalin sau amorf, fiind diode sau joncțiuni P - N cu suprafață mare, care prin culoarea închisă a materialelor din componenta, captează majoritatea energiei solare (fotonilor incidenti). O celulă fotovoltaică clasică, bazată pe siliciu cristalin produce energie electrică cu o tensiune de aproximativ 0,5 V și un curent proporțional cu iradianța solară, suprafața efectivă și eficiența celulei. Cantitatea de energie electrică produsă de o celulă fotovoltaică poate fi influențată de o multitudine de alți factori: gradul de umbrire, temperatură, etc. Un număr de celule fotovoltaice pot fi conectate în serie și paralel, montate într-un sistem etanș, între o foaie de sticlă securizată și una de fluorură de polivinil montate într-o ramă din profil de aluminiu extrudat sub formă de panouri pentru a obține diferite capacități de producere a energiei electrice, ce poate fi folosită în mai multe aplicații în funcție de necesită.

Transformarea energiei solare în energie electrică se datorează fotonilor din radiația solară care ciocnesc electronii din banda energetică de valență (starea legată în structura cristalină), transferându-le îndeajuns de multă energie încât aceștia trec în banda energetică de conducție promovând circulația electronilor în direcția dictată de polaritatea joncțiunii. Acest fenomen, cunoscut în literatura de specialitate sub numele de Efect Fotovoltaic stă la baza funcționării celulelor fotovoltaice.

Energia electrică produsă de panourile fotovoltaice este sub formă de curent continuu (CC) și este neregulată (tensiune și curent variabile), dificil de transportat. Transformarea și regularizarea energiei electrice, într-o formă transportabilă, se realizează cu ajutorul invertoarelor ce transformă energia electrică generată sub formă de curent continuu (CC) în curent alternativ (CA), ce poate fi furnizată în Sistemul Energetic Național (SEN). Transformarea are în total o eficiență medie Euro (European efficiency) η_{euro} de 98,2% și maximă (Max. efficiency) η_{maxim} de 98,5%. Eficiența maximă se datorează în parte funcționării la tensiuni mari de până la 1000V pe partea de CC (care implică pierderi mici pe cablurile de forță) și o ajustare permanentă a parametrilor de colectare (Maximum Power Point Tracking - MPPT) la nivelul invertoarelor.

În această formă, energia electrică poate fi utilizată pentru autoconsum și excesul injectat în (SEN) pe liniile de distribuție de joasă tensiune (0,4kV), iar pentru acest deziderat se va folosi viitoarea instalație de racordare a obiectivului. În conformitate cu potențialul solar aferent localității Șăulești aceasta se bucură de o poziție avantajoasă în cadrul țării având un potențial solar mediu anual de aproximativ 1212,6 KWh/m².

- Sistemul de module fotovoltaice

Generatorul de energie electrică (totalitatea modulelor fotovoltaice) este compus din panouri fotovoltaice montate pe suporturi de profile de Al protejate împotriva coroziunii, care s-au

dovedit a fi o alegere foarte bună în implementarea altor proiecte similare. Sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică și rezistență la intemperii, definite prin încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă.

- Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice;

Structura de montaj asigură o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice față de sol, pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate. Structurile suport ale panourilor fotovoltaice se vor asambla cu orientare S, pe structura modulară, cu module construite identic, ceea ce permite replicarea la un cost redus.

- Invertorul

Pentru a transforma curentul continuu produs de panourile fotovoltaice în curent alternativ care poate fi livrat în rețeaua electrică (a consumatorului sau cea de distribuție), se utilizează invertoare On-Grid de tip string.

Invertorul va permite conectarea utilizatorului prin Wi-fi sau Ethernet cu orice dispozitiv compatibil, local, sau de la distanță printr-o conexiune la internet.

Invertorul propus este trifazat și va respecta cerințele impuse de operatorul de rețea privind calitatea și parametrii energiei electrice consumate de beneficiar și de parametrii rezultați din proiectare. Acesta va respecta curba de sarcină impusă de beneficiar și cerințele privind protecția la insularizare impuse de operatorul de rețea.

Pentru a transmite datele spre operatorul centralei (beneficiar sau operatorul de rețea), invertorul este dotat cu un dispozitiv de comunicații prin care se monitorizează și controlează toate datele stringurilor de panouri fotovoltaice.

Invertorul necesită o alimentare a serviciilor interne proprii. Acesta se alimentează pe durata nopții din tabloul electric, consumând energie de la rețea, dacă este nevoie – consumul pe timp de noapte fiind de 1-2.5 Wh/invertor.

Invertorul are gradul de protecție IP65 și permite montarea atât la interior cât și la exterior, iar amplasarea va respecta instrucțiunile din manualul de instalare a producătorului. Se propune amplasarea în proximitatea panourilor fotovoltaice.

Limitarea puterii active - invertorul poate limita puterea activă produsă și injectată în rețeaua electrică la comanda operatorului, preluând datele de consum de la accesoriile opționale (ex. Smart Meter);

Injectarea de putere reactivă - invertorul poate produce sau consuma putere reactivă la comanda operatorului sau după o curbă caracteristică prestabilită;

Recuplarea după un defect - după dispariția unui defect produs în rețea, invertorul poate porni la puterea maximă rapid sau cu o rampă de 10% din

puterea nominală pe minut până ajunge la puterea maximă produsă;

Protecția la insularizare - această funcție detectează formarea insularizării instalației fotovoltaice pe durată sau după un defect și deconectează invertorul de la rețea.

- Sistemul de monitorizare

Soluția propusă în cadrul acestui proiect se bazează pe echipamente de monitorizare, comanda și control furnizate de producătorul invertoarelor.

Sistemul va putea prelua și monitoriza informații până la nivel de string-uri, colectând datele de la invertoare prin protocoale de comunicație standard (eg. Modbus TCP/RTU). Toată rețeaua de 0.4kV va putea fi monitorizată prin intermediul portalului producătorului de invertoare existând posibilitatea de a realiza comenzi asupra invertoarelor precum și comenzi de limitare a puterii active sau de schimbare a factorului de putere, dacă se dorește.

Echipamentele principale care vor fi instalate în dulapul de automatizare și comunicații sunt:

Modulul de comunicație inteligent care funcționează cu invertoarele pentru a facilita comunicarea între invertoare și managementul de sistem

Senzorul inteligent, cu funcții combinate de măsurare și comunicare, aplicabilă în principal la măsurarea pentru: cantitatea de electricitate inclusiv tensiunea, curentul, puterea, frecvența, factorul de putere, energia activă etc. în circuitul electric. Acesta poate realiza conexiunea cu un dispozitiv extern prin interfață de comunicare RS485. Adaptarea montajului standard pe șină DIN 35mm, proiectat ca modul structural, prezintă un avantaj facilitând o instalare și conexiune ușoară.

Restul echipamentelor țin de funcționalitatea tabloului, și anume: sursă de putere, conectică și un router board (după caz) care permite transmiterea datelor culese de echipamente din instalație către portalul producătorului care poate fi accesat de către beneficiar și/sau operatorul de distribuție.

- Echipamente electrice de conexiune

Cablurile de curent continuu se compun din cablurile ce conectează panourile între ele alcătuind stringurile (șirurile) de panouri și cablurile ce conectează stringurile la invertoare. Cablurile ce conectează panourile între ele alcătuind string-urile sunt furnizate de producătorul de panouri, două pentru fiecare panou. Deși nu este necesară protejarea lor în tuburi de protecție, întrucât acestea sunt rezistente UV, ele vor fi amplasate pe profilele structurii metalice, fixate cu

coliere de plastic, protejate de acțiunea directă a condițiilor meteorologice. Cablurile de conectare a șirurilor de panouri la invertoare vor fi confecționate la fața locului, vor fi amplasate pe profilele structurii metalice, fixate cu coliere de plastic, protejate de acțiunea directă a condițiilor meteorologice.

Cablurile de curent alternativ se compun din cablurile ce conectează inverterul la tabloul electric de conexiune a invertoarelor și cablurile ce conectează acest tablou la tabloul electric general. Soluția va fi detaliată în cadrul detaliilor de execuție. Cablurile de conectare a invertoarelor la tabloul electric de conexiuni vor fi pozate într-un canal de cablu metalic/copex amplasat în zona inferioară a invertoarelor. Cablurile de conectare ale tabloului electric de conexiuni la tabloul electric general vor fi pozate într-un canal de cablu metalic/copex amplasat în zona inferioară a invertoarelor în sol..

Cerințe ce se vor respecta pentru toate tipurile de cabluri:

- Secțiunile conductoarelor/cablurilor de c.c. și c.a. se vor determina astfel încât căderea totală de tensiune să fie de cel mult 2%.

- La pozarea cablurilor se va ține cont de standardele privind raza maximă de curbură și distanțele dintre cabluri;

- Cablurile pozate în șanțuri/pat de cablu trebuie să fie paralele, iar intersectarea acestora trebuie evitată în măsura în care se poate.

- La conexiunile din tablourile electrice se vor folosi tuburi termocontractibile pentru izolare. Toate terminalele de conexiune vor fi adecvate tipului de cablu pe care se montează. Montajul se va face numai cu echipamente adecvate.

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă a beneficiarului, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni. Acesta va fi folosit pentru a colecta puterea produsă de invertoare și va fi dotat cu intrări pentru inverter.

Tabloul electric de conexiune va permite separarea/deconectarea instalației fotovoltaice în cazul operațiunilor de mentenanță, și o va proteja în cazul unei avarii propagate din rețeaua electrică de distribuție, fiind dotat cu:

- Separatoare de sarcină cu siguranțe automate;
- Protecție la supratensiuni;
- Bornă de împământare;
- Releu anti-insularizare.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-Ip 30/2004). La realizarea acestei instalații de legare la

pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la priza de împământare.

Conform normativului 1RE-Ip 30/2004 instalația de legare la pământ va fi dimensionată încât rezistența de dispersie rezultată (R_d) va fi:

- De maxim $0,8 \Omega$ în cazul în care la priza de pământ se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice;

- Mai mică sau cel mult egală cu 4Ω dacă la priză de pământ nu se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice.

La instalația de împământare a sistemului se va racorda întreaga instalație (conform prevederilor 1.RE Ip 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

De asemenea, la instalația de legare la pământ se racordează următoarele:

- Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice;
- Invertoarele;
- Tablourile electrice de conexiune;
- Pat Cablu.

- Conectarea la rețea

Soluția tehnică se va detalia la faza PTh+DE a proiectului în baza studiului de soluție obținut de la operatorul de distribuție .

În conformitate cu "Condițiile tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea", aprobate prin Ordinul ANRE nr. 132/2020, instalația de utilizare a beneficiarului și circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice vor fi echipate cu:

a) întreruptoare/echipamente de comutație astfel încât între unitatea generatoare și punctul de racordare/delimitare, vor exista cel puțin două întrerupătoare/echipamente de comutație, exceptând întrerupătorul/echipamentul de comutație al unității generatoare;

b) releu pentru asigurarea funcției de protecție, care să declanșeze echipamentul de interfață în cazul:

- (i) apariției unui regim de funcționare insularizat;
- (ii) depășirii valorilor, maxime și minime, ale tensiunii și frecvenței;
- (iii) depășirii unui prag de curent (suprasarcină/scurtcircuit);

c) reglajele, respectiv valorile de acționare și temporizările funcțiilor de protecție din invertoare vor fi coordonate cu reglajele releului de protecție din circuitele de curent alternativ

aferente instalațiilor de producere a energiei electrice, care respectă valorile prevăzute în tabelul de mai jos.

Funcția de protecție	Valoare	Temporizare (s)
Funcția de protecție de tensiune treapta I	1.15 Un	0.5
Funcția de protecție de tensiune treapta II	0.85 Un	3.2
Funcția de protecție de frecvență treapta I	52 Hz	0.5
Funcția de protecție de frecvență treapta II	47.5 Hz	0.5
Funcția de protecție de maximă tensiune (valoarea mediată la 10 minute)*	1.1 Un	603 s

Pentru prezentul obiect de investiție care are în vedere realizarea unui sistem de producție energie electrică din surse regenerabile au fost analizate două opțiuni tehnico-economice de realizare a investiției, respectiv:

OTE 1	
Panouri Fotovoltaice	1478 buc. x JKM575N-72HL4-BDV
Invertoare	8 buc. x Huawei SUN2000-100KTL-M2 5 buc. x Huawei SUN2000-50KTL-M0
Structură Metalică de Susținere	1 ans*
Echipamente de Monitorizare	1 ans
Conectică AC/DC (tablouri electrice, cabluri, conectori terminali, pat cablu, etc.)	1 ans
Priză de Pământ	1 ans

*ans - ansamblu

OTE 2	
Panouri Fotovoltaice	2023 buc. x JKM420N-54HL4-V
Invertoare	7 buc. x Huawei SUN2000-110KTL-M2 1 buc. x Huawei SUN2000-50KTL-M0
Structură Metalică de Susținere	1 ans

Echipeamente de Monitorizare	1 ans
Conectică AC/DC (tablouri electrice, cabluri, conectori terminali, pat cablu, etc.)	1 ans
Priză de Pământ	1 ans

*ans - ansamblu

Toate echipamentele propuse în cele două soluții îndeplinesc condițiile minime din ghidul de finanțare.

Sistem complet	
Factor de capacitate de minim 11,4%, , reprezentând echivalentul a 1000 h/an de funcționare la capacitatea instalată	OTE1:13,16% OTE2:12,47%

3.3. Costurile estimative ale investiției

DEVIZ GENERAL				
al obiectivului de investiții privind cheltuielile eligibile+neeligibile				
Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria - CEF Simeria 850kWp				
Primăria Simeria				
VARIANTA SELECTATA (1)				
Nr. Crt.	Denumirea capitolului și subcapitolului de cheltuieli	Valoare	TVA	Valoare
		(fără TVA)		(inclusiv TVA)
		LEI	LEI	LEI
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	1,600.00	304.00	1,904.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1,000.00	190.00	1,190.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 1	2,600.0	494.0	3,094.0
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	746,310.00	141,798.90	888,108.90
2.1.1	Alimentare cu apa	0.00	0.00	0.00
2.1.2	Canalizare	0.00	0.00	0.00
2.1.3	Alimentare cu gaze naturale	0.00	0.00	0.00

2.1.4	Alimentare cu agent termic	0.00	0.00	0.00
2.1.5	RACORD PARC - valoare tarif racordare	746,310.00	141,798.90	888,108.90
2.1.6	Telecomunicatii (telefonie, radio-tv,etc)	0.00	0.00	0.00
2.1.7	Detectie incendiu	0.00	0.00	0.00
2.1.8	Hidranti	0.00	0.00	0.00
2.1.9	Cai ferate industriale	0.00	0.00	0.00
2.1.10	Cheltuieli aferente racordarii la retele de utilitati	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 2	746,310.0	141,798.90	888,108.90
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	20,000.000	3,800.000	23,800.000
3.1.1	Studii de teren	5,000.00	950.00	5,950.000
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.000
3.1.3	Alte studii specifice	15,000.00	2,850.00	17,850.000
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	15,000.0	2,850.00	17,850.00
3.3	Expertizare tehnică	0.0	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.0	0.00	0.00
3.5	Proiectare	40,000.00	7,600.00	47,600.00
3.5.1	Temă de proiectare	5,000.00	950.00	5,950.00
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	15,000.00	2,850.00	17,850.00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	20,000.00	3,800.00	23,800.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	5,000.0	950.00	5,950.00
3.7	Consultanță	55,000.0	10,450.00	65,450.00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	50,000.00	9,500.00	59,500.00
3.7.2.	Auditul financiar	5,000.00	950.00	5,950.00
3.8	Asistență tehnică	0.0	0.00	0.00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigenție de șantier		0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 3	135,000.0	25,650.0	160,650.0
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	40,000.00	7,600.00	47,600.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	338,327.20	64,282.17	402,609.37
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită	3,256,399.30	618,715.87	3,875,115.17

	montaj			
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	1,500.00	285.00	1,785.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 4	3,636,226.50	690,883.0	4,327,109.5
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	0.0	0.00	0.00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	12,622.6	2,398.29	15,020.85
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3,944.55	749.46	4,694.01
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	788.91	149.89	938.80
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0.00	0.00	0.00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	7,889.10	1,498.93	9,388.03
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0.00	0.00	0.00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2,500.00	475.00	2,975.00
	TOTAL CAPITOL 5	15,122.6	2,873.3	17,995.8
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 6	0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL		4,535,259.06	861,699.22	5,396,958.28
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1,127,237.20	214,175.07	1,341,412.27

DEVIZ GENERAL				
al obiectivului de investiții privind cheltuielile eligibile+neeligibil				
Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria - CEF Simeria 850kWp				
Primăria Simeria				
VARIANTA (2)				
Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare	TVA	Valoare
		(fără TVA)		(inclusiv TVA)
		LEI	LEI	LEI
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	1,600.00	304.00	1,904.00

1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1,000.00	190.00	1,190.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 1	2,600.0	494.0	3,094.0
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	746,310.00	141,798.90	888,108.90
2.1.1	Alimentare cu apa	0.00	0.00	0.00
2.1.2	Canalizare	0.00	0.00	0.00
2.1.3	Alimentare cu gaze naturale	0.00	0.00	0.00
2.1.4	Alimentare cu agent termic	0.00	0.00	0.00
2.1.5	RACORD PARC - valoare tarif racordare	746,310.00	141,798.90	888,108.90
2.1.6	Telecomunicatii (telefonie, radio-tv,etc)	0.00	0.00	0.00
2.1.7	Detectie incendiu	0.00	0.00	0.00
2.1.8	Hidranti	0.00	0.00	0.00
2.1.9	Cai ferate industriale	0.00	0.00	0.00
2.1.10	Cheltuieli aferente racordarii la retele de utilitati	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 2	746,310.0	141,798.90	888,108.90
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	20,000.000	3,800.000	23,800.000
3.1.1	Studii de teren	5,000.00	950.00	5,950.000
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.000
3.1.3	Alte studii specifice	15,000.00	2,850.00	17,850.000
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	15,000.0	2,850.00	17,850.00
3.3	Expertizare tehnică	0.0	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.0	0.00	0.00
3.5	Proiectare	40,000.00	7,600.00	47,600.00
3.5.1	Temă de proiectare	5,000.00	950.00	5,950.00
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	15,000.00	2,850.00	17,850.00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	20,000.00	3,800.00	23,800.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	5,000.0	950.00	5,950.00
3.7	Consultanță	55,000.0	10,450.00	65,450.00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	50,000.00	9,500.00	59,500.00
3.7.2.	Auditul financiar	5,000.00	950.00	5,950.00
3.8	Asistență tehnică	0.0	0.00	0.00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00

3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00
3.8.2	Dirigenție de șantier		0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 3	135,000.0	25,650.0	160,650.0
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	40,000.00	7,600.00	47,600.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	359,472.65	68,299.80	427,772.45
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3,594,726.50	682,998.04	4,277,724.54
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotări	1,500.00	285.00	1,785.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 4	3,995,699.15	759,182.8	4,754,882.0
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	0.0	0.00	0.00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	12,622.6	2,398.29	15,020.85
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3,944.55	749.46	4,694.01
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	788.91	149.89	938.80
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0.00	0.00	0.00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	7,889.10	1,498.93	9,388.03
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0.00	0.00	0.00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2,500.00	475.00	2,975.00
	TOTAL CAPITOL 5	15,122.6	2,873.3	17,995.8
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00
6.2	Probe tehnologice și teste	0.00	0.00	0.00
	TOTAL CAPITOL 6	0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL		4,894,731.71	929,999.02	5,824,730.73
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1,148,382.65	218,192.70	1,366,575.35

Devizul obiectului nr. 1

Centrala
Fotovoltaica

Nr. crt.	Denumire	Valoare fara	TVA	Valoare
		TVA	LEI	inclusiv
1	2	3	4	5
Cap. 4 - Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Constructii si instalatii			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.0	0.0	0.0
4.1.2.	Rezistenta	0.0	0.0	0.0
4.1.3.	Arhitectura	0.0	0.0	0.0
4.1.4.	Instalatii	0.0	0.0	0.0
	<i>Electrice</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Sanitare</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Încălzire, ventilare, climatizare, PSI, radio-tv</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Gaze naturale</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Telecomunicații</i>	0.0	0.0	0.0
	Total I - subcap. 4.1	0.0	0.0	0.0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice si functionale	338,327.2	64,282.2	402,609.4
	Total II - subcap. 4.2	338,327.2	64,282.2	402,609.4
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3,256,399.3	6,187,158.7	9,443,558.0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.0	0.0	0.0
4.5	Dotări	0.0	0.0	0.0
4.6	Active necorporale	0.0	0.0	0.0
	Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6	3,256,399.3	6,187,158.7	9,443,558.0
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	3,594,726.5	6,251,440.8	9,846,167.3

Devizul obiectului nr. 2

Supraveghere video si sistem
antiefractie

Nr. crt.	Denumire	Valoare fara	TVA	Valoare
		TVA	TVA	inclusiv
1	2	3	4	5
Cap. 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	0.0		
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.0	0.0	0.0
4.1.2.	Rezistenta	0.0	0.0	0.0
4.1.3.	Arhitectura	0.0	0.0	0.0
4.1.4.	Instalatii	0.0	0.0	0.0
	<i>Electrice</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Sanitare</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Încălzire, ventilare, climatizare, PSI, radio-tv</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Gaze naturale</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Telecomunicații</i>	0.0	0.0	0.0
Total I - subcap. 4.1		0.0	0.0	0.0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice si functionale	0.0	0.0	0.0
Total II - subcap. 4.2		0.0	0.0	0.0
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.0	0.0	0.0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.0	0.0	0.0
4.5	Dotări	1,500.0	285.0	1,785.0
4.6	Active necorporale	0.0	0.0	0.0
Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		1,500.0	285.0	1,785.0
Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)		1,500.0	285.0	1,785.0

Devizul obiectului nr. 3

Imprejurir

e

Nr. ord.	Denumire	Valoare fara TVA	TVA	Valoare inclusiv TVA
		LEI	LEI	LEI
1	2	3	4	5
Cap. 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	40,000.0	7,600.0	47,600.0
4.1.2.	Rezistenta	0.0	0.0	0.0
4.1.3.	Arhitectura	0.0	0.0	0.0
4.1.4.	Instalatii	0.0	0.0	0.0
	<i>Electrice</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Sanitare</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Încălzire, ventilare, climatizare, PSI, radio-tv</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Gaze naturale</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Telecomunicații</i>	0.0	0.0	0.0
	Total I - subcap. 4.1	40,000.0	7,600.0	47,600.0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice si functionale	0.0	0.0	0.0
	Total II - subcap. 4.2	0.0	0.0	0.0
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.0	0.0	0.0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.0	0.0	0.0
4.5	Dotări	0.0	0.0	0.0
4.6	Active necorporale	0.0	0.0	0.0
	Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6	0.0	0.0	0.0
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	40,000.0	7,600.0	47,600.0

Deviz obiect - CENTRALIZATOR

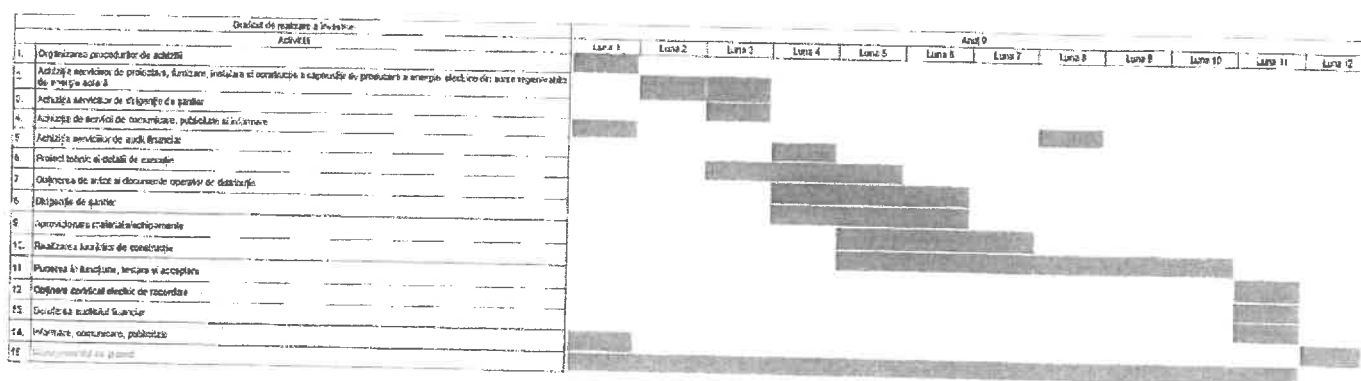
Nr. crt.	Denumire	Valoare fara TVA	TVA	Valoare Inclusiv TVA
		LEI	LEI	LEI
1	2	3.0	4.0	5.0
Cap. 4 - Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	40,000.0	7,600.0	47,600.0
4.1.2.	Rezistenta	0.0	0.0	0.0
4.1.3.	Arhitectura	0.0	0.0	0.0
4.1.4.	Instalatii	0.0	0.0	0.0
	<i>Electrice</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Sanitare</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Încălzire, ventilare, climatizare, PSI, radio-tv</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Gaze naturale</i>	0.0	0.0	0.0
	<i>Telecomunicații</i>	0.0	0.0	0.0
	Total I - subcap. 4.1	40,000.0	7,600.0	47,600.0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice si functionale	338,327.2	64,282.2	402,609.4
	Total II - subcap. 4.2	338,327.2	64,282.2	402,609.4
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3,256,399.3	618,715.9	3,875,115.2
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.0	0.0	0.0
4.5	Dotări	1,500.0	285.0	1,785.0
4.6	Active necorporale	0.0	0.0	0.0
	Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6	3,257,899.3	619,000.9	3,876,900.2
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	3,636,226.50	690,883.0	4,327,109.5

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

Pentru realizarea prezentei investiții au fost elaborate următoarele studii de specialitate:

- **studiu topografic - Anexa 2**
- **studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului - Anexa 3**
- **studiu hidrologic, hidrogeologic: NU ESTE CAZUL**
- **studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice: NU ESTE CAZUL**
- **studiu de trafic și studiu de circulație - Nu se aplică pentru prezenta investiție, având în vedere că proiectul vizează construire capacitate nouă de producere energie electrică din surse regenerabile (energie solară) și nu infrastructură rutieră.**
- **raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauza de utilitate publică - NU ESTE CAZUL**
- **studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisagere - NU ESTE CAZUL**
- **studiu privind valoarea resursei culturale - NU ESTE CAZUL**
- **studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției - NU ESTE CAZUL**

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției



4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e)

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

Investiția ce face obiectul prezentei analize va fi amplasată în Șăulești, Hunedoara.

Analiza necesității promovării acestei investiții s-a realizat ținând cont, în cazul ambelor scenarii identificate, de următoarele aspecte:

- Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție și transport al energiei electrice;
- Durata de viață utilă a investiției poate fi ușor extinsă, dincolo de durata sa de 25 de ani, cu operațiuni sigure;
- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/ calității vieții;
- Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;
- Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;
- Mutarea intervalului de timp al livrării în rețea de electricitate la vârfurile de consum solicitate;
- Oferă rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat de predictibilitate;
- Participarea la diferitele servicii de stabilizare a rețelei pentru Transelectrica Transport și Distribuție (reglare frecvență, voltaj sau rezervă putere);

Scenariile luate în considerare sunt următoarele:

Scenariul nr. 1	Jinko Solar JKM575N-72HL4-V - 580 W x 1478 buc Huawei SUN2000-110KTL-M2, 7x 100 KW Huawei SUN2000-50KTL-M0, 1x 50 KW Sistem monitorizare - 1 buc. Structură metalică de susținere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la rețea – 1 set Lucrări de amenajare parc fotovoltaic – 1 set
------------------------	---

Scenariul nr. 2	Jinko Solar JKM420N-54HL4-V - 420 W - 2023 buc. Huawei SUN2000-110KTL-M2, 7x 110KW Huawei SUN2000-50KTL-M0, 1x 50KW KW Sistem monitorizare - 1 buc. Structură metalică de susținere - 1 ans Echipamente electrice de conexiune - 1 ans Echipamente de conectare la rețea - 1 ans Lucrări de amenajare parc fotovoltaic - 1 set
------------------------	---

Scenariul de referință este reprezentat de:

Scenariul nr. 1	Jinko Solar JKM580N-72HL4-V - 580 W - 1478 buc Huawei SUN2000-100KTL-M2, 8x100 KW Huawei SUN2000-50KTL-M0, 1x 50KW Sistem monitorizare - 1 buc. Structură metalică de susținere – 1 set Echipamente electrice de conexiune – 1 set Echipamente de conectare la rețea – 1 set Lucrări de amenajare parc fotovoltaic – 1 set
------------------------	---

Execuția investiției (a lucrărilor) în scenariul de referință este estimată pe o perioadă de cca. 12 luni.

Perioada de referință din perspectiva analizei proiectului este de 20 ani: 1 an implementare și 19 ani operare.

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

Atât pentru Scenariul 1, cât și pentru Scenariul 2, amplasamentul este același.

Amplasamentul se află într-o zonă ce prezintă un grad minim de risc antropici și naturali.

Zona studiată este încadrată, conform documentelor, în: Extravilan, categoria pășune, care va fi exclus din circuitul agricol.

Din punct de vedere climatic, zona analizată este încadrată în categoria cu potențial solar cuprins între 48,58 - 159,25 kWh/m² acest indicator fiind neschimbat în ultimi 10 ani.

Se vor avea în vedere măsuri speciale pentru creșterea rezistenței componentelor constructive ale proiectelor la schimbările climatice, condiții meteorologice extreme și alte dezastre naturale - pe baza evaluărilor privind influența schimbărilor climatice asupra proiectului de investiții.

Analiza vulnerabilităților cauzate de factorii de risc cuprinde următoarele etape principale:

1. **Identificarea riscurilor** - se va realiza în cadrul ședințelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizaționale, cu privire la resursele umane implicate, precum și riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor va fi actualizată la fiecare ședință lunară.

2. **Evaluarea probabilității de apariție a riscului.** Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție și impactul acestora asupra proiectului.

3. **Identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor:**

<i>Risc</i>	<i>Probabilitate de apariție</i>	<i>Măsuri</i>
Riscuri tehnice		
Potențiale modificări ale soluției tehnice	Scăzut	<ul style="list-style-type: none"> - asistență tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului; - acoperirea cheltuielilor cu eventuala nouă soluție tehnică din sumele cuprinse în cheltuielile diverse și neprevăzute.
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	<ul style="list-style-type: none"> - prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică și financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.); - impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.
Nerespectarea clauzelor contractuale a unor contractanți / subcontractanți	Scăzut	<ul style="list-style-type: none"> - stipularea de garanții de bună execuție și penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante.
Creșterea termenelor de livrare a echipamentelor datorită ofertei limitate de producție și a cererii foarte mari	Ridicat	<ul style="list-style-type: none"> - încheierea de contracte și plasarea de comenzi pentru proiect cât de repede posibil. - urmărirea îndeaproape a statusului comenzilor și păstrarea unei relații strânse cu furnizorii.
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini și responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	<ul style="list-style-type: none"> - stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe de post; - numirea în echipa de proiect a unor persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare; - motivarea personalului cuprins în

		echipa de proiect.
Riscuri financiare si economice		
Capacitatea insuficientă de finanțare și cofinanțare la timp a investiției	Mediu	- alocarea și rezervarea bugetului integral necesar realizării proiectului în bugetul consiliului local.
Creșterea inflației	Scăzut	- realizarea bugetului în funcție de prețurile existente pe piață; - cheltuielile generate de creșterea inflației vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu.
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: - condițiile de climă și temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	- planificare corespunzătoare a lucrărilor; - alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițiile climatice
Riscurile de accidente majore și/ sau dezastre relevante pentru proiectul în cauză, inclusiv cele cauzate de schimbările climatice, conform informațiilor științifice	Mediu	- Alimentarea cu carburanți a utilajelor și mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizându-se distribuție sau prin unități specializate autorizate și tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor - Încheierea de polițe de asigurare de viață.
Riscurile pentru sănătatea umană de exemplu, din cauza contaminării apei sau a poluării atmosferice:	Scăzut	- managementul propus prin proiect privind colectarea și evacuarea apelor uzate menajere generate în timpul realizării proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice având verificarea periodică stabilită prin lege la zi, repararea acestora în unități service specializate și întreținerea acestora în condiții optime de funcționare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisă de legislația în vigoare conduc la un risc minor.
Riscuri politice: - schimbarea conducerii companiei	Scăzut	- proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii.

Pentru acest obiectiv de investiții, la aceasta dată, nu au fost identificate riscuri majore care ar putea interfera cu realizarea acestuia.

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

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

- **Necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz :** în urma analizării situației din teren s-a constatat că nu sunt necesare relocări/protejări de utilități.
- **Soluții pentru asigurarea utilităților necesare:** nu este cazul
- **Analiza de consum: Anexa 1**

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a. impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Impact social

Din punct de vedere al impactului social, investiția vizată va contribui la diversificarea activităților desfășurate în zona vizată, respectiv de producere a energiei electrice. De asemenea se vor crea noi locuri de muncă (dupa caz), proiectul contribuind la dezvoltarea economiei locale.

Impactul social al proiectului este unul crescut, lucrările având efect imediat nu numai pentru locuitorii din Simeria, dar și pentru toți locuitorii din județul Hunedoara și cei din afara acestuia, respectiv persoanele care tranzitează zona, prin reducerea poluării și îmbunătățirea considerabilă a calității energiei electrice.

Prin prezentul proiect se dorește, pe de o parte, scăderea impactului asupra mediului pe care primăria Simeria îl are, la nivel național, iar pe de altă parte optimizarea performanțelor financiare.

Egalitate de șanse

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

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul U.A.T Simeria, în conformitate cu prevederile regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea companiei.

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

De asemenea, U.A.T Simeria va impune tuturor părților implicate în realizarea proiectului respectarea legislației în vigoare și a bunelor practici în domeniul egalității de șanse.

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

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

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

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact negativ minimal, terenul pe care se va instala centrala fotovoltaică având în prezent destinație pășune. La terminarea duratei de viață a prezentului proiect, terenul se poate elibera de orice construcție, fără a avea un impact asupra terenului.

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

Nu este cazul.

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

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat o creștere bruscă a prețurilor energiei la nivel mondial, în special la nivelul Uniunii Europene.

Reiterând cele menționate în capitolele anterioare, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, dar totuși, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Creșterea înregistrată în 2021 a fost total inedită. Prețurile importurilor de energie, deși destul de volatile, nu s-au modificat în trecut cu mai mult de aproximativ 30% pe an, în timp ce între decembrie 2020 și decembrie 2021 importurile de energie au costat cu mai mult decât dublu față de anul precedent.

Agresiunea militară a Rusiei împotriva Ucrainei, care a început la 24 februarie 2022, a perturbat și mai mult piețele energiei, sporind presiunea asupra prețurilor, în special a gazelor și petrolului, generând preocupări cu privire la securitatea aprovizionării cu energie în UE.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

Așadar prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, se urmărește creșterea performanțelor financiare ale primăriei Simeria, cât și reducerea impactului asupra mediului.

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

Metodologie

Analiza financiară s-a realizat pe baza ghidurilor, normelor și reglementărilor în vigoare la nivel național, conformându-se de asemenea, și cu recomandările Comisiei Europene privind acest tip de analiză.

Conform Regulamentului de Punere în Aplicare 2015/2017 al Comisiei Europene, Analiza Cost - Beneficiu la nivelul studiului de fezabilitate este realizată cu scopul de a evalua avantajele și dezavantajele economice ale scenariilor tehnico - economice pentru realizarea obiectivului de investiții "Centrală fotovoltaică în amplasamentul U.A.T Simeria" și pentru a oferi fundamentare deciziei de a finanța proiectul în cauză. Rentabilitatea economică a proiectului este evaluată prin cuantificarea beneficiilor și a costurilor economice ale implementării proiectului respectiv în comparație cu un scenariu alternativ în care proiectul investițional nu se realizează.

Această analiză se efectuează prin compararea veniturilor și a cheltuielilor aferente proiectului investițional. Pentru a compara veniturile și cheltuielile (respectiv beneficiile și costurile) care se realizează în perioade diferite de timp, se utilizează indicatorii Valoarea Actualizată Netă și Rata Internă de Rentabilitate.

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

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

Unde:

- i - reprezintă anul în care se realizează fluxul financiar
- F_i - reprezintă elementul de flux financiar din anul " i ", (veniturile au semnul "+", iar cheltuielile "-")
- r - rata de actualizare

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

Perioada de referință pentru analiza financiară este de 20 ani, fiind astfel în conformitate cu Ghidul Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, unde este recomandată o perioadă de referință de 15-25 de ani pentru proiectele în domeniul energiei.

Se consideră că proiectul se implementează în anul 0 (înainte de PIF).

În perioada de implementare se suportă costurile investiționale, iar în perioada de exploatare se încasează veniturile/beneficiile economice și se suportă costurile operaționale. Compoziția tipurilor de beneficii și costuri variază în funcție de tipul de analiză.

Unul dintre principiile de bază ale Analizei Cost-Beneficiu este că analiza trebuie să fie incrementală. Acest lucru înseamnă că sunt relevante pentru analiză doar beneficiile și costurile strict legate de proiectul investițional, care nu s-ar fi materializat în scenariul în care proiectul investițional nu are loc. Orice cheltuială sau venit suportat în toate scenariile analizate sunt excluse din analiză.

Teoretic, cheltuielile trebuie să includă costurile de oportunitate - adică să ia în calcul faptul că, în cazul realizării proiectului investițional, fondurile respective nu mai pot fi cheltuite pentru alte proiecte care ar putea aduce beneficii la rândul lor. Respectarea acestui principiu este, însă, asigurată de autoritatea care acordă finanțarea în momentul în care aceasta compară diferite propuneri de proiect depuse și o alege pe cea cu beneficiul net maxim.

Scopul analizei financiare este de a determina rentabilitatea financiară a proiectului, profitabilitatea lui pentru beneficiar, sustenabilitatea financiară a proiectului, precum ideea detalierei fluxurilor financiare care stau la baza costurilor și a beneficiilor socio-economice.

Analiza financiară este efectuată din punctul de vedere al beneficiarului proiectului, care este în același timp și proprietar, și operator al activelor rezultante din acest proiect. Prin urmare, nu este cazul unei analize financiare consolidate.

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

Costurile financiare ale scenariilor

Costurile financiare sunt formate din costuri de investiție și costuri de exploatare și mentenanță. Costurile de investiție, prezentate în cadrul Capitolului 3, sunt reiterate, sintetizat, în următorul tabel:

Scenariu	Cost EURO	Cost RON
OTE1	911.536,57	4.535.259,06
OTE2	983.786,57	4.894.731,71

Din punct de vedere al costurilor de operare și mentenanță, necesarul pentru acestea au fost estimate în capitolele anterioare.

Pentru centralele fotovoltaice, acestea includ mentenanță periodică (preventivă) ce constă în verificarea legăturilor electrice, verificarea integrității modulelor PV, testare cu camere cu termoviziune (selectiv, conform standardelor de exploatare), curățarea periodică a modulelor PV etc., respectiv mentenanță corectivă, dacă un echipament se defectează, în funcție de natura acestuia, se oprește doar o parte a instalației(eg. în cazul defectării unui invertor, doar acesta se izolează, restul sistemului producând în continuare). Acestea sunt prezentate, sintetizat, în următorul tabel:

Scenariu	Cost EURO/An	Cost RON/An
OTE1	8442,1	42.002,82
OTE2	11.838,84	58.902,96

Veniturile financiare ale scenariilor

În urma implementării proiectului, efectul pozitiv al acestuia este reprezentat de obținerea unor venituri financiare. Așa cum a fost prezentat anterior, prin realizarea investiției sunt așteptate obținerea unor venituri financiare pentru U.A.T Simeria, prin reducerea cantității de energie electrică absorbită din SEN.

Pentru acest studiu s-a considerat un preț mediu al energiei electrice de 111,41 euro/MWh (549,52 lei/MWh); acesta fiind prețul mediu de pe PZU din anul 2021, conform raportului OPCOM.

Ținând cont de producția de energie electrică estimată a se realiza, se preconizează că se vor obține următoarele beneficii, anual, prin implementarea proiectului, prezentate în Tabelul următor:

Scenariu	Beneficii EURO	Beneficii RON
OTE1	109.168,25	543.155,71
OTE2	109.168,25	543.155,71

Indicatorii financiari ai scenariilor

După compararea costurilor totale de investiție, costurilor totale de operare și a beneficiilor totale, următoarea etapă a analizei financiare constă în calcularea indicatorilor rentabilității financiare a capitalului investit și a sustenabilității financiare a fondurilor din cadrul proiectelor.

Pentru evaluarea indicatorilor financiari s-au folosit următoarele ipoteze de calcul:

- TVA-ul aferent investiției nu a fost luat în calcul;
- Rata de actualizare pentru scenariul în care investiția se realizează cu atragerea finanțării nerambursabile în cuantum de 100% din valoarea cheltuielilor eligibile, a fost considerată ca fiind 4%/an;
- Rata de schimb valutar - 4,9754 RON/EUR (curs Ghid).
- A fost considerată o rată de creștere a prețului energiei electrice de 5%/an, valoare optimistă în contextul evoluției recente a pieței de energie electrică. De exemplu: 271,29 lei/MWh (aprox. 54 Euro/MWh) în Ianuarie 2021 versus 949,40 lei/MWh (aprox. 190 Euro/MWh) în Ianuarie 2022 (Raport OPCOM PZU).

Indicatorii financiari ai investiției sunt calculați pe baza următoarelor elemente:

- Costul investiției
- Rata de actualizare
- Perioada de referință
- Prețuri utilizate
- Venituri și cheltuieli.

Pentru calcularea indicatorilor financiari ai capitalului au fost luate în considerare fluxurile financiare de venituri și cheltuieli.

Rezultatele analizelor tehnico-economice sunt prezentate în Euro pentru OTE1

Ani	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Anul în DNF	0	1	2	3	4	5
Costul de investiție - C _i (EUR)	-911,536.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{o_{an}} (EUR/an)	0.00	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32
Beneficii anuale brut - B. _i (EUR/an)	0.00	109,168.25	114,626.66	120,357.99	126,375.89	132,694.69
Venit Anual - V ^{**} (EUR/an)	-911,536.57	107,909.93	113,368.34	119,099.67	125,117.57	131,436.37
Cashflow cumulat	-911,536.57	-802,368.32	-687,741.66	-567,383.66	-441,007.77	-308,313.08

Break even point	-100.00%	-88.02%	-75.45%	-62.24%	-48.38%	-33.82%
Factor de actualizare - F ^m	1.00	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82
Venit Actualizat Net Anual - VAN _a [EUR/an]	-911,536.57	103,759.55	104,815.40	105,879.18	106,951.03	108,031.11
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c (EUR)	-911,536.57	-807,777.02	-702,961.62	-597,082.44	-490,131.41	-382,100.30
Cheltuielă Actualizată Anuală - CTA _a (EUR/an)	-911,536.57	1209.92	1163.39	1118.64	1075.62	1034.25

Ani	2030	2031	2032	2033	2034	2035
AnuldinDNF	6	7	8	9	10	11
Costul de investiție - C ₁ (EUR)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{o&M} (EUR/an)	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32
Beneficii anuale brut- B _a (EUR/an)	139,329.42	146,295.90	153,610.69	161,291.22	169,355.79	177,823.57
Venit Anual - V ^{**} [EUR/an]	138,071.10	145,037.58	152,352.37	160,032.90	168,097.47	176,565.25
Cashflow cumulat	-168,983.66	-22,687.76	130,922.93	292,214.15	461,569.94	639,393.51
Break even point	-18.54%	-2.49%	14.36%	32.06%	50.64%	70.14%
Factor de actualizare - F ^m	0.79	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65
Venit Actualizat Net Anual - VAN _a [EUR/an]	109,119.60	110,216.64	111,322.38	112,437.00	113,560.62	114,693.42
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c (EUR)	-272,980.70	-162,764.06	-51,441.68	60,995.32	174,555.94	289,249.36
Cheltuielă Actualizată Anuală - CTA _a (EUR/an)	994.47	956.22	919.44	884.08	850.08	817.38

An	2036	2037	2038	2039	2040	2041
AnuldinDNF	12	13	14	15	16	17
Costul de investiție - C ₁ (EUR)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{o&M} (EUR/an)	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32
Beneficii anuale brut- B _a (EUR/an)	186,714.75	196,050.49	205,853.02	216,145.67	226,952.95	238,300.60
Venit Anual - V ^{**} [EUR/an]	185,456.43	194,792.17	204,594.70	214,887.35	225,694.63	237,042.28
Cashflow cumulat	826,108.27	1,022,158.76	1,228,011.77	1,444,157.44	1,671,110.39	1,909,410.99

Break even point	90.63%	112.14%	134.72%	158.43%	183.33%	209.47%
Factor de actualizare - F ^{'''}	0.62	0.60	0.58	0.56	0.53	0.51
Venit Actualizat Net Anual - VAN _a [EUR/an]	115,835.54	116,987.13	118,148.34	119,319.32	120,500.21	121,691.16
Venit Actualizat Net Cumulat - VANc (EUR)	405,084.91	522,072.04	640,220.37	759,539.69	880,039.90	1,001,731.06
Cheftuială Actualizată Anuală - CTA _a (EUR/an)	785.94	755.71	726.65	698.70	671.83	645.99

Ani	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Anul din DNF	18	19	20	-	-	-
Costul de investiție - C ₁ (EUR)	0.00	0.00	0.00	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{o&u} (EUR/an)	1,258.32	1,258.32	1,258.32	-	-	-
Beneficii anuale brut- B _a (EUR/an)	250,215.63	262,726.41	275,862.73	-	-	-
Venit Anual - V ^{**} [EUR/an]	248,957.31	261,468.09	274,604.41	-	-	-
Cashflow cumulat	2,159,626.61	2,422,353.02	2,698,215.75	-	-	-
Break even point	236.92%	265.74%	296.01%	-	-	-
Factor de actualizare - F ^{'''}	0.49	0.47	0.46	-	-	-
Venit Actualizat Net Anual - VAN _a [EUR/an]	122,892.33	124,103.85	125,325.87	-	-	-
Venit Actualizat Net Cumulat - VANc (EUR)	1,124,623.39	1,248,727.24	1,374,053.10	-	-	-
Cheftuială Actualizată Anuală - CTA _a (EUR/an)	621.14	597.25	574.28	-	-	-

Rezultatele analizelor tehnico-economice sunt prezentate în Euro pentru OTE2

Ani	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Anul din DNF	0	1	2	3	4	5
Costul de investiție - C ₁ (EUR)	-983,786.57	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{o&u} (EUR/an)	0.00	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32
Beneficii anuale brut- B _a (EUR/an)	0.00	103,413.50	108,584.17	114,013.38	119,714.05	125,699.75
Venit Anual - V ^{**} [EUR/an]	-983,786.57	102,155.18	107,325.85	112,755.06	118,455.73	124,441.43

Cashflow cumulat	-983,786.57	-880,373.07	-771,788.90	-657,775.52	-538,061.47	-412,361.71
Break even point	-100.00%	-89.49%	-78.45%	-66.86%	-54.69%	-41.92%
Factor de actualizare - Fⁿ	1.00	0.96	0.92	0.89	0.85	0.82
Venit Actualizat Net Anual - VAN_o [EUR/an]	-983,786.57	98,226.13	99,228.78	100,238.84	101,256.46	102,281.79
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN_c (EUR)	-983,786.57	-885,560.44	-786,331.65	-686,092.81	-584,836.36	-482,554.57
Cheltuială Actualizată Anuală - CTA_u (EUR/an)	-983,786.57	1209.92	1163.39	1118.64	1075.62	1034.25

Ani	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Anul din DNF	6	7	8	9	10	11
Costul de investiție - C₁ (EUR)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costurile anuale de operare și exploatare - C_{o&u} (EUR/an)	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32
Beneficii anuale brut - B_o (EUR/an)	131,984.74	138,583.98	145,513.18	152,788.84	160,428.28	168,449.69
Venit Anual - V^{**} [EUR/an]	130,726.42	137,325.66	144,254.86	151,530.52	159,169.96	167,191.37
Cashflow cumulat	-280,376.97	-141,792.99	3,720.18	156,509.02	316,937.30	485,386.99
Break even point	-28.50%	-14.41%	0.38%	15.91%	32.22%	49.34%
Factor de actualizare - Fⁿ	0.79	0.76	0.73	0.70	0.68	0.65
Venit Actualizat Net Anual - VAN_o [EUR/an]	103,314.99	104,356.21	105,405.61	106,463.33	107,529.52	108,604.33
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN_c (EUR)	-379,239.58	-274,883.37	-169,477.76	-63,014.43	44,515.09	153,119.42
Cheltuială Actualizată Anuală - CTA_u (EUR/an)	994.47	956.22	919.44	884.08	850.08	817.38

Ani	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Anul din DNF	12	13	14	15	16	17
Costul de investiție - C₁ (EUR)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costurile anuale de operare și exploatare - C_{o&u} (EUR/an)	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32	1,258.32
Beneficii anuale brut - B_o (EUR/an)	176,872.18	185,715.78	195,001.57	204,751.65	214,989.24	225,738.70
Venit Anual - V^{**} [EUR/an]	175,613.86	184,457.46	193,743.25	203,493.33	213,730.92	224,480.38

Cashflow cumulat	662,259.16	847,974.95	1,042,976.52	1,247,728.17	1,462,717.41	1,688,456.11
Break even point	67.32%	86.20%	106.02%	126.83%	148.68%	171.63%
Factor de actualizare - F ^{'''}	0.62	0.60	0.58	0.56	0.53	0.51
Venit Actualizat Net Anual - VAN _a [EUR/an]	109,687.90	110,780.37	111,881.90	112,992.62	114,112.68	115,242.22
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c (EUR)	262,807.32	373,587.69	485,469.59	598,462.21	712,574.90	827,817.12
Cheltuială Actualizată Anuală - CTA _{a,u} (EUR/an)	785.94	755.71	726.65	698.70	671.83	645.99

Ani	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Anul din DNF	0.00	0.00	0.00	-	-	-
Costul de investiție - C _i (EUR)	1,258.32	1,258.32	1,258.32	-	-	-
Costurile anuale de operare și exploatare - C _{o&m} (EUR/an)	237,025.63	248,876.91	261,320.76	-	-	-
Beneficii anuale brut - B _a (EUR/an)	235,767.31	247,618.59	260,062.44	-	-	-
Venit Anual - V ^{••} [EUR/an]	1,925,481.74	2,174,358.65	2,435,679.41	-	-	-
Cashflow cumulat	195.72%	221.02%	247.58%	-	-	-
Break even point	0.49	0.47	0.46	-	-	-
Factor de actualizare - F ^{'''}	116,381.38	117,530.29	118,689.10	-	-	-
Venit Actualizat Net Anual - VAN _a [EUR/an]	944,198.49	1,061,728.78	1,180,417.88	-	-	-
Venit Actualizat Net Cumulat - VAN _c (EUR)	621.14	597.25	574.28	-	-	-
Cheltuială Actualizată Anuală - CTA _{a,u} (EUR/an)	0.00	0.00	0.00	-	-	-

După cum se poate observa din valorile obținute, sunt obținuți indicatori care arată rentabilitatea investiției pentru toate scenariile avute în vedere.

Se constată faptul că scenariul tehnico-economic 1 este cel mai atractiv din punct de vedere financiar.

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

Venitul Actualizat Net (Net Present Value) se folosește pentru aprecierea proiectelor de investiții și exprimă valoarea actualizată a fluxului de numerar generat de proiectul în cauză, determinat ca diferența dintre valoarea actualizată a veniturilor și valoarea actualizată a cheltuielilor. Criteriul de acceptanță constă în obținerea unei valori strict pozitive a VAN(NPV) pe durata de studiu considerată.

VAN(NPV) constituie un indicator fundamental pentru evaluarea economică și financiară a proiectelor de investiții și, prin conținutul său, caracterizează în valoare absolută aportul de avantaj economic al acestora.

Relația de determinare a VAN(NPV) este:

$$VAN = -C_1 + \sum_{i=1}^n \frac{VA_i - CA_i}{(1+r)^i}$$

Unde:

- C_1 [EUR] - costul total al investiției;
- VA_i [EUR] - venitul anual în anul i ;
- CA_i [EUR] - cheltuiala anuală de exploatare, în anul i ;
- r [%/an] - rata de actualizare

Rata Internă de Rentabilitate (Internal Rate of Return) exprimă rata de actualizare pentru care veniturile brute totale actualizate sunt egale cu costurile totale actualizate, ambii indicatori fiind determinați pentru întreaga durată de studiu. Altfel spus, RIR(IRR) este acea rată de actualizare pentru care VAN(NPV) este nul.

VAN(NPV) și RIR(IRR) sunt utilizați concomitent pentru a conduce la o mai bună decizie de realizare a investiției, întrucât RIR(IRR) este un indicator de eficiență, de calitate, pe când VAN(NPV) este un indicator al valorii, al amplitudinii unei investiții.

Valoarea RIR(IRR) se determină utilizând relația:

$$VAN = 0 = -C_1 + \sum_{i=1}^n \frac{VA_i - CA_i}{(1+RIR)^i}$$

Termenul Brut de Recuperare a Investiției (Simple Payback Period) exprimă perioada de timp în care se recuperează investiția din venitul net obținut în urma realizării acesteia. TRB(SPP) este un indicator de minim economic ce se determină folosind relația:

$$TRB = \frac{C_1}{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{V_i}{(1+r)^i}}{n}}$$

Analiza Cost-Beneficiu (Cost-Benefit Analysis) se concentrează de asemenea pe eficiența economică a unui proiect și are la bază, ca și VAN(NPV), principiul de actualizare a costurilor și beneficiilor. Pentru a fi considerat fezabil din punct de vedere economic, conform acestui criteriu de analiză, un proiect trebuie să aibă coeficientul cost-beneficiu $ACB > 1$. Coeficientul cost - beneficiu indică randamentul financiar total, sau beneficiile generate de o unitate de investiții sau costuri și se determină cu ajutorul relației:

$$ACB = \frac{\sum_{i=1}^n V_{actualizat}}{\sum_{i=1}^n C_{actualizat}}$$

		OTE1	OTE2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	EUR	-928.637,55	-1.000.887,55
Venitul Actualizat Net - VAN	EUR	2.673.049,35	2.410.513,01
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	14,927%	13,036%
Perioada Brută de recuperare a investiției - TRB	am	7,98	9,09
Analiza cost-beneficiu - ACB	-	2,46	2,16

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

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

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

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

Tehnicile de abordare a riscurilor se împart în următoarele categorii:

- **Evitarea riscului** - presupune înlăturarea totală a riscului din cadrul proiectului/investiției și poate însemna chiar renunțarea la executarea proiectului/investiției.
- **Reducerea riscului** - presupune diminuarea probabilității, a impactului sau a ambelor elemente și este o strategie importantă ce poate fi rentabilă dacă se compară cu anumite costuri pe care le-ar cauza riscurile probabile a se materializa.
- **Transferarea riscului** - Asigurarea este un mijloc de transferare a impactului financiar pe care îl are materializarea unui risc.
- **Planurile pentru situații neprevăzute** - se referă la identificarea unor opțiuni alternative care să prevadă strategii acceptabile menite să contribuie la recuperarea unor eventuale pierderi.
- **Acceptarea riscului** - presupune situația în care, în momentul respectiv, nu trebuie sau nu poate fi făcut nimic, dar trebuie reanalizată situația, în timp, pe parcursul execuției proiectului/investiției.

Analiza calitativă a riscurilor presupune încadrarea acestora într-un tabel, după probabilitate și impact, după cum urmează a fi prezentat.

Urmărind tabelul de mai jos, o atenție deosebită trebuie acordată riscurilor care apar în cadranele riscurilor cu impact mare.

Evaluarea riscurilor presupune identificarea factorilor de risc identificați anterior prin două elemente:

- P - probabilitatea apariției (sau a manifestării);
- I - impactul (sau efectul) asupra proiectului/investiției.

<p align="center"><u>Impact mare - probabilitate mica</u></p> <p>Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă.</p> <p>Lipsa de lichidități în momente cheie.</p> <p>Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor.</p>	<p align="center"><u>Impact mare - probabilitate mare</u></p> <p>Neîncadrarea antreprenorilor generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumului financiar stipulat în contractul de furnizare/execuție.</p> <p>Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.</p>
<p align="center"><u>Impact mic - probabilitate mica</u></p> <p>Slaba cooperare și colaborare între entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare.</p>	<p align="center"><u>Impact mic - probabilitate mare</u></p> <p>Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute.</p>

Aceste elemente se estimează pe baza unei scale cu gradații (de la 1 [minim] la 5 [maxim]), elaborându-se astfel "Registrul de Risc" al proiectului. Atât la probabilitate, cât și la impact, gradul 1 reprezintă probabilitate și impact foarte mici, iar gradul 5 reprezintă probabilitate și impact foarte mari. Mai jos este redată o evaluare și ierarhizare preliminară a riscurilor, ce pot apărea pe parcursul implementării proiectului/investiției:

Nr. crt.	Factor de risc identificat	Evaluarea riscului		
		P	I	VR
1.	Neîncadrarea antreprenorilor generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumului financiar stipulat în contractul de furnizare/execuție	4	5	20
2.	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	4	2	8
3.	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	5	5	25
4.	Modificarea legislației în ceea ce privește cadrul legal aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă.	3	4	12
5.	Slaba cooperare și colaborare între entitățile implicate în implementarea proiectului/investiției și în procesul de implementare	2	3	6
6.	Lipsa de lichidități în momente cheie	2	5	10
7.	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră,	1	4	4

înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor.			
---	--	--	--

VR reprezintă valoarea riscului și se calculează conform formulei:

$$VR = P \cdot I$$

Strategii de abordare a riscurilor identificate

În urma stabilirii valorii riscului, în tabelul de mai jos sunt centralizate strategiile de abordare a riscurilor globale care pot afecta implementarea în condiții optime a proiectului. Astfel, se construiește o matrice de control sau management al riscurilor:

Nr. crt.	Risc	Tehnici de control	Măsuri de management al riscurilor
1.	Neîncadrarea antreprenorilor generali din culpa lor, în graficul de timp aprobat și în cuantumul financiar stipulat în contractul de furnizare/ execuție	Transferul riscului	Prevederea în contract a unor penalități importante pentru depășirea termenelor de livrare/ execuție, împreună cu luarea în considerare a unor marje de timp în planificare.
2.	Apariția de cheltuieli neeligibile neprevăzute	Reducerea riscului	Includerea în bugetul de investiții al societății, a unor sume pentru cheltuieli neprevăzute
3.	Întârzieri în procesul de verificare a cererilor de rambursare sau în rambursarea banilor aferenți acestor cereri.	Planuri pentru situații neprevăzute	În această situație, beneficiarul va identifica din timp resursele financiare pentru acoperirea necesarului de finanțare până la efectuarea rambursărilor, prin realizarea unei prognoze de cash-flow a investiției sau va recurge la mecanismul cererilor de plată sau prefinanțare, în conformitate cu prevederile fiecărui program de finanțare. Conform celor prezentate în analiza cost-beneficiu, pe toată afacerea în varianta cu proiect, rezultă o situație foarte bună a societății din perspectiva resurselor financiare.
4.	Modificarea legislației în ceea	Reducerea	Asigurarea prin graficul de

	ce privește cadrul legal aplicabil proiectelor cu finanțare nerambursabilă.	riscului	execuție a proiectului/investiției de suficiente resurse de timp pentru adaptarea/conformarea proiectului cu noile prevederi normative
5.	Slaba cooperare și colaborare între entitățile implicate în implementarea proiectului/ investiției și în procesul de implementare	Reducerea riscului	Evaluarea factorilor motivaționali; Furnizarea unor definiții clare a rolurilor în contextul implementării proiectului în cadrul unui program de finanțare; Stabilirea unor linii eficiente și concentrate de comunicare; Minimizarea birocrăției; Asigurarea accesibilității informației.
6.	Lipsa de lichidități în momente cheie	Planuri pentru situații neprevăzute	Realizarea unui cash - flow al proiectului din momentul în care sunt semnate contractele cu furnizorii principali pentru a ține sub control plățile pentru proiect și încasările din fonduri nerambursabile aferente acestuia.
7	Riscuri privind fenomene extreme de tip forță majoră, înregistrate la beneficiar, indiferent de voința sau controlul acestuia (incendiu, inundație, cutremur, fenomene sociale, sabotaj etc.) și care pot întrerupe activitatea de implementare a echipamentelor.	Planuri pentru situații neprevăzute	Previzionarea execuției pe fiecare perioadă de timp cu o rezervă operațională realistă și care permite asigurarea unui interval de timp suficient, astfel încât, în cazul apariției unor fenomene de tip forță majoră, să asigure un interval suficient pentru eliminarea efectelor acestora și continuarea lucrărilor/execuției fără afectarea în mod semnificativ a graficului de implementare a proiectului/investiției

În procesul de evaluare a riscurilor, o primă etapă importantă este și analiza de sensibilitate a investiției, în afară de analiza riscurilor.

Astfel cum a fost amintit mai sus, analiza de sensibilitate permite determinarea variabilelor sau parametrilor „critici” ai modelului. Aceste variabile sunt cele ale căror variații, pozitive sau negative, au cel mai puternic impact asupra performanței financiare sau economice a proiectului. Analiza se efectuează prin modificarea(fluctuarea) unui element și determinarea efectului schimbării respective asupra IRR sau VAN.

Analiza de sensibilitate elaborată pentru prezenta investiție avută în vedere de către beneficiar a arătat faptul că rezultatele proiectului pot fi puternic influențate pozitiv de evoluția prețului cu energia electrică, iar evoluția CAPEX-ului are o influență negativă moderată.

5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(ă) optim(ă) recomandată

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

În vederea realizării investiției au fost propuse 2 opțiuni tehnico - economice de realizare a investiției, respectiv:

OTE 1	
Panouri Fotovoltaice	1478 buc.xJinko Solar JKM580N-72HL4-BDV
Invertoare	8 buc.xHuawei SUN2000-100KTL-M2 1 buc.xHuawei SUN2000-50KTL-M0
Structură Metalică de Susținere	1 ans*
Echipamente de Monitorizare	1 ans
Conectică AC/DC (tablouri electrice, cabluri, conectori terminali, pat cablu, etc.)	1 ans
Priză de Pământ	1 ans

*ans - ansamblu

OTE 2	
Panouri Fotovoltaice	2023 buc.xJinko Solar JKM420N-54HL4-V
Invertoare	7xHuawei SUN2000-110KTL-M2 1xHuawei SUN2000-50KTL-M0
Structură Metalică de Susținere	1 ans
Echipamente de Monitorizare	1 ans
Conectică AC/DC (tablouri electrice, cabluri, conectori terminali, pat cablu, etc.)	1 ans
Priză de Pământ	1 ans

*ans - ansamblu

Costurile de investiție ale scenariilor

Scenariu	Cost EURO	Cost RON
OTE1	911.536,57	4.535.259,06
OTE2	983.786,57	4.894.731,71

Costurile de operare și mentenanță ale scenariilor

Scenariu	Cost EURO/An	Cost RON/An
OTE1	8442,1	42.002,82
OTE2	11.838,84	58.902,96

Beneficii obținute pe an în urma implementării proiectului

Scenariu	Beneficii EURO	Beneficii RON
OTE1	109.168,25	543.155,71
OTE2	109.168,25	543.155,71

Rezultatul analizei cost-beneficiu

		OTE1	OTE2
Cheltuielile Totale Actualizate - CTA	EUR	-928.637,55	-1.000.887,55
Venitul Actualizat Net - VAN	EUR	2.673.049,35	2.410.513,01
Rata Internă de Rentabilitate - RIR	%/an	14,927%	13,036%
Perioada Brută de recuperare a investiției - TRB	am	7,98	9,09
Analiza cost-beneficiu - ACB	-	2,46	2,16

SCENARIUL NR. 1

Avantajele scenariului:

- Timp de execuție mai mic
- Structura metalică de susținere mai redusă cantitativ și valoric
- Costuri de mentenanță mai mici
- Productivitate mai bună datorită panourilor fotovoltaice mai performante
- Valoare de investiție mai mică

Dezavantajele scenariului:

- Riscul deconectării unui număr mai mare de panouri în cazul unei avarii la unul dintre invertoare
- Termen de livrare mai mare
- Termen de înlocuire a echipamentului de peste 5 zile (în perioada de garanție)

SCENARIUL Nr. 2

Avantajele scenariului:

- Pierderi mai mici în condițiile de avariere a unui invertor .
- Termen de livrare rapidă
- Termen rapid de înlocuire în caz de defect

Dezavantajele scenariului:

- Timp de execuție mai mare
- Necesarul de structură metalică de susținere mai mare cantitativ
- Costuri de achiziție și mentenanță mai mari
- Productivitate mai scăzută
- Valoare de investiție mai mare

Riscurile și strategiile de abordare prevăzute în capitolul 4.9 sunt aplicabile în aceeași măsură pentru ambele scenarii tehnico-economice, așadar nu reprezintă un factor de comparație/analiză.

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

Din analizele realizate, din punct de vedere economico - financiar, OTE1 este considerat optim spre a fi implementat.

Analiza de sensibilitate relevă același aspect, prin faptul că OTE1 a rămas cel mai atractiv, în toate situațiile de variabilitate analizate.

OTE1 constituie în dezvoltarea unei centrale fotovoltaice cu o putere instalată de 0,85 MWp utilizând module PV Monocristaline cu o putere nominală de 575 Wp (1478 bucăți) și invertoare trifazate cu o putere nominală de 110 KW și 50 KW (7 bucăți 110 KW & 1 bucată 50KW).

Descrierea soluției tehnice a fost realizată în cadrul Capitolului 3.2.

Panourile fotovoltaice vor fi așezate pe o structură metalică prefabricată, special proiectată pentru instalații fotovoltaice, respectându-se azimutul și structura amplasamentului pe care va fi instalată, precum și cerințele în legătură cu greutatea

ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici - vânt, zăpadă, chiciură.

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

a. obținerea și amenajarea terenului

Nu este cazul. Amplasamentul este în proprietatea Beneficiarului.

b. asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Racordul la SEN al obiectivului se va realiza în baza studiului de soluție obținut de la operatorul de distribuție.

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

Sistemul fotovoltaic va fi alcătuit din CEF U.A.T Simeria cu o putere instalată de 0,85 MWp. CEF U.A.T Simeria va avea un număr de 1478 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2278 x 1134 x 35 mm și o greutate de aproximativ 31 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 580 Wp, cu un randament nominal de 22,45%.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere totală instalată de 850 kWp, (9 bucăți, cu o putere instalată de 8 x 100KW, 1 x 50KW), cu un randament minim de 98,5% STC.

Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

- Curent continuu - se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.
- Curent alternativ - se propun cabluri de cupru, armate, care se vor poza în canale de cabluri;
- Cabluri de comunicație - se propun cabluri de tip SF/FTP.

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertoare.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (17/2011, IRE-lp 30/2004).

d. probe tehnologice și teste

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din Centrala Fotovoltaică de 0,85 MWp

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, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general**

Valoarea totală a obiectivului de investiții, fără TVA este de 911.536,57 EUR, respectiv 4.535.259,06 RON. Valoarea cu TVA inclus este de 1.084.728,52 EUR, respectiv 5.396.958,28 RON.

Prin Fondul de modernizare (FDM) se solicită un sprijin financiar în valoare de 911.536,57 Euro.

Extras din Ghidul specific Fondul de Modernizare - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei:

”Pentru proiectele finanțate în temeiul principiului „primul venit, primul evaluat și contractat, cu respectarea condițiilor din ghid”, grantul acordat din bugetul FM acoperă 100% din cheltuielile eligibile prevăzute în Anexa 4 la prezentul ghid. Cheltuielile neeligibile, inclusiv cele care intervin prin depășirea plafoanelor privind valoarea grantului solicitat per MW instalat, sunt în sarcina beneficiarului.

Cheltuielile eligibile sunt reprezentate de costurile de investiție, astfel cum sunt prevăzute în Anexa 4. Costurile de operare nu sunt eligibile.

TVA-ul eligibil este cel aferent cheltuielilor care se încadrează în plafoanele aferente fiecărei tehnologii menționate în ghid.

Pentru evitarea riscurilor unor practici neconcurențiale (înțelegeri de cartel), valoarea grantului solicitat pe MW instalat se va încadra în următoarele plafoane maxime[1]:

Energie solară:

1.100.000 Euro/MW fără TVA .”

Categoriile cheltuieli	Subcategoriile cheltuieli	Eligibile
Cheltuieli cu auditul achiziționat de beneficiar pentru proiect	Cheltuieli cu auditul achiziționat de beneficiar pentru proiect	Da
Cheltuieli de informare, comunicare și publicitate	Cheltuieli de informare și publicitate pentru proiect	Da
Cheltuieli aferente managementului de proiect	Cheltuieli salariale cu echipa de management proiect Cheltuieli cu servicii de management proiect	Da, dar nu mai mult de 20.000 euro, fără TVA
Cheltuieli generale de administrație	Cheltuieli generale de administrație	Nu
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	Cheltuieli pentru obținerea terenului, cu sau fără construcții	Nu
	Cheltuieli pentru amenajarea terenului	Da
	Cheltuieli cu amenajări pentru protecția mediului și aducerea în stare inițială	Da
	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	Da
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	Da
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	Studii de teren	Da
	Cheltuieli pentru obținere avize, acorduri, autorizații	Da
	Proiectare și inginerie	Da
	Cheltuieli pentru organizarea procedurilor de achiziție	Da
	Cheltuieli pentru consultanță în elaborare studii de piață-evaluare	Da
	Cheltuieli pentru consultanță în domeniul managementului de proiect	Da
	Cheltuieli cu asistență tehnică din partea proiectantului pe perioada de execuție	Da
	Cheltuieli cu plata diriginților de șantier	Da
Cheltuieli pentru investiția de bază	Cheltuieli pentru construcții și instalații	Da
	Cheltuieli cu montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	Da
	Cheltuieli cu utilaje, echipamente tehnologice și funcționale (cu și fără montaj), dotări	Da
	Cheltuieli cu active necorporale	Da
	Cheltuieli cu bransamentul (toate cheltuielile necesare conectării la rețeaua publică)	Da
	Cheltuieli pentru lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	Da
Cheltuieli cu organizarea de șantier	Cheltuieli conex organizării de șantier	Da
Cheltuieli pentru comisioane, cote, taxe	Cheltuieli pentru comisioane, cote, taxe	Da
Cheltuieli diverse și neprevăzute	Cheltuieli diverse și neprevăzute	Da
Cheltuieli pentru informare și publicitate	Cheltuieli pentru informare și publicitate	Da
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste și predate la beneficiar	Cheltuieli pentru pregătirea personalului de exploatare	Da
	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	Da
Taxa pe valoarea adăugată (TVA)		Da, dacă este nedeductibilă potrivit legislației naționale în domeniul fiscal și nerecuperabilă

Nu sunt eligibile următoarele tipuri de cheltuieli (enumerarea nefiind exhaustivă):

- cheltuieli aferente contribuției în natură
- cheltuieli cu amortizarea
- cheltuieli cu obținerea terenurilor
- cheltuieli aferente achiziției de bunuri sub forma leasingului
- cheltuieli cu închirierea, altele decât cele prevăzute la cheltuielile generale de administrație
 - cheltuieli cu achiziția de mijloace de transport
 - cheltuieli generale de administrație
 - cheltuieli cu achiziția imobilelor deja construite
 - dobânda debitoare
 - alte comisioane aferente creditelor
- TVA, dacă este deductibilă potrivit legislației naționale în domeniul fiscal și recuperabilă
 - achiziția de echipamente second-hand
 - amenzi, penalități, cheltuieli de judecată și arbitraj

- costurile pentru operarea obiectivelor de investiții
- cheltuielile efectuate pentru obiective de investiții executate în regie proprie.

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

Conform aspectelor prezentate anterior, setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției private „Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simerria- CEF Simeria 850KWp”:

- Producerea unei cantități de energie electrică regenerabilă: 979,87 MWh/an.
- Reducerea impactului asupra mediului, cuantificat prin amprenta de CO₂ echivalent: 599.59 tone CO₂ echivalent / an (la o rată de conversie de 0,6177 tone CO₂ echivalent / MWh);
- Creșterea numărului și puterii instalate a instalațiilor de producere de energie electrică verde: 1 Centrală Fotovoltaică cu o putere instalată de 0,85 MWp;

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

- **Indicatorul 1.1** Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 0,85 MWp CEF U.A.T Simeria;
- **Indicatorul 1.2** Reducerea gazelor cu efect de seră: Scăderea anuală estimată a gazelor cu efect de seră estimată este: producția de energie electrică 979,87 MWh/an * 0,6119 tone CO₂/MWh = 599.59 tone CO₂/an;
- **Indicatorul 1.3** Producția medie de energie electrică din surse regenerabile (solară) estimată cu softurile de specialitate: 979,87 MWh/an;
- **Indicatorul 1.4** Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (solară) estimată pentru o durată de 20 de ani de funcționare: 18,870.27 MWh/20 ani;
- **Indicatorul 1.5** Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu : 100%;
- **Indicatorul 1.6** Factorul de capacitate al centralei: $979,87 / (0,85 \cdot 8760) \cdot 100 = 13,16\%$

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

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi cuprinsă între 6 - 12 luni.

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

Executantul lucrării este obligat să respecte reglementările enumerate.

- **Legea 123/ 2012** Legea energiei electrice și a gazelor naturale;
- **Ordin ANRE nr. 208 / 2018** Cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situat în larg);
- **Ordin ANRE nr. 228 / 2018** Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea; (cu modificările și completările din Ord.132/2020);
- **Ordin ANRE 15/2022** pentru aprobarea procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 400 kW pe loc de consum;
- **Ordin ANRE 74/2013** pentru aprobarea procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013;
- **17/2011** Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- **NTE 001/03/00** Alegerea, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor;
- **NTE 007/08/00** Normativ și Anexe pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- **NTE 005/06/00** Normativ privind metodele și elementele de calcul a siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- **I.RE-1p 30-04** Îndrumar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- **STAS 2612/1987** Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise;

- **STAS 12217/1988** Protecția împotriva electrocutărilor la utilaje și echipamente electrice mobile. Prescripții;
- **STAS 297/1/1987** Culori și indicatoare de securitate. Condiții tehnice generale;
- **STAS 297/2/1992** Culori și indicatoare de securitate. Reprezentări;
- **HGR 300/2006** Cerințe minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- **HGR 1146/2006** Cerințe minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- **HGR 971/2006** Cerințe minime pentru semnalizarea de securitate/sau de sănătate la locul de muncă;
- **HGR 1091/2006** Cerințe minime pentru pentru securitate și sănătate la locul de muncă;
- **HGR 448/2005** privind deșeurilor de echipamente electrice și electronice;
- **HGR 621/2005** privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor din ambalaje;
- **HGR 918/2002** privind evaluarea impactului asupra mediului înconjurător.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Beneficiarul are în posesie certificatul de urbanism - Nr. 121 din 13.10.2023

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

Beneficiarul detine extrasele de Carte Funciara.

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

La momentul intocmirii Studiului de Fezabilitate obtinerea avizului / negatiei Autoritatii pentru Protectia Mediului (APM) este in curs.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Conform Certificatului de Urbanism este necesar acordul Operatorului de Distribuție (OD) pentru dezvoltarea proiectului.

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

Beneficiarul are studiul topografic vizat de catre OCPI.

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

Conform Certificatului de Urbanism, pentru dezvoltarea proiectului vor mai fi necesare:

- Avize/acorduri specifice ale administrației publice centrale
 - Administrația Națională a Îmbunătățirilor funciare
 - Direcția Sanitar Veterinară Hunedoara

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv U.A.T Simeria.

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

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 8-12 luni, durata de execuție fiind de 6-7 luni.

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

- Inginerie și proiectare, incl. obținere acorduri și autorizații: 1-3 luni de la DI;
- Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 6-7 luni.

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

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

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

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusive: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet.

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

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt. Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare,

obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația antreprenorului general, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate.

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

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabilit pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de U.A.T Simeria.

Contractul de mentenanță se va semna (dacă se va dori contractarea mentenanței) fie odată cu semnarea contractului de proiectare și execuție la cheie, fie până cel târziu la data punerii în funcțiune a centralelor fotovoltaice. Lipsa contractului de mentenanță la momentul începerii operării comerciale poate atrage după sine pierderea garanției, dacă nu se realizează la termen operațiunile de mentenanță prevăzute în plan.

Mentenanța preventivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat ofertelor antreprenorului general, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.3. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

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

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001, PMBoK.

Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare. Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

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

- Project Manager/ Contract Manager Inginer constructor
- Inginer electric
- Inginer de automatizare

- Manager de șantier
- Responsabil SSM

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile trebuie să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

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

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

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

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

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

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

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor de progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu autoritatea finanțatoare.

8. Concluzii și recomandări

Așa cum a fost demonstrat, în vederea dezvoltării unei Centrale Fotovoltaice cu o putere instalată de 0,85 MWp, în cadrul amplasamentului beneficiarului, cea mai fezabilă soluție tehnică, atât din punct de vedere financiar cât și din punct de vedere economic este reprezentată de utilizarea unor module PV monocristaline, cu o putere nominală de 580 Wp și a unui sistem de 9 invertoare string de 8 x 100KW, 1x 50KW fiecare.

Cu un cost investițional de 911.536,57 EUR, respectiv 4.535.259,06 RON(fără TVA) și o cheltuială anuală de aproximativ 8442,1 EUR/an, proiectul va genera beneficii tehnice și economice substanțiale, sub forma generării de energie electrică din surse regenerabile, de aproximativ 979,87 MWh/an. Aceste beneficii se vor cuantifica atât într-o creștere a performanțelor financiare ale U.A.T Simeria, cât și prin reducerea impactului asupra mediului printr-o cantitate de CO₂ echivalent de aproximativ 599.59 tone CO₂ echivalent/an. De asemenea, prin implementarea proiectului industria autohtonă de instalări sisteme fotovoltaice va fi susținută, această susținere conducând mai departe la creșterea necesității de ocupare a forței de muncă - crearea de noi locuri de munca în România.

Nici componenta de marketing nu este de neglijat, Beneficiarul putând valorifica, prin externalizări suplimentare, beneficiile de imagine oferite de implementarea de proiecte de producere a energiei din surse regenerabile de energie, această centrală fotovoltaică putând reprezenta de altfel o piatră de temelie în tranziția către sustenabilitate a unei companii "verzi" în România.

(B)Piese Desenate

1. Plan de amplasament

Anexa 1 atașată studiului de fezabilitate

2. Plan de situatie

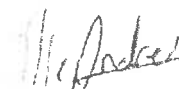
Anexa 2 atașată studiului de fezabilitate

Data,
06.11.2023

Consultant,
Flavius Andrei Chirculescu



Proiectant,
Ing. Andrei Ilie



Bibliografie

1. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică,” 2018.
2. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră,” 2009.
3. Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009
4. Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei 2015/1814,” 2018.
5. Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.
6. <https://www.consilium.europa.eu/ro/policies/energy-prices/>
7. <https://mfe.gov.ro/pnrr/>
8. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/110/al-doilea-pilon-al-pac-politica-de-dezvoltare-rurala>
9. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
10. <http://primariacostestiidinvale.ro/>
- 11 <https://www.meteoblue.com/ro/vreme/historyclimate/climatemodelled/coste%c5%9ftii-din-vale-rom%c3%a2nia-680560>
12. https://www.opcom.ro/tranzactii_rezultate/tranzactii_rezultate.php?lang=ro&id=22

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investiții privind cheltuielile eligibile+neeligibile
Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la Primăria Simeria - CEF Simeria 850kWp
Primăria Simeria
VARIANTA SELECTATA (1)

Nr. Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare	TVA	Valoare
		(în lei TVA)		(inclusiv TVA)
1	2	LEI	LEI	LEI
		3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	1,600,00	304,00	1,904,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1,000,00	190,00	1,190,00
1.4	Cheltuieli pentru rețocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	2,600,00	494,00	3,094,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	746,810,00	141,798,90	888,608,90
2.1.1	Alimentare cu apă	0,00	0,00	0,00
2.1.2	Canalizare	0,00	0,00	0,00
2.1.3	Alimentare cu gaze naturale	0,00	0,00	0,00
2.1.4	Alimentare cu agent termic	0,00	0,00	0,00
2.1.5	RACORD PARC - valoarea tarifului acordare	746,810,00	141,798,90	888,608,90
2.1.6	Telecomunicații (telefonie, radio-tv, etc)	0,00	0,00	0,00
2.1.7	Disectia incendiului	0,00	0,00	0,00
2.1.8	Hidranți	0,00	0,00	0,00
2.1.9	Cal ferate Industriale	0,00	0,00	0,00
2.1.10	Cheltuieli aferente racordării la rețele de utilități	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 2	746,810,00	141,798,90	888,608,90
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	29,000,000	5,800,000	33,800,000
3.1.1	Studii de teren	5,000,00	950,00	5,950,000
3.1.2	Report privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,000
3.1.3	Alte studii specifice	15,000,00	2,850,00	17,850,000
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de acte, acorduri și autorizații	15,000,00	2,850,00	17,850,000
3.3	Expertiză tehnică	0,0	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanțelor energetice și auditul energetic al clădirilor	0,0	0,00	0,00
3.5	Proiectare	40,000,00	7,600,00	47,600,00
3.5.1	Temă de proiectare	5,000,00	950,00	5,950,00
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	15,000,00	2,850,00	17,850,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	20,000,00	3,800,00	23,800,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	5,000,00	950,00	5,950,00
3.7	Consultanță	55,000,00	10,450,00	65,450,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	50,000,00	9,500,00	59,500,00
3.7.2	Audit financiar	5,000,00	950,00	5,950,00
3.8	Asistență tehnică	0,0	0,00	0,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului pe perioada de execuție a lucrărilor	0,00	0,00	0,00
3.8.1.1	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, vizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
3.8.2	Dirigenție de șantier	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 3	135,000,00	25,650,00	160,650,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	40,000,00	7,600,00	47,600,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	358,327,20	64,282,17	422,609,37
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3,256,339,30	618,715,87	3,875,115,17
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	1,500,00	285,00	1,785,00
4.6	Active necorporate	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 4	3,656,226,50	690,283,00	4,346,509,50
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	0,0	0,00	0,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conex organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisia de cost, taxă, costul creditului	12,622,6	2,398,29	15,020,89
5.2.1	Comisia de cost și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Costul aferent ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3,544,55	749,46	4,294,01
5.2.3	Costul aferent ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	788,91	149,89	938,80
5.2.4	Costul aferent Căsei Sociale a Constructorilor - CSC	0,00	0,00	0,00
5.2.5	Taxe pentru acorduri, acte conforme și autorizații de construire/deșfășurare	7,889,10	1,498,93	9,388,03
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2,500,00	475,00	2,975,00
	TOTAL CAPITOL 5	15,122,6	2,878,3	17,995,9
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 6	0,00	0,00	0,00
TOTAL GENERAL		4,585,259,06	861,699,23	5,446,958,29
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1,127,237,20	214,175,07	1,341,412,27

Devizul obiectului nr. 1		Centrale Fotovoltaice		
Nr. crt.	Descriere	Valoarea în Lei T.A.		Valoarea în lei T.A.
		L.T.	T.A.	
CAP. 1 - Construcții				
4.1	Construcții și instalații			
4.1.1	Terazamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,0	0,0	0,0
4.1.2	Rezistențe	0,0	0,0	0,0
4.1.3	Arhitectură	0,0	0,0	0,0
4.1.4	Instalații	0,0	0,0	0,0
	Electrice	0,0	0,0	0,0
	Sanitare	0,0	0,0	0,0
	Încălzire, ventilație, climatizare, P.S.I., radio-tv	0,0	0,0	0,0
	Gaze naturale	0,0	0,0	0,0
	Telecomunicații	0,0	0,0	0,0
Total 1 - subcap. 4.1		0,0	0,0	0,0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice și funcționale	338.327,2	84.282,2	402.609,4
Total II - subcap. 4.2		338.327,2	84.282,2	402.609,4
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3.234.389,3	6.187.169,7	9.421.559,0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,0	0,0	0,0
4.5	Dotări	0,0	0,0	0,0
4.6	Active necorespunzătoare	0,0	0,0	0,0
Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		3.234.389,3	6.187.169,7	9.421.559,0
Total deviz pe obiect (Total I+II+III+Total IV)		3.572.716,5	6.271.451,9	9.844.168,4

Devizul obiectului nr. 2		Sistem video și sistem antifurt		
Nr. crt.	Descriere	Valoarea în Lei T.A.		Valoarea în lei T.A.
		L.T.	T.A.	
CAP. 2 - Construcții				
4.1	Construcții și instalații			
4.1.1	Terazamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,0	0,0	0,0
4.1.2	Rezistențe	0,0	0,0	0,0
4.1.3	Arhitectură	0,0	0,0	0,0
4.1.4	Instalații	0,0	0,0	0,0
	Electrice	0,0	0,0	0,0
	Sanitare	0,0	0,0	0,0
	Încălzire, ventilație, climatizare, P.S.I., radio-tv	0,0	0,0	0,0
	Gaze naturale	0,0	0,0	0,0
	Telecomunicații	0,0	0,0	0,0
Total 1 - subcap. 4.1		0,0	0,0	0,0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice și funcționale	0,0	0,0	0,0
Total II - subcap. 4.2		0,0	0,0	0,0
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0,0	0,0	0,0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,0	0,0	0,0
4.5	Dotări	1.500,0	285,0	1.785,0
4.6	Active necorespunzătoare	0,0	0,0	0,0
Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		1.500,0	285,0	1.785,0
Total deviz pe obiect (Total I+II+III+Total IV)		1.500,0	285,0	1.785,0

Devizul obiectului nr. 3		Impresimburile		
Nr. crt.	Descriere	Valoarea în Lei T.A.		Valoarea în lei T.A.
		L.T.	T.A.	
CAP. 3 - Construcții				
4.1	Construcții și instalații			
4.1.1	Terazamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	40.000,0	7.600,0	47.600,0
4.1.2	Rezistențe	0,0	0,0	0,0
4.1.3	Arhitectură	0,0	0,0	0,0
4.1.4	Instalații	0,0	0,0	0,0
	Electrice	0,0	0,0	0,0
	Sanitare	0,0	0,0	0,0
	Încălzire, ventilație, climatizare, P.S.I., radio-tv	0,0	0,0	0,0
	Gaze naturale	0,0	0,0	0,0
	Telecomunicații	0,0	0,0	0,0
Total 1 - subcap. 4.1		40.000,0	7.600,0	47.600,0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice și funcționale	0,0	0,0	0,0
Total II - subcap. 4.2		0,0	0,0	0,0
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0,0	0,0	0,0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,0	0,0	0,0
4.5	Dotări	0,0	0,0	0,0
4.6	Active necorespunzătoare	0,0	0,0	0,0
Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		0,0	0,0	0,0
Total deviz pe obiect (Total I+II+III+Total IV)		40.000,0	7.600,0	47.600,0

Deviz obiect - CENTRALIZATOR		Impresimburile		
Nr. crt.	Descriere	Valoarea în Lei T.A.		Valoarea în lei T.A.
		L.T.	T.A.	
CAP. 4 - Construcții				
4.1	Construcții și instalații			
4.1.1	Terazamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	40.000,0	7.600,0	47.600,0
4.1.2	Rezistențe	0,0	0,0	0,0
4.1.3	Arhitectură	0,0	0,0	0,0
4.1.4	Instalații	0,0	0,0	0,0
	Electrice	0,0	0,0	0,0
	Sanitare	0,0	0,0	0,0
	Încălzire, ventilație, climatizare, P.S.I., radio-tv	0,0	0,0	0,0
	Gaze naturale	0,0	0,0	0,0
	Telecomunicații	0,0	0,0	0,0
Total 1 - subcap. 4.1		40.000,0	7.600,0	47.600,0
4.2	Montaj utilaje și echipamente tehnologice și funcționale	338.327,2	84.282,2	402.609,4
Total II - subcap. 4.2		338.327,2	84.282,2	402.609,4
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	3.234.389,3	6.187.169,7	9.421.559,0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,0	0,0	0,0
4.5	Dotări	1.500,0	285,0	1.785,0
4.6	Active necorespunzătoare	0,0	0,0	0,0
Total III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		3.234.389,3	6.187.169,7	9.421.559,0
Total deviz pe obiect (Total I+II+III+Total IV)		3.612.716,5	6.271.451,9	9.844.168,4

PROCES VERBAL DE RECEPȚIE 5363 / 2023

Întocmit astăzi, 29/11/2023, privind cererea 53593 din 24/11/2023
având aviz de începere a lucrărilor cu nr din

1. Beneficiar: ORAȘUL SIMERIA
2. Executant: BRUZAN ANDREEA-IOANA
3. Denumirea lucrărilor recepționate: Documentație pentru recepția planului topografic
4. Nominalizarea documentelor și a documentațiilor care se predau Oficiului de Cadastru și Publicitate Imobiliară HUNEDOARA conform avizului de începere a lucrărilor:

Număr act	Data act	Tip act	Emitent
Aviz bun	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA
121	13.10.2023	act administrativ	PRIMARIA ORASULUI
AVIZ	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA
AX 15	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA
Ax 15	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA
Ax 23	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA
Aviz	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA
A0166743	08.04.2009	act administrativ	MINISTERUL FINANTELOR
CALCUL	21.11.2023	înscris sub semnatura privata	BRUZAN ANDREEA-IOANA

Așa cum sunt atașate la cerere.

5. Concluzii:

Pentru procesul verbal 5363 au fost recepționate 1 propuneri:

- * Recepție tehnică – Suport Topografic al Documentației faza S.F.pentru: "Realizare Capacitate de Producere a Energiei Electrice din Sursă Regenerabilă Solară, pentru autoconsum la Primăria Simeria - CEF Simeria 850 kWp, jud. Hunedoara" conform C.U. nr. 121 din 13.10.2023. După aprobarea acestei etape prin H.C.L., se vor elabora documentațiile D.T.A.C./D.T.O.E.

6. Erori topologice față de alte entități spațiale:

Identificator	Tip eroare	Mesaj suprapunere
200438	Avertizare	Recepția 2753520: Imobilul TR-5673-1 se suprapune cu terenul 200438 din stratul permanent!

Lucrarea este declarată **Admisă**

Inspector
Gheorghe Ovidiu Sabau

Gheorghe
Ovidiu Sabau

Semnat digital de
Gheorghe Ovidiu Sabau
Data: 2023.11.29
12:49:32 +02'00'

PLAN DE SITUATIE
extravilan
Scara 1:2000
C.F. 200438 Simeria

NC 200438					
Pct.	Nord(X)	Est(Y)			
1	486866.336	343417.875	18	488788.787	343514.061
2	486865.925	343383.136	20	486778.860	343520.544
3	486867.804	343388.505	21	486718.630	343600.620
4	486865.778	343374.043	22	486835.349	343762.621
5	486863.254	343372.898	24	486491.422	344005.312
6	486865.918	343393.467	25	486476.518	343897.554
7	486876.658	343417.374	26	486438.245	343878.111
8	486868.367	343272.027	27	486443.797	343803.363
9	487152.185	343182.902	28	486443.701	343864.125
10	487125.490	343173.221	29	486456.613	343781.132
11	487146.961	343180.165	30	486471.696	343723.847
12	487175.553	343226.700	31	486477.429	343673.443
13	487150.212	343268.128	32	486484.565	343684.681
14	487050.353	343435.887	33	486484.224	343612.618
15	487081.352	343586.720	34	486512.009	343575.616
16	487042.410	343534.224	35	486543.959	343507.290
17	486982.389	343516.039	36	486585.075	343484.616
18	486948.888	343567.898	37	486584.821	343417.179

S=250498mp

Orașul Simeria

Orașul Simeria

NC 69998

LEGENDA

- conductă GAZ
- statio de poligonatie cu pichet de fier
- Zona implementare proiect
- stiep din beton

OBSERVAȚII:
Sistem de
STEREOT 70
VERIFICAT
APROBAT

Executant:
BRUZAN ANDREEA DANA
ASL NICUȘ 0338

PLAȘI/ANALOGICE SI DIGITALE SUPORT
TEHNICE DE PROIECTARE - IZOL 3/5
conform C.U.I. nr. 131 din 14.02.2022 emisa in for. de baza.

Pichetier:
FRIGER
S.F.

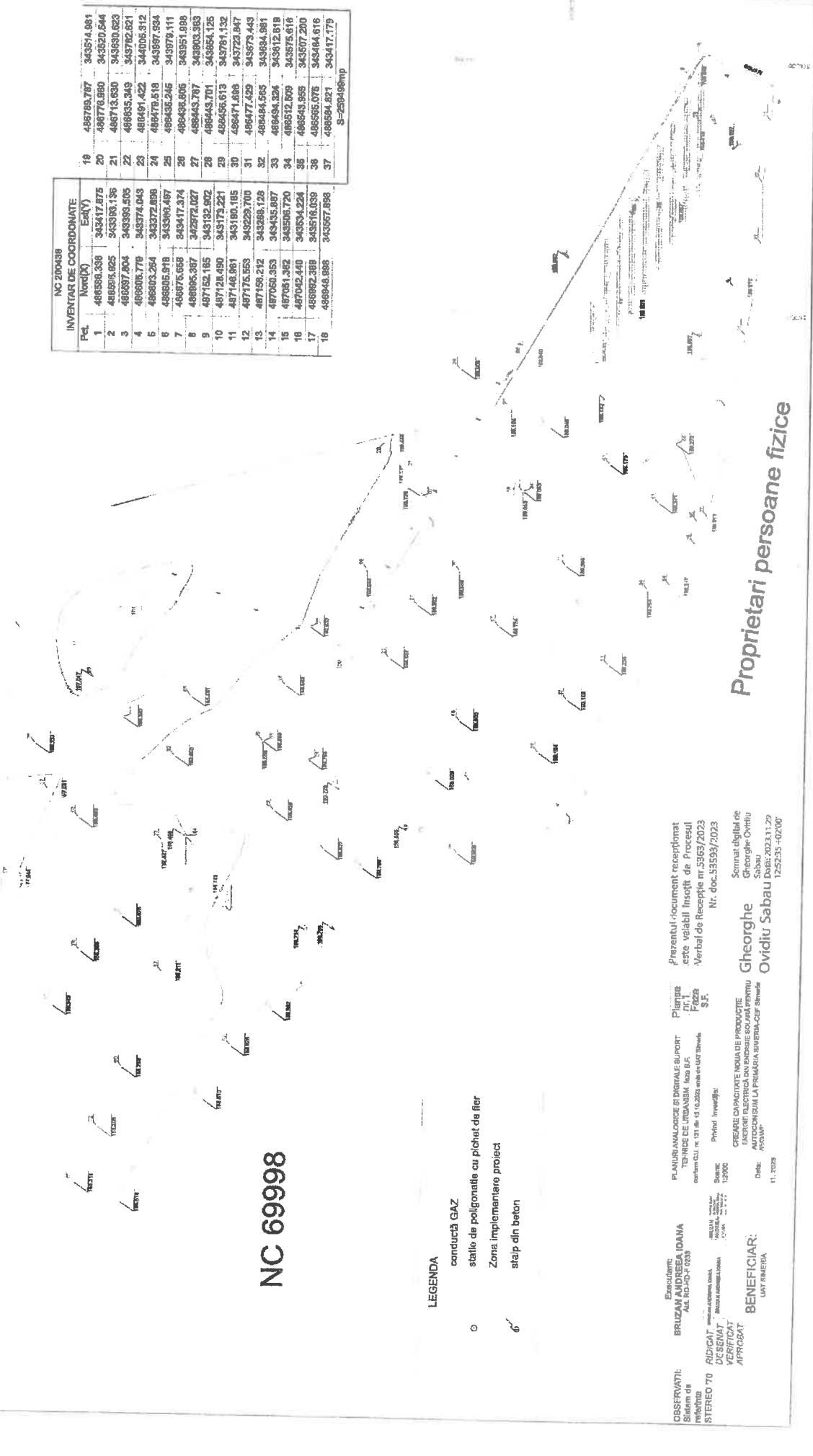
PREZENTUL DOCUMENT RECEPTIONAT
este valabil însoțit de Procesul
Verbal de Recepție nr. 5989/2023
Nr. Doc. 59593/2023

CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCȚIE
PACHET ELECTRICĂ SI ÎNDOUZĂ ÎNTR-UNU
AUTOCENTRUL LA PRIMĂRIA SĂBĂUȘI SIMEA

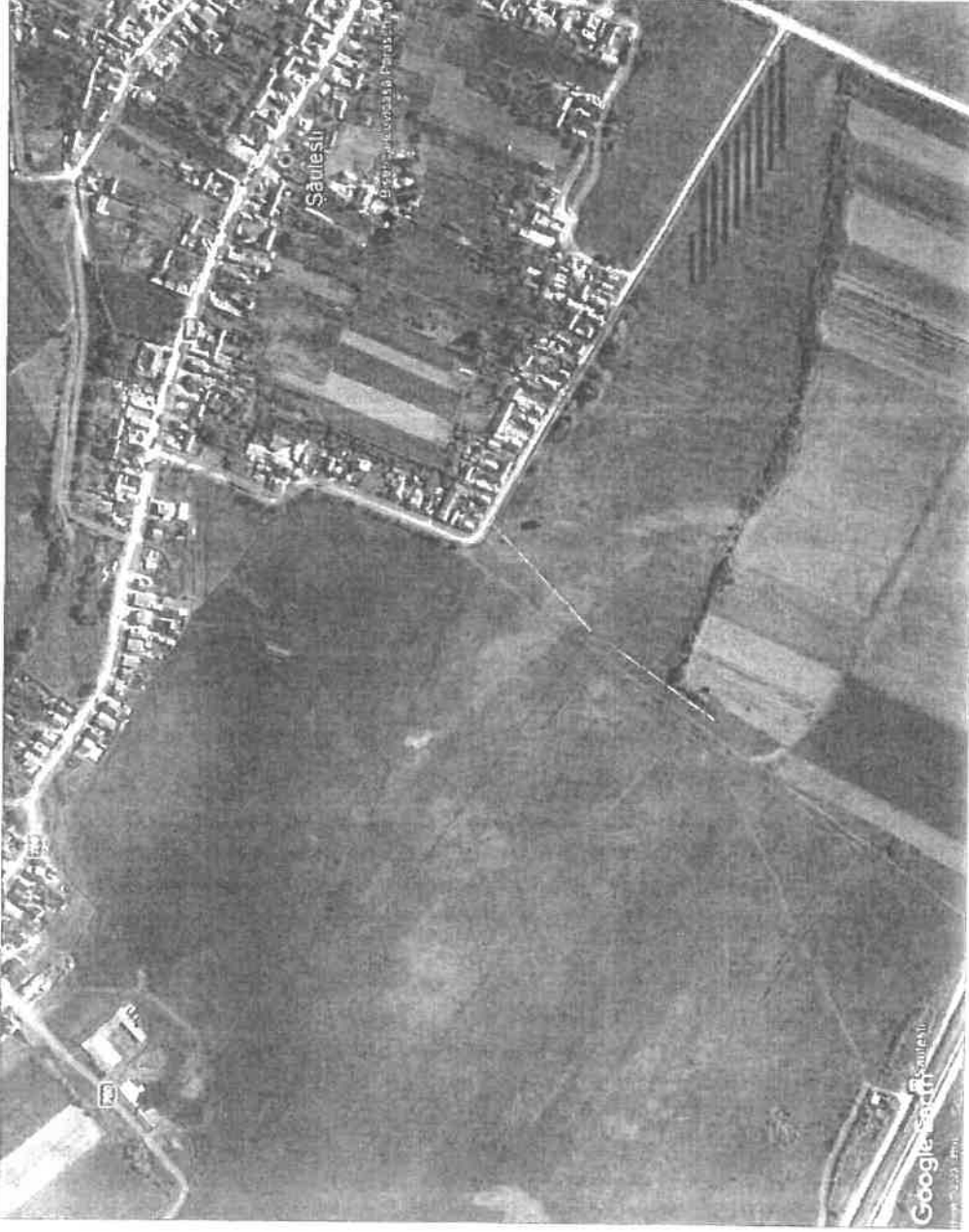
BENEFICIAR:
LUT FĂBRIER

Gheorghe Ovidiu Sabau
Seminat digital de
Gheorghe Ovidiu
Sabau
Data: 2023.11.29
12:52:25 -02:00

Proprietari persoane fizice



Plan de Amplasament Simeria, Localitatea Saulesti, Nr Cadastral 200438, Parcela 184



Legenda	
	Limita CEF
	Panou Fotovoltaic KM575N-72HL4-W
	Modul de panouri dispuse vertical

SC. DILAN SUN ELECTRIC SRL

Beneficiar

U.A.T Simeria

SPECIFICATIE NUME SI PRENUME SEMNATURA SCARA

EXECUTANT Ing. Cristian Marin

Marin

DESENAT Ing. Andrei Ilie

Ilie



PLAN DE AMPLASAMENT

CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA
DIN ENERGIE SOLARA PENTRU AUTOCONSUM
LA PRIMARIA SIMERIA - CEF SIMERIA 850KWp

1:1000



ADEVERINȚA NR. 202211596 / 14-mai-22 **DE ELEC**

Gradul și Tipul IIA,IIB

Numele Ilie

Prenumele Andrei

CNP 1851208410069

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat p
valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de
condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician au
Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/
instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizar
Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectare
regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

--	--	--	--

PRIMĂRIA ORASULUI SIMERIA
Intrare nr. 17066
Data 27.11.2023

Dr. Tehs
Brou proiecte.
Se la comunicat a stau
prezentat.

S.C
GEOSILV MAIZ
S.R.L

ADRESA : ILIA STR. HORIA NR.36 JUD.HUNEDOARA
J 20/413/2005;C.U.I. 17331068 geosilvmaiz@gmail.com
Tel. 0745.02.23.59

STUDIU GEOTEHNIC PENTRU PROIECT CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA DIN ENERGIE SOLARA PENTRU AUTOCONSUM LA PRIMARIA SIMERIA -CEF SIMERIA 850 kWP		EXEMPLAR NR. 2
BENEFICIAR: ORASUL SIMERIA		
PR. NR. 534 /2023 FAZA : studiu geotehnic		

**S.C
GEOSILV MAIZ
S.R.L**

ADRESA : ILIA STR. HORIA NR.36 JUD.HUNEDOARA
J 20/413/2005;C.U.I. 17331068 geosilvmaiz@gmail.com
Tel. 0745.62.23.59

FOAIE DE TITLU SI SEMNATURI

DENUMIRE PROIECT:
**CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA DIN
ENERGIE SOLARA PENTRU AUTOCONSUM LA PRIMARIA SIMERIA -CEF
SIMERIA 850 KWP**

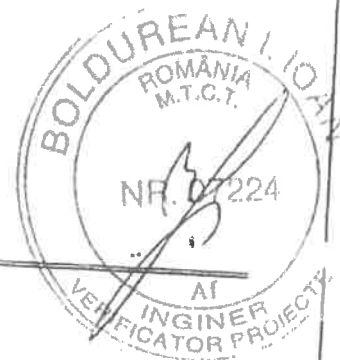
BENEFICIAR : ORASUL SIMERIA

**PROIECTANT SPECIALITATE : S.C. GEOSILV MAIZ S.R.L
ING. GHITOICA MARIA**



**S.C
GEOSILV MAIZ
S.R.L**

ADRESA : ILIA STR. HORIA NR.38 JUD.HUNEDOARA
J 20/413/2005;C.U.I. 17331068 geosilvmaiz@gmail.com
Tel. 0745.62.23.59



STUDIU GEOTEHNIC

pentru proiect :

**CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA DIN
ENERGIE SOLARA PENTRU AUTOCONSUM LA PRIMARIA SIMERIA -CEF
SIMERIA 850 KWP
CF NR. 200438 SIMERIA**

BENEFICIAR: ORASUL SIMERIA

Cap.1. INTRODUCERE

Obiectivul lucrării

1.1. Prezentul studiu geotehnic ,s-a întocmit pentru proiect:

**CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA DIN
ENERGIE SOLARA PENTRU AUTOCONSUM LA PRIMARIA SIMERIA -CEF
SIMERIA 850 KWP
CF NR. 200438 SIMERIA**

1.2. La baza studiului geotehnic au stat următoarele reglementări tehnice în vigoare, care prevăd principiile de cercetare geotehnică.
Proiectarea geotehnică se bazează în țara noastră pe un sistem de normative de proiectare din care fac parte:

- SR EN 1997-1:2007

Standar roman . Eurocod 7: Proiectare geotehnica

Partea 1: Reguli generale

- SR EN 1997-2:2008

Standar roman . Eurocod 7: proiectare geotehnica

Partea 2: Investigarea terenului si incercari

- SR EN 22475 -1 Investigatii si incercari geotehnice . Metodele si masuri piezometrice.Parte 1: Principii tehnice pentru executie

- SR EN 1997-1:2007/NB:2007

Standar roman . Eurocod 7: Proiectare geotehnica

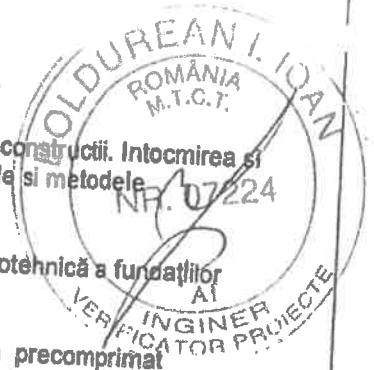
Partea 1:Reguli generale, nexa nationala

- SR EN ISO 14688-1:2004

Standar roman . Cercetari si incercari geotehnice

Identificarea si clasificarea pamanturilor . Partea I: Identificarea si descriere

- SR EN ISO 14688-1:2004
Standar roman . Cercetari si incercari geotehnice
Identificarea si clasificarea pamanturilor. Partea 2: Principii pentru clasificare
- NP 074/2022
Normativ privind intocmirea si verificarea documentatiilor geotehnice pentru constructii. Intocmirea si verificarea documentatiilor geotehnice pentru constructii, principiile, exigentele si metodele
Investigarii terenului de fundare
- NP112-2014
Normativ privind proiectarea fundatiilor de suprafata (Partea I: proiectarea geotehnică a fundatiilor de suprafata)
- CP012/1-2007
Cod de practica pentru executarea lucrarilor din beton, beton armat si beton precomprimat



1.3. Cercetarea geotehnica a terenului s-a efectuat in conformitate cu „Normativ privind exigentele si metodele cercetarii geotehnice a terenului de fundare” Indicativ NP 074/2022.

Calculul preliminar al terenului de fundare s-a efectuat conform STAS 3300/2-85(NP112/2014)

1.4 Programul de investigatii a cuprins lucrari specifice de teren dupa cum urmeaza :
 -recunoastere amplasament, documentare tehnica
 -documentarea si analiza de specialitate privind conditiile geologo-sturcturale si geotehnice specifice zonei unde este situat amplasamentul, precum si conditiile seismologice ale zonei investigate
 -investigatii geotehnice de teren prin executarea de sapaturi deschise (S1,S2)

1.5 Scopul investigatiilor a avut urmatoarele obiective :
 -identificarea litologiei si stratificatiei
 -determinarea nivelului de aparitie si stabilizare a apei subterane
 -determinarea caracteristicilor geotehnice a terenului de fundare.
 -calculul capacitatii portante a terenului de fundare.

Cap . 2. CLIMA

- > Conform indicativ SR10907/1-97 perimetrul cercetat se incadreaza in zona II climaterica, „Zonarea Climatica a Romaniei”-temperaturi de calcul- iarna temperaturi de -18 grade .
- > Conform indicativ STAS 6472/2-83 „Zonarea climatica a Romaniei ” perimetrul cercetat se incadreaza in zona II -temperaturi de calcul vara de +25 grade C.
- > Conform indicativ CR 114-2012 "Cod de proiectare. Evaluarea actiunii vantului asupra constructiilor -zona se caracterizeaza prin : Uref=31m/s;qref=0,4kPa
- > Conform indicativ CR113-2012 " Cod de proiectare. Evaluarea actiunii zapezii asupra constructiilor" zona este caracterizata prin -So.k=1,5 kN/m²

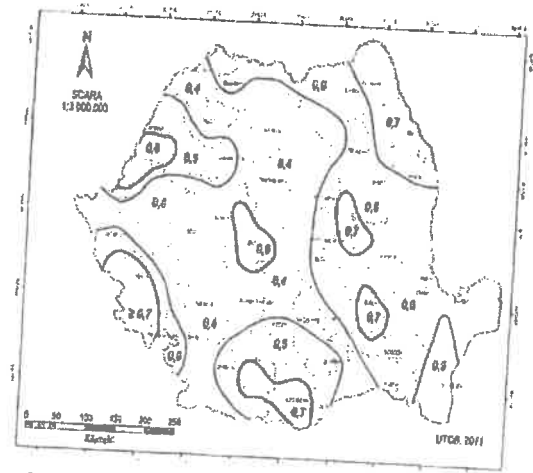


Figura 2.1 Zonarea valorilor de referinta ale presiunii dinamice a vantului, q_s , in kPa, valoare (SM) = 50 ani
 N71A. A doua editiune, pe baza UTG-ului pentru zona de proiectare si bazat pe constructiile de referinta (A.1) din Anexa A.

Cap.3. SEISMICITATE

- Conform P100-1/2013 „Cod de proiectare seismică - partea I - prevederi de proiectare pentru clădiri” pentru cutremure având intervalul mediu de recurență IMR = 225 ani, amplasamentul se situează în zona cu valori ale perioadei de colt (control) a spectrului de răspuns de $T_c = 0,7$ s, coeficientului de seismicitate K_s (valori de vîrf a accelerației terenului a_g) corespunzîndu-i o valoare de $a_g = 0,10$ g.
- Conform SR 11100/1-93 „Zonarea seismică - macrozonarea teritoriului României” perimetrul se încadrează în macrozona de intensitatea seismică 6 grade.



Figura 3.2 Zona seismică în funcție de perioada de control (T_c) și coeficientul de răspuns

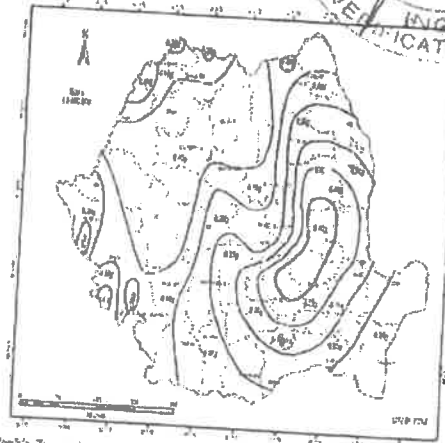


Figura 3.1 România - Zona macrozonă de vîrf de accelerație seismică pentru perimetrul IMR = 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 de ani

Cap.4. ADANCIMEA DE INGHEȚ conf. STAS 6054/77 -perimetrul cercetat se încadrează la adancimea de inghet este de 0,80-0,90 m.

Cap.5.GEOLOGIA ZONEI

Din punct de vedere geologic zona se încadrează în culoarul Muresului. Culoarul Muresului este delimitat în nord de Munții Metaliferi, în sud vest de Munții Poiana Rusca.

Influența majoră asupra stratificației terenului o au fenomenele eruptive specifice Munților Metaliferi, de vîrstă mezozoică și neogen.

Fenomenul de vulcanism manifestat în dealul Cetății și al Coziei sub forma de conuri vulcanice andezitice, produc cutarea și falierea formațiunilor sedimentare. Cenurile vulcanice dispuse în mediu acvatic, au dus la formarea de argile tufacee, argile marnoase și marne ca formațiuni mai recente.

Formațiunile menționate sunt așezate pe straturi de gresii calcareoase de vîrstă cretacic mediu și superior.

Din punct de vedere tectonic zona cercetată este ridicată sub forma de uscat în triasic, pentru că în urma ridicării nivelului Mediteranei, teritoriul este inundat în cretacic, formîndu-se depozite specifice depunerilor marine.

În Eocen-apele mării mediterane se retrag, zona fiind din nou în mediu uscat, formîndu-se depozite specifice.

În tortonian și sarmatian, teritoriul figurează ca un culoar fluviatil, fiind din nou sub apele Mediteranei II și face legătura între Marea Panonică și bazinul Transilvaniei.

Cap.6.HIDROGRAFIA SI HIDROGEOLOGIA

Reteaua hidrografică a perimetrului cercetat este formată de riul Mures cu afluenții săi Strei și Cerna.

Directia de curgere a apei este E-V.

Debitul riului depinde de cantitatea de precipitații cazute în bazinul hidrografic și de anotimp

La precipitatii abundente debitul creste brusc inundind albia minora si majora. Malurile riului sunt relativ joase, cu albia partial colmatata

Cap.7. CONSIDERATII GENERALE PRIVIND TERENUL. CERCETAREA SI STRATIFICATIA TERENULUI



Suprafata de teren cercetata pentru amplasare parc fotovoltaic, se incadreaza din punct de vedere geomorfologic in zona de lunca ce se dezvolta pe malul stang al raului Mures

Din punct de vedere topografic terenul este plan

Pentru stabilirea solutiei de fundare si verificarea stratificatiei terenului, pe amplasament au fost executate 2 sapaturi deschise (S1, S2), care au pus in evidenta urmatoarea stratificatie:

Cota Strat		Grosime strat	Sondajul S1- Descriere litologica
de la	la		
CTn	-0,50	0,50m	Sol vegetat argilos, cafeniu, vartos Argila cafenie, plastic vartoasa Argila (Cl) =50% Praf (Si) =30% Nisip (Sa) =20% Indicele de plasticitate $I_p=29,50\%$ Indicele de consistenta $I_c=0,86$ Indicele de porozitate $e=0,82$ Greutatea volumica $\gamma=19,8kN/m^3$
-0,50	-1,30	0,80m	
-1,30	-2,80	1,50m	Praf argilos, cafeniu, consistent Pietris mic mare cu nisip galben cu indesare mijlocie Apa subterana apare la -3,00m
-2,80	-3,60	0,80m	

Cota Strat		Grosime strat	Sondajul S2 Descriere litologica
de la	la		
CTn	-0,60	0,60m	Sol vegetat argilos, cafeniu, vartos Argila cafenie, plastic vartoasa
-0,60	-1,10	0,50m	
-1,10	-3,30	2,20m	Praf argilos, cafeniu, consistent Pietris cu nisip galben cu indesare mijlocie Apa subterana nu apare
-3,30	-3,60	0,30m	

Cap.8 INCADRAREA GEOTEHNICA

CONFORM „NORMATIV PRIVIND DOCUMENTATIILE GEOTEHNICE PENTRU CONSTRUCTII-NP 074/2022 stabilirea categoriei geotehnice se delimita conform indicatiilor din tabel A3; A4 CONSTRUCTIA PROIECTATA SE INCADREAZA LA CATEGORIA GEOTEHNICA

FACTORII AVUTI IN VEDERE	INCADRARE	PUNCTE
1. conditiile de teren	Terenuri bune	2
2. apa subterana	Fara epulsamente	1
3. clasa de importanta a constructiei	normala	3
4. vecinatati	Fara riscuri	1
5. zonarea seismică	$a_g=0,10g$	1
RISC GEOTEHNIC REDUS CATEGORIA GEOTEHNICA 1	LIMITA PUNTAJ 6-9	

Cap.9. CONDITII DE FUNDARE

a. Stratul si adincimea de fundare

Din informatiile primite de la proiectantul de specialitate, panourile fotovoltaice vor rezema pe suporturi metalici, ce au inaltimea de 0,60 m; 2,00 m. si deschiderea intre reazeme de 2,00 m.

Fundarea reazemelor se va realiza la adincimea de:

$$D_f = -0,90 \text{ m fa\ceta de CTn}$$

Se respecta prevederile STAS 6054/93 privind adincimea minima de inghet si incastrare :
in stratul de fundare.

Fundarea se va realiza pe stratul de argila cafenie, plastic vartoasa

b) Presiunea conventionala

ce se va lua in calcul la dimensionarea fundatiilor conform STAS 3300/2-85(NP112/2014)
este de :

$$P_{conv.} = 260 \text{ kPa (pentru } D_f = -0,90 \text{ m)}$$

BREVIAR DE CALCUL

Privind determinarea presiunii conventionale pe terenul recomandat pentru fundare-pachetul deluvial argilos (tab 17) conform STAS 3300/2-85 (NP 112-2014 -tabel D4,)

Presiunea conventionala se determina luand in considerare valorile de baza a presiunii conventionala din tabel 17, care se corecteaza conform pct. B2 din STAS 3300/2-85(tabel D4)care se corecteaza conf. pct.D2.1. D2.2.NP 112-2013.

Valorile de baza a presiunii conventionale corespund pentru fundatii avind latimea talpii $b=1,00$ m si adincimea de fundare fata de nivelul terenului sistematizat $D_f=2,00$ m.

Pentru aite adincimi sau alte latimi de fundare presiunea conventionala se

calculeaza cu relatia :

In care:

$$P_{conv.} = \bar{p}_{conv.} + C_B + C_D$$

$\bar{p}_{conv.}$ -valoarea de baza a presiunii conventionale determinata prin interpolare din tabel 17 in functie de indicele de plasticitate $I_p > 20\%$, indicele de consistenta $I_c = 0,85$, indicele porilor $e = 0,80$

Valoarea de baza a presiunii conventionale determinata prin interpolare este de :

$$\bar{p}_{conv.} = 320 \text{ kPa}$$

$$C_B + C_D = -60 \text{ kPa}$$

Presiunea conventionala rezultata si care se va lua in calcul este de :

$$P_{conv.} = 260 \text{ kPa}$$

In afara de cele de mai sus la proiectare si executie se va mai tine seama de urmatoarele:
- conform normativelor Ts in vigoare terenul se incadreaza la categoria teren foarte tare.

Se interzice in mod categoric deschiderea sapaturilor si abandonarea pe perioade lungi de timp, lucru ce ar afecta proprietatile geotehnice ale terenului de fundare .
Prezentul studiu geotehnic are caracter definitiv si poate servi la proiectarea si executia proiectului:

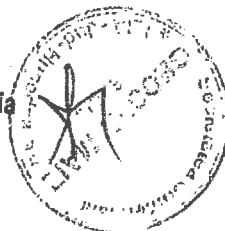
**CREARE CAPACITATE NOUA DE PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA DIN
ENERGIE SOLARA PENTRU AUTOCONSUM LA PRIMARIA SIMERIA -CEF
SIMERIA 850 KWP**

CF NR. 200438 SIMERIA

BENEFICIAR: ORASUL SIMERIA



Intocmit
Ing. Ghitoaica Maria



REFERAT

Privind verificarea de calitate la cerința A_f a proiectului
**STUDIUL GEOTEHNIC pentru
Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru
autoconsum la primăria Simeria-CEF Simeria 850 kWp**
Faza Studiu Geotehnic Proiect nr. 534/2023

1. Date de identificare

- Proiectant de specialitate: S.C. GEOSILV MAIZ S.R.L., jud. Hunedoara
- Beneficiar: Orașul Simeria
- Amplasament: CEF Simeria 850 kWp, jud. Hunedoara
- Data prezentării proiectului pentru verificare: 20.11.2023

2. Caracteristici principale ale proiectului

STUDIUL GEOTEHNIC CUPRINDE:

- **STUDIUL GEOTEHNIC** cu datele generale referitoare la amplasament, lucrările de investigare geotehnică efectuate –sondaje geotehnice cu prelevare de probe, interpretarea rezultatelor încercărilor de investigare geotehnică, concluzii și recomandări privind terenul de fundare.
- **Anexe grafice:** Plan de amplasare a lucrărilor de investigare geotehnică pe teren, Fișe de stratificație și Descriere litologică.

3. Documente prezentate la verificare:

- Memoriu tehnic în care se prezintă datele obținute în urma lucrărilor de investigare geotehnică și concluziile privind soluția de fundare:
STUDIUL GEOTEHNIC – Proiect 534/2023- Faza Studiu Geotehnic
- Caietele de sarcini: -
- Breviar de calcul: -
- Planșele cu soluția proiectată: -
- Alte documente: Plan de amplasare a lucrărilor de investigare geotehnică pe teren, Fișe de stratificație și Descriere litologică.

4. Observații și recomandări

STUDIUL GEOTEHNIC verificat corespunde din punct de vedere al exigențelor impuse de legislația de specialitate în vigoare și îndeplinește condițiile tehnice și de calitate necesare.

5. Concluzii finale

STUDIUL GEOTEHNIC verificat corespunde scopului solicitat furnizând elementele geotehnice necesare întocmirii documentației tehnice: **Creare capacitate nouă de producție energie electrică din energie solară pentru autoconsum la primăria Simeria-CEF Simeria 850 kWp**

Am primit,
INVESTITOR

Am predat,
VERIFICĂTOR A_f
Dr. ing. Ioan Petru BOLDUREAN

MINISTERUL DEZVOLTĂRII REGIONALE ȘI TURISMULUI
 Direcția Generală Tehnică în Construcții

D-nt DI. BOLDUREAN I. IOAN PETRU

Cod numeric personal: **1511109354721**
 Profesie: **INGINEC**



Pentru competență: **VERIFICATOR PROIECTE**
 în domeniul: **TOTTE DOMENIILE (M)**

ATESTAT

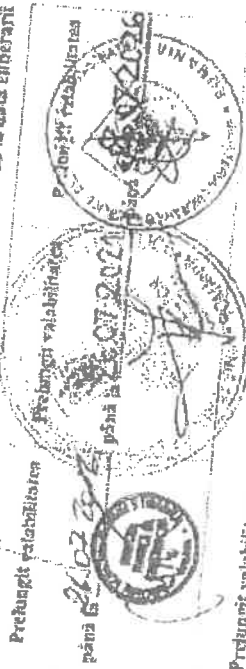
in specialitatea:

Prinnd actiunile semnate de **INGENIERUL ȘI STATISTUL DE TURISM I. IOAN PETRU** în baza actului de autorizare nr. **1511109354721** din **15.09.2011**

Director General **COSTIN C. BOLDOREAN**
 Secretar **Ștefan Boldeanu**
 Șef serviciului **Ștefan Boldeanu**
 Data eliberării: **15.09.2011**

Seria U Nr. **B 07224/26.07.2006**

Prezentă legitimație va fi vizată de emitent din ș 5 ani de la data eliberării



Prețușit valabilitate până la **24.07.2011** până la **26.07.2006** până la **26.07.2006**

MINISTERUL DEZVOLTĂRII REGIONALE ȘI TURISMULUI

DUPLICAT LEGITIMAȚIE

Seria U Nr. **G 07224/26.07.2006**

FISA DE STRATIFICATIE
LUCRAREA : realizare capacitatii de productie a energiei electrice din surse solare pentru autoconsum la primaria SIMERIA - CEF SIMERIA 850kWp

Adancimea forata si grosimea stratului	Cota apa m	Stratificatie	Denumire strat cf. STAS 1243/88	nr. proba si felul probei	Cota probei	
					0,00 foraj	0,00 niv. marii
			S1	Ts		
-0,5	0,5	Apa nu apare	Sol vegetal argilos, cafeniu, vartos			
1,00			-----			
-1,3	0,80		Argila cafenie ,plastic vartoasa			
2,0			-----			
-2,8	1,50		Praf argilos, cafeniu, consistent			
-3,0			-----			
-3,6	0,80		Pietris mic mare cu nisip, galben cu indesare mijlocie			
4,0			-----			
-0,6	0,6	Apa nu apare	Sol vegetal argilos, cafeniu vartos			
1,00			-----			
-1,10	0,50		Argila cafenie ,lastic , vartoasa			
2,0			-----			
-3,0	2,20		Praf argilos, cafeniu, consistent			
-3,30			-----			
-3,60	0,30		Pietris mic mare cu nisip, galben cu indesare mijlocie			
-4,0			-----			
-5,0						
-6,0						
7,0						

INTOCMIT
 ING. GHITOAIKA MARIA

