Kinga-Timea Mathe

Digitally signed by Kinga-Timea Mathe
Date: 2025.09.19 15:10:21 +03'00'

PAGINĂ DE CAPĂT

Obiectiv: **REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. MEREM BECELAN S.R.L., LOCALITATEA SINTEREAG-GARA, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUD**

Amplasament: Loc. Sintereag-Gara, Nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud

Investitor: **S.C. METREM BECLEAN S.R.L.**
Loc. Beclean, str. Gheorghe Doja, nr. 47, jud. Bistrita-Nasaud

Data: Ianuarie 2025

Faza de proiectare: **S. F.**

Număr proiect: **1151**

Proiectant general: **STETERA S.R.L.**
Cluj-Napoca, str. Tatra, nr. 8, ap.10
tel.: 0770.768.916, proiectare@stetera.ro
C.U.I. 15763043, J12/2258/2008
Atestat ANRE nr. 16141/06.07.2020, tip Bp

Societatea J12/2258/2008 STETERA S.R.L. RO 15763043 Cluj-Napoca, România

Șef proiect: **ing. Iris PUIE**

Proiectant: **ing. Ioana POP**

Desenat: **ing. Iris PUIE**

PAGINĂ DE SEMNATURI

Obiectiv: **REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. MEREM BECELAN S.R.L., LOCALITATEA SINTEREAG-GARA, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUD**

Amplasament: Loc. Sintereag-Gara, Nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud

Investitor: **S.C. METREM BECLEAN S.R.L.**
Loc. Beclean, str. Gheorghe Doja, nr. 47, jud. Bistrita-Nasaud

Șef proiect:

ing. Iris PUIE

Instalații electrice:

ing. Ioana POP
Adeverință ANRE nr. 202511246 / 17.05.2025

ing. Iris PUIE

Societatea J12/2258/2008 STETERA S.R.L. RO 15763043 Cluj-Napoca, România

CUPRINS

1. INFORMAŢII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIŢII 5
1.1. Denumirea obiectivului de investiţii 5
1.2. Ordonator principal de credite/investitor 5
1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar) 5
1.4. Beneficiarul investiţiei 5
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate 5
2. SITUAŢIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIŢII 5
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate 5
2.2. Prezentarea contextului: 5
2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor 8
2.3.1. Informatii privind investitorul 8
2.3.2. Informatii privind amplasamentul proiectul de investitii propus 8
2.3.3. Caracteristici tehnice generale ale proiectului de investitii propus 10
2.4. Analiza cererii de bunuri şi servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii, în scopul justificării necesităţii obiectivului de investiţii 11
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei 21
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPŢIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII 24
3.1. Particularităţi ale amplasamentului: 25
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic: 27
3.3. Costurile estimative ale investiţiei: 30
3.4. Studii de specialitate, în funcţie de categoria şi clasa de importanţă a construcţiilor, după caz: 38
3.5. Grafice orientative de realizare a investiţiei 39
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPŢIUNI TEHNICO- ECONOMIC(E) PROPUS(E) 40
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referinţă şi prezentarea scenariului de referinţă 40
4.2. Analiza vulnerabilităţilor cauzate de factori de risc, antropici şi naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiţia 41
4.3. Situaţia utilităţilor şi analiza de consum: 43
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiţii: 45
4.5. Analiza cererii de bunuri şi servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiţii 47
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară 48
4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanţă economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate şi raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate 49
4.8. Analiza de senzitivitate 50
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 51
5. SCENARIUL/OPŢIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 53
5.1. Comparaţia scenariilor/opţiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilităţii şi riscurilor 53
5.2. Selectarea şi justificarea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e) 54
5.3. Descrierea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e) privind: 55
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenţi obiectivului de investiţii: 57

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcţiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerinţelor fundamentale aplicabile construcţiei, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice 59
5.6. Nominalizarea surselor de finanţare a investiţiei publice, ca urmare a analizei financiare şi economice: fonduri proprii, credite bancare, alocaţii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite. 60
6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME 61
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obţinerii autorizaţiei de construire 61
6.2. Extras de carte funciară, cu excepţia cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 61
6.3. Actul administrativ al autorităţii competente pentru protecţia mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentaţia tehnico-economică 61
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor 61
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară 61
6.6. Avize, acorduri şi studii specifice, după caz, în funcţie de specificul obiectivului de investiţii şi care pot condiţiona soluţiile tehnice 61
7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI 62
7.1. Informaţii despre entitatea responsabilă cu implementarea investiţiei 62
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiţii (în luni calendaristice), durata de execuţie, graficul de implementare a investiţiei, eşalonarea investiţiei pe ani, resurse necesare 63
7.3. Strategia de exploatare/operare şi întreţinere: etape, metode şi resurse necesare 64
7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale 65
8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI 66

1. INFORMAŢII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIŢII

1.1. Denumirea obiectivului de investiţii

REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. METREM BECLEAN S.R.L., LOCALITATEA SINTEREAG-GARA, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUD

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

S.C. METREM BECLEAN S.R.L.
loc. Beclean, str. Gheorghe Doja, nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud

1.3. Ordonator de credite (secundar/terţiar)

Nu e cazul

1.4. Beneficiarul investiţiei

S.C. METREM BECLEAN S.R.L.,

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

STETERA S.R.L.

2. SITUAŢIA EXISTENTĂ ŞI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIŢII

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate

Nu a fost necesara elaborarea unui studiu de prefezabilitate.

2.2. Prezentarea contextului:

Strategia Uniunii Europene in domeniul energetic, urmărește construirea unei Uniuni energetice care să ofere consumatorilor UE – gospodării și întreprinderi – energie sigură, sustenabilă, competitivă și accesibilă.

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

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

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

Pe 9 aprilie 2018, a intrat în vigoare Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii

investițiilor în acest domeniu și a Deciziei (UE) 2015/1814 care stabilește regulile ce vizează Sistemul de Comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, pentru Faza 4 a schemei EU ETS(2021-2030).

Directiva (UE) 2018/410 menționează principiile pentru funcționarea instrumentelor de finanțare, iar Statele Membre (SM) vor trebui să ia decizii importante cu privire la modul în care vor fi utilizate fondurile puse la dispoziția lor.

Directiva UE 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din data de 14 Martie 2018 revizuită stabilește următoarele mecanisme financiare începând din faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030):

- Fondul pentru Modernizare (Articolul 10 d), Alocarea tranzitorie cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic (Articolul 10c sau Mecanismul 10c)
- Fondul de Solidaritate
- Fondul de Inovare
- Fondul pentru o tranziție justă

Fondul de modernizare (selecția proiectelor pentru finanțare din Fondul pentru modernizare se va realiza în urma unor procese de selecție care se vor derula după aprobarea cadrului legislativ de implementare, perioada 2021-2030) reprezintă un instrument cheie pentru dezvoltarea investițiilor în proiecte energetice, care prevăd îmbunătățiri în eficiență energetică, modernizarea sistemelor energetice și tranziția în regiunile dependente de cărbune în Statele Membre cu PIB pe cap de locuitor la pretul pieței mai mic de 60% din media UE. Fondul va fi finanțat prin licitarea pe piață a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU ETS pentru perioada 2021-2030 a căror sumă se încadrează între €6.2 si €9.3 miliarde de Euro.

Obiectivele Fondului de Modernizare vizează tranziția către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon, prin stimularea investițiilor în surse regenerabile de energie, rețelele de transport care să includă distribuția energiei electrice în zonele rezidențiale și comerciale, interconectări de rețele pentru transportul de electricitate și gaze naturale, precum și stocarea de energie, îmbunătățirea eficienței energetice în producerea de energie, inclusiv în sectoarele de transport, clădiri, construcții, agricultură și deșeuri și pentru o tranziție echitabilă în regiunile dependente de cărbune.

Din 2019, strategia și-a stabilit ca obiective reducerea cu 40% a emisiilor de GES, creșterea cu 32,5% a eficienței energetice și creșterea cu 32% a SRE .

La 8 iulie 2020, Comisia Europeană a publicat „Strategia UE pentru integrarea sistemelor energetice" în care afirmă că planificarea coordonată și funcționarea sistemului energetic „ca întreg", cu ajutorul mai multor vectori energetici, infrastructuri și sectoare de consum reprezintă calea către o decarbonare reală, accesibilă și profundă a economiei europene, în conformitate cu Acordul de la Paris și Agenda ONU pentru dezvoltare durabilă până în 2030.

În 2020, obiectivul de reducere a emisiilor de GES până în 2030 a crescut la 55% în scopul asigurării traiectoriei necesare pentru atingerea neutralității climatice în 2050, un obiectiv asumat de Pactul Ecologic European, ca strategie pentru neutralitate climatică și, de asemenea, pachetul de propuneri legislative „Fit pentru 55%" publicat de Comisia Europeană la 14 iulie 2021 care propune un obiectiv mai ambițios pentru ponderea SRE în 2030, și anume 40%.

Guvernul României susține schimbarea și are ca obiectiv o pondere totală a energiei regenerabile de 30,7% în consumul final brut de energie până în 2030, așa cum reiese din Planul național integrat 2021-2030 pentru energie și climă, din aprilie 2020.

În 2020, mai mult de 24 % din electricitatea rezultată este produsă de centrale pe bază de combustibili fosili solizi (de exemplu, cărbune). Prin urmare, centralele fotovoltaice ar putea favoriza tranziția de la combustibilii fosili solizi la surse mai durabile și ar putea menține un mix energetic echilibrat Concomitent cu directivele europene privind politicile de

finanțare și contextul în care investițiile vor fi finanțate, prezenta documentație s-a elaborat și în conformitate cu legislația, , aplicabilă în vigoare.

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

- Strategia energetică a Romaniei 2020-2030, cu perspectiva anului 2050,
- Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030,
- Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare,
- Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie şi privind modificarea şi completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare,
- Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare.

2.3. Analiza situaţiei existente şi identificarea deficienţelor

Acest studiu de fezabilitate are ca scop identificarea celor mai bune solutie pentru implementarea Sistemului de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice pentru care se solicita finantarea.

2.3.1. Informatii privind investitorul

Investitia in Sistemul de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice propusa pentru finantare va fi realizata de catre societatea S.C. METREM BECLEAN S.R.L..

Avand in vedere:

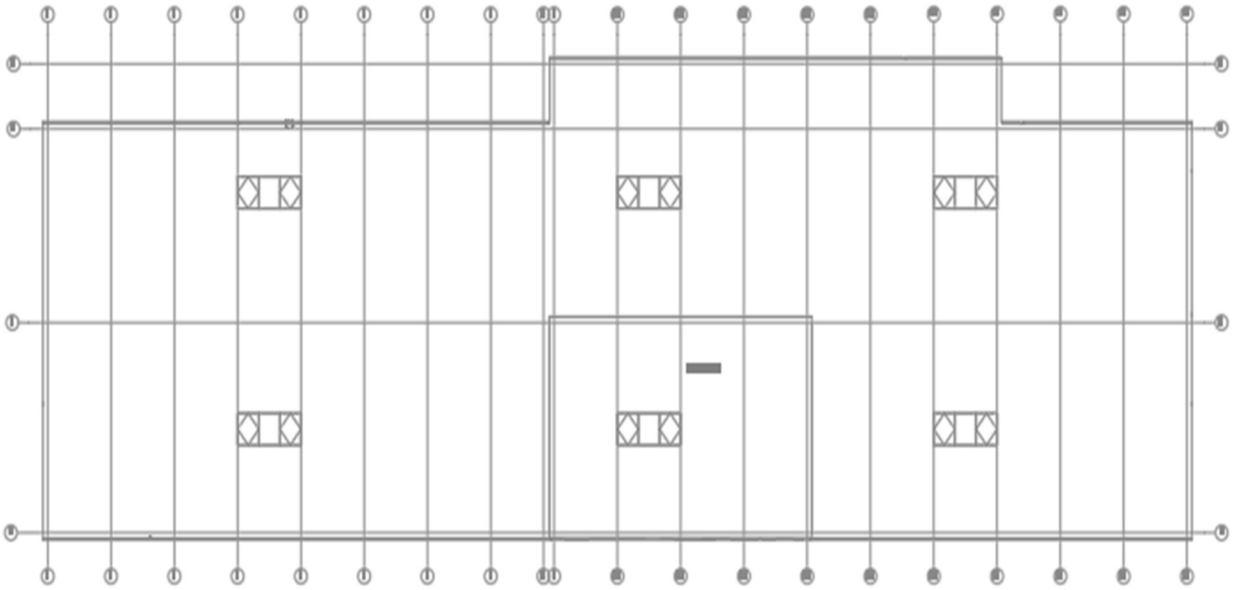
i. obiectivele politicii energetice si de mediu atat nationala, cat si a Uniunii Europene privind reducerea emisiilor de carbon in atmosfera generate de sectorul energetic prin inlocuirea unei parti din cantitatea de combustibili fosili consumati in fiecare an – gaz natural, carbune;
ii. strategia privind dezvoltarea durabila si cresterea sustenabila a Europei prin combaterea schimbarilor climatice, avand la baza o economie mai eficienta din punctul de vedere al utilizarii surselor, mai ecologica si mai competitiva;
iii. directia privind dezvoltarea unor infrastructuri esentiale care sa permita o crestere a ponderii energiei regenerabile in totalul consumului de energie primara, accesibila din punct de vedere economic si fezabila din punct de vedere tehnic a energiei din surse regenerabile, cum ar fi infrastructura retelelor de transport, stocare si distributie, retelele inteligente și interconexiunile,

2.3.2. Informatii privind amplasamentul proiectul de investitii propus

Investitia se va realiza in locatia beneficiarului din Loc. Sintereag-Gara, Nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud.

Suprafata invelitorii cladirii pe care se vor monta panourile fotovoltaice este de3803 metri patrati . Panourile fotovoltaice vor acoperi o suprafata de aproximativ 2228metri patrati. Montajul panourilor fotovoltaice se va face pe corpul de clădire identificat cu CF / nr topografic 27194 din locatia aflată în loc.Sintereag-Gara, nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud.

Montajul panourilor fotovoltaice se va faceprin fixarea structurii pe suprafata invelitorii de tip terasa.



Obiectivul principal al proiectului de investitie propus consta in contributia la majorarea productiei de energie din surse regenerabile solare a României si reducerea emisiilor de carbon, prin valorificarea potentialului de radatie solara a locatiei selectate.

2.3.3. Caracteristici tehnice generale ale proiectului de investitii propus

Obiectul investitiei este REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. METREM BECLEAN S.R.L., LOCALITATEA SINTEREAG, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUDcu o putere instalata de 0,578 MW

S-au studiat două scenarii, analiza comparativă a acestora având ca scop determinarea modului optim de aranjare a panourilor astfel încât să se obțină maximul de putere pentru suprafața disponibilă și implicit producția cea mai mare de energie electrică.

Pentru fiecare din aceste două scenarii s-au luat in considerare indeplinirea indicatorilor solicitati prin ”GHIDUL SOLICITANTULUI” pentru accesarea ”Schemei de ajutor privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energie electrice produsă din surse regenerabile pentru autoconsumul întreprinderilor din cadrul sectorului agricol și industriei alimentare”.

Ipotezeledecalculvalabilepentrufiecarescenariu

- **Scenariul 1:**
  - Panouri fotovoltaice, putere 500W, siliciu monocristalin
  - Numar panouri: 800 buc.
  - Invertoare, putere 100 kW / invertor;
  - Numar invertoare: 4 buc.
  - Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
  - Orientareapanourilorsprevest si est;
  - Unghiuldeînclinareapanouriloreste de 5 grade
  - Dispunerein serii (string)
    - Putereinstalatăpanouri fotovoltaice Pi (peak) =0,400 MWp;
    - Putereinstalată Invertoare Pi =0,4 MW;
    - Tensiunea de utilizare Un=400 V;
  - **Scenariul 2:**
  - Panouri fotovoltaice, putere 550 W, siliciu monocristalin
  - Numar panouri: 728 buc.
  - Invertoare, putere 100 kW / invertor;
  - Numar invertoare: 4 buc.
  - Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
  - Orientareapanourilorsprevest si est;
  - Unghiuldeînclinareapanourilor este de 5 grade
  - Dispunerein serii (string)
    - Putereinstalată Pi (peak) =0,4004 MWp;
    - Putereinstalată Invertoare Pi =0,4 MW;
    - Tensiunea de utilizare Un=400 V;

Ipotezele de calcul au fost discutate cu beneficiarul și stabilite pe baza informațiilor din literatura de specialitate și a experienței din alte proiecte.

2.4. Analiza cererii de bunuri şi servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu şi lung privind evoluţia cererii, în scopul justificării necesităţii obiectivului de investiţii

Sectorul energetic mondial este, de câțiva ani, în proces de a fi modificat ireversibil de cea de-a patra revoluție industrială. Prima a constat în dezvoltarea motorului cu abur, a puterii hidraulice și a mecanizării. Electricitatea și producția pe linii de asamblare au format o a doua revoluție. Computerizarea și automatizarea din anii ’80 au reprezentat al treilea pas discret. Astăzi, umanitatea face al patrulea salt istoric, prin dezvoltarea sistemelor cyber-fizice.

Tendințele pot fi grupate în: tehnologice (inteligență artificială, internet of things - IoT, blockchain, robotică, realitate augmentată), sociale (tranziție energetică, reglementare, volatilitatea prețului resurselor, concentrarea resurselor), de uz (rețele autonome și insularizate), pentru reducerea costurilor (mentenanță preventivă și suport operațional), de creștere (locuințe inteligente, managementul capacităților de producție) și, nu în ultimul rând, modele disruptive (utilizarea activelor din sectoare adiacente).

La nivel național, remarcăm cel puțin cinci tendințe cu impact semnificativ asupra rezilienței sistemului, asupra prețului energiei electrice pe termen lung, precum și în ceea ce privește reducerea emisiilor cu gaze care produc efect de seră. În primul rând, mașinile electrice și cele cu gaz natural comprimat (GNC) își accelerează creșterea. În trecutul recent, acestea erau utilizate în principal în scop de marketing, fiind niște reclame mobile. Companii importante (bănci, firme de asigurări, operatori de telecomunicații etc.) își arătau astfel înclinația spre inovație și sustenabilitate. Astăzi, în orașele mari, am trecut de această etapă. Clasa persoanelor cu venituri peste medie este cea care a început deja să își cumpere o a doua mașină, alegerea îndreptându-se către un automobil electric. În tandem cu această creștere a cererii, operatorii de distribuție a energiei electrice, lanțurile de supermarketuri și distribuitorii de carburant instalează din ce în ce mai multe stații de încărcare. Până în 2030, vom avea peste 500.000 de automobile electrice, hibrid sau pe bază de GNC în România, cu suficiente puncte de încărcare pentru a ajunge în orice punct al țării.

O a doua tendință o reprezintă un concept despre care a început să se vorbească în România prin anii 2014-2015, „prosumatorul”, care reprezintă fără doar și poate o surpriză plăcută. Legea 184/2018 a fost un pas important, ce permite prosumatorilor să își comercializeze energia electrică produsă și livrată în rețea. În funcție de existența și amploarea mecanismelor de suport financiar, dezvoltarea micilor producători la nivel local ar putea reprezenta chiar o soluție la deficitul de putere instalată a sistemului energetic la nivel național.

n al treilea rând, din punctul de vedere al pieței de energie, intrarea Hidroelectrica – cel mai mare producător de energie din România, cu o structură de cost competitivă – pe segmentul de furnizare către clienții casnici reprezintă un pas major, amenințând pe termen lung supremația furnizorilor tradiționali. Romgaz, o altă companie energetică la care statul român este acționar majoritar, ar putea alege o strategie similară de intrare pe piața de furnizare.

În 1990, totalul emisiilor de gaze cu efect de seră (exceptând LULUCF) era de 247 de milioane de tone de CO2 echivalent. Conform PNIESC (Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice), în contextul măsurilor actuale, o altă tendință este aceea de reducere a emisiilor, înregistrată istoric, care se va menține și pe viitor. Astfel, până în 2030, emisiile vor fi cu 49% sub nivelul înregistrat în 1990, scădere ce se așteaptă a continua și după acest an de referință.

Nu în ultimul rând, pentru respectarea angajamentelor de mediu la nivel european, fiecare stat membru trebuie să își asume un efort echitabil în diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră. O alternativă viabilă pentru România ar fi utilizarea gazelor naturale pe post de combustibil de tranziție, în următoarele zeci de ani. Avem, în Marea Neagră, peste 100 de miliarde de metri cubi de gaze. Este o cantitate foarte mare pe care ar trebui să o exploatăm cât mai repede și să o utilizăm, cu precădere pe teritoriul național, producând bunuri cu valoare adăugată. În lipsa unui cadru de reglementare predictibil, investitorii aleg să amâne pe durată nedeterminată luarea deciziilor finale de investiții. Până acum, dintre toți concesionarii de perimetre offshore, o singură companie a luat decizia de a investi aproximativ 400 de milioane de euro,

pariind pe modificarea actualului cadru legislativ până în 2021, când va începe producția efectivă. În acest domeniu, cu resurse ce ar avea un impact total pe întreg lanțul valoric de aproximativ 80 de miliarde de euro, rămânem în expectativă.

Din 2021, Europa se confruntă cu o creștere a prețurilor energiei, care se înscrie într-o tendință de creștere la nivel mondial. Statele membre ale UE au reacționat prompt la această situație. Acestea au convenit asupra necesității de a acționa în mod coordonat și de a lua măsuri urgente pentru a atenua impactul acestei creșteri în special asupra celor mai vulnerabile gospodării și întreprinderi.

Invadarea Ucrainei de către Rusia în 2022 a afectat și mai mult piețele energiei, provocând noi creșteri ale prețurilor energiei și preocupări cu privire la capacitatea UE de a-și asigura aprovizionarea cu energie.

În cadrul reuniunii informale a șefilor de stat sau de guvern din martie 2022, liderii UE au convenit să elimine treptat dependența UE de combustibilii fosili din Rusia.

În mai 2022, Consiliul și Parlamentul European au ajuns la un acord provizoriu cu privire la noi norme privind stocarea gazelor, conform cărora statele membre ale UE își vor completa capacitățile de stocare înainte de începutul iernii și le vor partaja cu alte state membre într-un spirit de solidaritate.

În cadrul reuniunii extraordinare a Consiliului European din 30-31 mai 2022, liderii UE au convenit să interzică aproape 90% din totalul importurilor de petrol din Rusia până la sfârșitul anului.

România s-a angajat prin *Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030* să reducă până în 2030 cu 43,9% emisiile ETS față de valorile din 2005 și să crească ponderea globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie cu 30,7%. Aceste angajamente reprezintă efortul țării noastre de a contribui la atingerea țintelor climatice asumate la nivelul Uniunii Europene până în 2030: reducerea cu minimum 55% a emisiilor de gaze cu efect de seră și creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie cu 32%.

În urma recomandărilor Comisiei, contribuția actualizată a României la realizarea obiectivelor Uniunii Europene până în 2030 este evidențiată în tabelul de mai jos:

Prezentare generală a principalelor obiective a PNIESC 2021 – 2030, la nivelul anului 2030	
Emisii ETS (% față de 2005)	**-43,9%***
Emisii non-ETS (% față de 2005)	**-2%**
Ponderea globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie	**30,7%**
⬇	
Ponderea SRE-E	49,4%
Ponderea SRE-T	14,2%
Ponderea SRE-Î&R	33,0%
Eficiență Energetică (% față de proiecția PRIMES 2007 la nivelul anului 2030)	
Consum primar de energie	-45,1%
Consum final de energie	-40,4%

În ceea ce privește cota de energie regenerabilă, Comisia Europeană a recomandat României să crească nivelul de ambiție pentru 2030, până la o pondere a energiei din surse regenerabile de cel puțin 34%. În consecință, nivelul de ambiție cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile a fost revizuit față de varianta actualizată a PNIESC, de la o cotă propusă inițial de 27,9%, la o cotă de 30,7%. Noul obiectiv a fost calculat, în principal, pe baza recomandării Comisiei de a alinia prognozele macroeconomice naționale la cele ale „Raportului de îmbătrânire Proiecții economice și bugetare pentru cele 28 de state membre ale UE (20162070)", corelat cu scoaterea din operare a capacităților pe cărbune.

Astfel, pentru atingerea nivelului de ambiție cu privire la ponderea energiei din surse regenerabile de 30,7% în anul 2030, România va dezvolta capacități adiționale de SRE de aproximativ 6,9 GW comparativ cu anul 2015. Pentru realizarea acestei ținte este necesară asigurarea unei finanțări corespunzătoare din partea UE în sensul asigurării unei adecvanțe corespunzătoare a rețelelor electrice, dar și a flexibilității producerii de E-SRE prin instalarea de capacități de back up pe gaze naturale, capacități de stocare și utilizarea de tehnici inteligente de management a rețelelor electrice. România a ales să adopte o abordare prudentă cu privire la nivelul de ambiție, ținând cont de particularitățile naționale și necesarul de investiții în SRE, atât pentru înlocuirea capacităților care ating durata maximă de operare cât și pentru cele noi, în vederea atingerii țintelor asumate în PNIESC, având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuiri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii. În conturarea acestei abordări, mai trebuie menționat și faptul că procesul de implementare a recomandărilor s-a confruntat și cu o lipsă a datelor necesare elaborării unui plan detaliat cu privire la măsurile, acțiunile, resursele financiare avute în vedere de autoritățile române pentru îndeplinirea țintelor de RES în perioada 2021-2030 mai ales în zona SRE încălzire-răcire și transport. O nouă analiză/ajustare a țintei 2030 va putea fi efectuată odată cu revizia PNIESC, moment la care vor putea fi estimate mult mai bine efectele implementării Directivei 2018/410 și ale programelor de susținere a Green Deal.

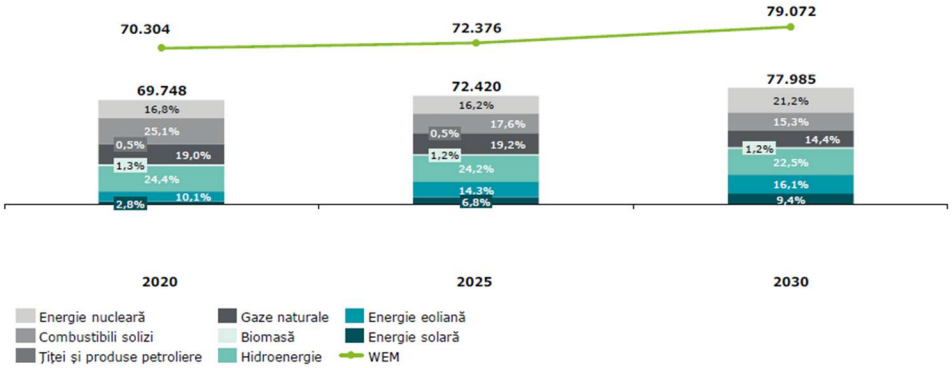
Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 analizeaza impactul politicilor și măsurilor planificate în secțiunea 3 referitoare la sistemul energetic și emisiile și absorbțiile de GES, inclusiv o comparație cu previziunile în contextul politicilor și măsurilor existente (conform descrierii din secțiunea 4).

Prognoza referitoare la evoluția sistemului energetic și a emisiilor și absorbțiilor de GES, precum și, dacă este relevant, a emisiilor de poluanți atmosferici în conformitate cu Directiva (UE) 2016/2284 în temeiul politicilor și măsurilor planificate, cel puțin până la zece ani după perioada vizată de plan (inclusiv pentru ultimul an al perioadei vizate de plan), inclusiv politici și măsuri relevante ale Uniunii, referitor la producția brută de energie electrică, analizează sectorul energetic din perspectiva a 2 scenarii macroeconomice:

- WEM - scenariu de modelare pe baza măsurilor actuale;
- WAM - scenariu de modelare pe baza măsurilor adiționale/suplimentare.

Având în vedere contextul enunțat mai sus, comparația între cele două modelări la capitolul producție brută de energie electrică indică traiectorii similare de creștere, chiar dacă în scenariul WAM creșterea este ponderată la un CAGR de 1,1% preconizat pentru 2020 - 2030. Producția brută de energie aferentă celor două scenarii este prezentată mai jos:

Grafic 46 – Producție brută de energie electrică WAM vs. WEM [GWh]



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

În concluzie, în scenariul WAM, este preconizată o producție brută de energie electrică mai mică pentru anul 2030 față de scenariul WEM (corecție negativă de 1,37%), în principal cauzată de scăderea consumului, pe fondul măsurilor

adiționale de eficiență energetică. De asemenea, față de scenariul WEM, mixul de energie electrică va suferi următoarele modificări:

- Producția din energie nucleară prezintă o corecție negativă (operaționalizarea celui de al 3-lea reactor nuclear, spre sfârșitul anului 2030);
- Scăderea producției energiei electrice din combustibili solizi (corecție negativă față de WEM cu 10,15% pentru anul 2030), având în vedere costurile crescute de conformare la obligațiile de mediu (emisii de carbon, respectiv alți poluanți atmosferici);
- Creșterea producției atât din surse fotovoltaice (creștere cu 130% față de WEM la anul 2030) cât și din resurse eoliene onshore (60,7% față de WEM la anul 2030) prezintă o corecție pozitivă semnificativă, ce compensează parțial reducerea producției din resurse convenționale (în special cărbune).

„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 (Cap. I) este de creștere a sectorului energetic în condiții de sustenabilitate, creștere economică și accesibilitate, în contextul implementării noului pachet legislativ de noi capacități de producție bazate pe tehnologii de vârf nepoluante; tranziția de la combustibili solizi (cărbune, lignit, etc.) spre gaz natural și surse regenerabile de energie; retehnologizarea și modernizarea capacităților de producție existente și încadrarea lor în normele de mediu, întărirea rețelelor de transport și distribuție de energie; încurajarea producerii de energie descentralizată; încurajarea creșterii consumului intern în condiții de eficiență energetică; export. Sistemul energetic național va fi astfel mai puternic, mai sigur și mai stabil iar România își va menține rolul de furnizor de securitate energetică în regiune.

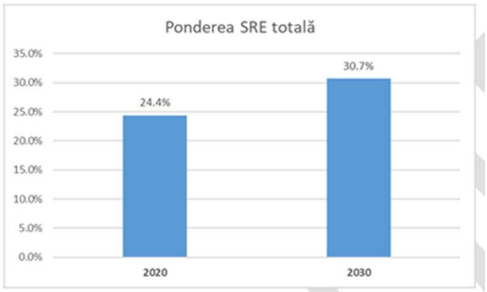
Obiectivele Strategiei Energetice sunt: 1. Asigurarea accesului la energie electrică și termică pentru toți consumatorii; 2. Energie curată energetică; 3. Modernizarea guvernanță și eficiență sistemului corporativă capacității instituționale de și a de reglementare; 4. Protecția consumatorului vulnerabil și reducerea sărăciei energetice; 5. Piețe de energie competitive, baza unei economii competitive; 6. Creșterea calității învățământului în domeniul energiei și formarea continuă a resursei umane calificate; 7. România, furnizor regional de securitate energetică; 8. Creșterea aportului energetic al României pe piețele regionale și europene prin resurselor valorificarea energetice naționale, primare.

Între măsurile și acțiunile pentru atingerea obiectivelor strategice distingem:

(OP9) ÎNLOCUIREA, LA ORIZONTUL ANULUI 2030, A CAPACITĂȚILOR DE PRODUCȚIE DE ENERGIE ELECTRICĂ CARE VOR IEȘI DIN EXPLOATARE CU CAPACITĂȚI NOI, EFICIENTE ȘI CU EMISII REDUSE

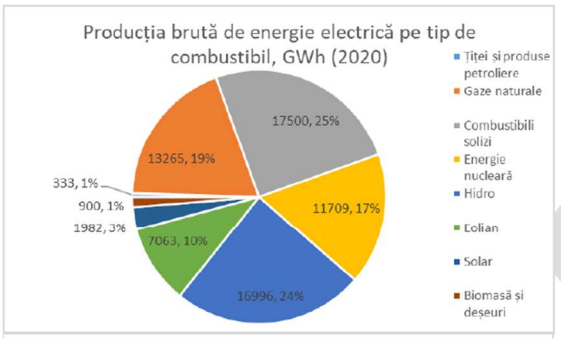
AP9a: Investiții în capacități noi de generare a energiei electrice, sub constrângerea realizării obiectivelor de securitate energetică, competitivitate și decarbonare a sectorului energetic. AP9b: Asigurarea unui cadru de neutralitate tehnologică pentru dezvoltarea mixului energetic național. AP9c: Asigurarea mecanismelor de finanțare pentru investițiile în capacități noi de producere a energiei electrice fără emisii de GES, în condiții de eficiență economică.

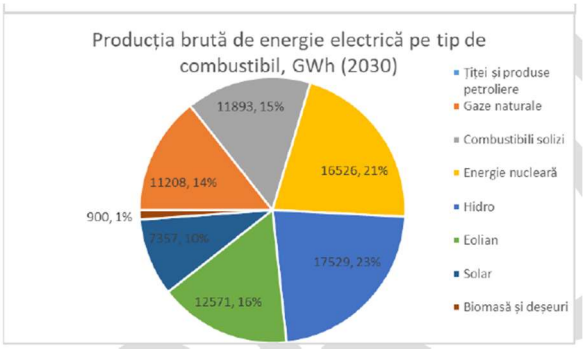
Promovarea surselor regenerabile de energie reprezintă un obiectiv important pentru România la nivelul anului 2030 în contextul tranziției către energia verde, curată. România și-a stabilit obiectivul de a atinge o pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie de 30,7%, ținând cont de particularitățile naționale, față de o pondere de 24,4% în 2020, prezentată în graficul de mai jos:



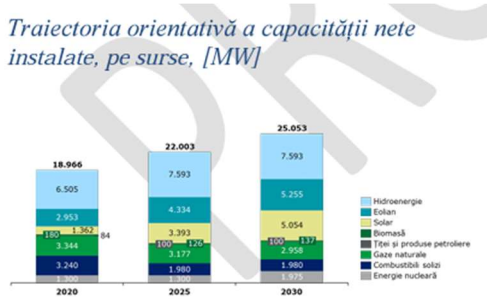
Sursă: Ministerul Economiei, Energiei și Mediului de Afaceri

Energia regenerabilă în producția brută de energie electrică. Este preconizat ca producția brută de energie electrică să atingă un nivel de 69,748 GWh în 2020, respectiv 77,985 GWh în 2030, conform graficelor de mai jos:





Securitatea energetică. România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia. În acest sens, evoluția capacităților instalate în perioada 2020 – 2030 este prezentată în graficul de mai jos:



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

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

de 20,8% preconizat în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană.

Repartiția energiei solare pe teritoriul național este relativ uniformă cu valori cuprinse între 1.100 şi 1.450 kWh/mp/an. Valorile minime se înregistrează în zonele depresionare, iar valorile maxime în Dobrogea, estul Bărăganului şi sudul Olteniei. Corelat cu modul de dezvoltare a locuințelor sau a altor clădiri din interiorul localităților, conform studiului ICEMENERG 2006, ar putea fi utilizați captatori solari cu o suprafață de 34.000 mp care să producă o energie de 61.200 TJ/an.

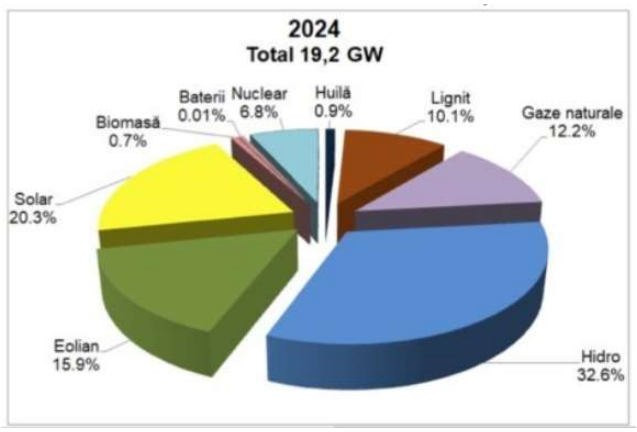
Valorificarea potențialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform aceluiași studiu, instalarea unei capacități totale de 4.000 MW şi producerea unei energii anuale de 4,8 TWh. La sfârșitul anului 2016, erau instalate în România parcuri solare cu puterea totală de 1.360 MW care, conform energiilor de proiect, produc 1,91 TWh/an. În anul 2019, parcurile fotovoltaice din România au produs 1,40 TWh. Construirea de parcuri fotovoltaice a beneficiat în perioada 2009-2016 de schemă de sprijin, conform Legii 220/2008.

În vederea utilizării potențialului disponibil pentru dezvoltarea surselor fotovoltaice, este necesar ca sistemul energetic național să fie modernizat pentru a putea prelua variațiile de injecție de putere generate de sursele fotovoltaice, cu sisteme de echilibrare și stocare dimensionate corespunzător.

Consumul total de energie electrică a înregistrat o scădere substanțială de la 60 TWh în 1990 la 39 TWh în 1999 (Eurostat 2020, [nrg_cb_e]), în principal pe fondul contractării activității industriale, după care a crescut până la 48 TWh în 2008. Criza economică din 2008-2009 a cauzat o nouă scădere a consumului, urmată de o revenire graduală la 50 TWh în 2018.

Potrivit datelor Eurostat publicate în aprilie 2020, România a avut în 2019 (semestrul 2) al șaselea cel mai mic preț mediu din UE al energiei electrice pentru consumatorii casnici (bandă consum anual între 2.500-5.000 kWh, Eurostat, [nrg_pc_204]). Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică. Mai mult, consumul este afectat si de faptul că aproape 100.000 de locuințe din România (din care o parte nu sunt locuite permanent) nu sunt conectate la rețeaua de energie electrică; cele mai potrivite pentru ele fiind sistemele izolate de producere si distribuţie a energiei.

România are un mix diversificat de energie electrică, bazat în cea mai mare parte pe resursele energetice interne.



Infrastructura și piața de energie electrică. Operatorul de transport și de sistem, Transelectrica SA coordonează fluxurile de putere din SEN prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Deși dispecerizare implică costuri suplimentare

pentru producători, ea face posibilă echilibrarea SEN în situații extreme. Din puterea totală brută disponibilă de aproape 20.000 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport (RET) (Transelectrica 2024), în concordanță cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, urmărește evacuarea puterii din zonele de concentrare a SRE către zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (de exemplu, regiunea nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Pe fondul creșterii puternice a investițiilor în SRE intermitente din ultimii ani, echilibrarea pieței a devenit esențială, cu atât mai mult cu cât grupurile pe bază de cărbune nu pot răspunde rapid fluctuațiilor vântului și radiației solare decât pe bandă îngustă. Categoriile principale de producători cu răspuns rapid la cerințele de echilibrare sunt centralele hidroelectrice și grupurile pe bază de gaze naturale. Echilibrarea pe o piață regională necesită capacitate sporită de interconectare.

Începând din noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare (PZU) din România funcționează în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria, pe baza soluției de cuplare prin preț a regiunilor. România participă activ în cadrul proiectelor regionale și europene dedicate creării pieței unice europene de energie electrică.

Implementarea prezentului proiect va conduce la construirea unui sistem de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice pentru sediul S.C. METREM BECLEAN S.R.L., județul Bistrita-Nasaud. În urma unei analize asupra cererii de energie solară, am constat că inițiativa societății S.C. METREM BECLEAN S.R.L.va contribui la protecția mediului.

Accentuarea crizei carburanților fosili pe plan mondial, însoțită de o creștere substanțială a costurilor pentru producerea energiei din combustibili fosili, pe de o parte și necesitățile crescânde de consum a energiei electrice în condițiile politicilor climatice / Pactul Verde European, pe de altă parte, califică această investiție pentru un grad foarte ridicat de oportunitate.

Problemele importante, precum schimbările climatice, dependența de combustibilii fosili și creșterea nevoilor de consum ne determină să regândim modalitatea în care producem și consumăm energie. Din acest punct de vedere, sursele de energie regenerabilă reprezintă o parte importantă a soluției pentru o dezvoltare durabilă.

În contextul celor de mai sus, câteva dintre avantajele specifice ale proiectului, sunt:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, prin utilizarea surselor regenerabile / solară / fotovoltaică, pentru producerea de energie electrică;
- asigurarea unei dezvoltări durabile a Romaniei, în condițiile în care dezvoltarea economică a țării poate duce la creșterea consumului de energie electrică atât în industrie, transporturi, cât și în agricultură.
- creșterea securității energetice, prin creșterea capacității de producere a energiei electrice și utilizarea unei resurse energetice locale, energia solară / fotovoltaică, independentă de importuri sau tehnologii pentru exploatare. România trebuie să-și mențină poziția de producător de energie în regiune și să-și consolideze rolul de furnizor de securitate energetică în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional.

În prezent, la nivelul internațional, sectorul energetic se află într-o perioadă de tranziție, din patru puncte de vedere: tehnologic, climatic, geopolitic și economic. Aceste evoluții au efecte asupra sectorului energetic atât la nivel european, cât și național. Astfel, Romania va trebui să se adapteze la aceste tendințe de pe piețele internaționale, dar și la reașezările geopolitice ce influențează parteneriatele strategice, având Producția de energie are un impact major asupra schimbărilor climatice – utilizarea energiilor regenerabile pentru încălzire și răcire în alte sectoare înseamnă mai puține emisii de gaze cu efect de seră și o poluare atmosferica mai redusă.

Satisfacerea nevoii energetice tot mai mari trebuie să fie asigurată respectând cu strictețe ecosistemul, iar dintre diversele energii curate, cea fotovoltaica este, cu siguranță, cea care oferă cele mai multe beneficii. Este important de menționat faptul că, instalațiile solare funcționează chiar și atunci când cerul este înnorat. Captarea energiei solare este foarte

eficientă și benefică, deoarece nu este poluantă, nu are efecte nocive asupra atmosferei și nu produce zgomot. În condițiile în care degradarea pământului atinge un nivel din ce în ce mai ridicat, această problema devine o preocupare pentru un număr tot mai crescut de oameni.

Întrucât solicitantul nu dispune de resursele financiare necesare implementării proiectului, atragerea unor fonduri nerambursabile este esențială pentru ducerea la bun sfârșit a acestui proiect.

Din punct de vedere al instalări sistemului de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice dispus pe învelitoarea construcțiilor existente avand un grad mare de însorire, este o soluție foarte viabilă deoarece nu se mai ocupă teren liber cu instalarea de panouri fotovoltaice.

Tehnologia fotovoltaică de ultima oră utilizată va genera o serie de beneficii, precum: funcționare fără poluare; fluxuri pozitive de numerar; costuri reduse de mentenanță; durata de viață de peste 30 de ani; redarea terenului în forma inițială, fără poluare, la momentul dezafectării instalațiilor.

Dezvoltarea economică a țării poate duce la creșterea consumului de energie electrică atât în industrie, transporturi, cât și în agricultură. Energia produsă din surse regenerabile deține un potențial uriaș de creștere a competitivității industriale a Europei. Pe termen mediu și lung, se așteaptă ca aceste forme de energie să fie competitive din punct de vedere economic cu sursele de energie convenționale. Intensificarea investițiilor în energii regenerabile va sprijini crearea de activități economice și de locuri de muncă și va promova inovația în cadrul economiei UE. Exportul de tehnologii din domeniul energiilor regenerabile va genera multe oportunități noi de afaceri, intensificând și mai mult dezvoltarea economică.

Puncte tari	*Puncte slabe*
1. Utilizarea unor echipamente performante din punct de vedere tehnologic, rezultând într-o capacitate mare de producție. 2. Calitatea serviciilor prestate și alinierea cu standardele europene prin implicarea și controlul direct al administratorului în managementul și dezvoltarea societății. 4. Strategia de marketing ce va fi dezvoltată pentru a crește vizibilitatea societății și pentru a ajuta la dezvoltarea sustenabilă și durabilă a afacerii. 5. Diversitatea clienților pentru care se vor presta serviciile (persoane fizice și persoane juridice). 6. Personalul angajat care va fi pregatit constant și conform standardelor mondiale, pentru prestarea serviciilor.	1. necesitatea existenței a diverse posibilități de finanțare pentru dezvoltarea societății în viitor. 2. necesitatea existenței investitorilor interesați de domeniul producției de energie solară și implicit dinamică a acestui domeniu. 3. Posibilitatea expansiunii la nivel regional în județele apropiate. 4. Necesitatea extinderii și dezvoltarii ofertei de servicii odată cu dezvoltarea afacerii și experiența acumulată.
Oportunități	*Amenințări*
1. Identificarea personalului calificat și necalificat care va fi dispus să muncească în funcție de fluxul comenzilor. 2. Atragerea fondurilor financiare nerambursabile, în vederea implementării inițiativei antreprenoriale. 3. Contribuția considerabilă în vederea protejării mediului. 4. Existența resurselor financiare proprii dar într-o anumită limită.	1. Contextul intern și extern cu privire la efectele pandemiei și ale conflictului din Ucraina care poate duce la efecte pe plan economic. 2. Modificarea legislației naționale care poate aduce piedici în desfășurarea activităților până la restabilirea cadrului legal de funcționare. 3. Existența concurenței care poate fi combătută doar printr-un raport echitabil de calitate-preț.

	4. Criza politică pe plan intern care duce la instabilitate din punct de vedere economic și legislativ.

Propunerea de valoare a solicitantului METREM BECELAN S.R.L. este caracterizată de elemente inovative, noutate și durabilitate. Echipamentele solicitante au la bază ultimele tehnologii disponibile pe piața din domeniul producției de energie electrică, de aceea considerăm că intreprinderea dispune de un avantaj competitiv foarte important. De asemenea, implementare prezentului proiect va avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră;
- o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizarii resurselor, mai ecologica și mai durabilă;
- creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile, contribuind astfel atât la securitatea energetică a țării cât și la obiectivele Pactului Verde European, ca strategie de creștere sustenabilă a Europei.

Producatori de energie electrica, au rolul de a produce cantitatile de energie electrica pentru asigurarea necesarului de consum al consumatorilor de energie electrica.

Din punctul de vedere al tehnologiilor folosite pentru producerea de energie electrica, productorii de energie electrica se impart in doua mari categorii:

1. **Producatori care utilizeaza tehnologii conventionale:**
    a. Producatori de energie electrica care functioneaza pe combustibili fosili (Complexul Energetic Oltenia [carbune], Romgaz [gaze naturale], Petrom [gaze naturale]);
    b. Producatori de energie electrica hidro de putere mare si medie (Hidroelectrica);
    c. Productori de energie electrica cu tehnologie nucleara (Nuclearelectrica).

Principala caracteristica a grupurilor energetice operate de catre acesti producatori este faptul ca au capabilitatatea de a produce energie electrica in mod predictibil, putand functiona dupa un program prestabilit (pot livra cantitati de energie contractate in fiecare interval de decontare).

2. **Producatori de energie electrica din surse regenerabile:**
    a. Producatori de energie solara. Energia solara este produsa urmare a conversie luminii solare in energie electrica prin intermediul efectului fotovoltaic. Cantitatea de energie electrica produsa in fiecare interval de decontare este depenedenta de cantitatea de lumina solara care este absorbita de panourile fotovoltaice;
    b. Productori de energie eoliana. Energia eoliana se obtine din conversia energiei cinetice a vantului in energie electrica prin intermediul turbinelor eoliene;
    c. Productori de energie care utilizeaza ca si combustibil biomasa;

Exceptand productorii de energie electrica din biomasa, caracteristica de baza a acestor producatori este faptul ca nu au capabilitatea tehnica de a produce energie electrica in mod controlabil, cantitatea de energie electrica produsa fiind dependenta de intensitatatea radiatiei solare sau de viteza vantului.

3. **Prosumatori:**

Acestia sunt producatori de energie electrica care utilizeaza cantitatile de energie electrica produsa, in principal, pentru acoperirea necesitatilor proprii de consum, iar cantitatile de energie electrica produse in excedent sunt livrate in sistemul energetic national (SEN).

Tehnologiile folosite de acesti producatori pentru productia de energie electrica pot fi conventionale (gaz, combustibili lichizi) sau regenerabile.

Conditia principala ca un productor sa fie incadrat in categoria de Prosumator este ca puntul de racord la reteaua electrica sa fie unic (atat pentru productie cat si pentru consum).

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiţiei

Obiectivul principal al prezentului proiect este sa contributie la cresterea capacitatii de productie energie electrica din surse regenerabile prin realizarea sistem de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice pentru sediul S.C. METREM BECLEAN S.R.L., cu o putere instalata de 0,578 MW.

Prin realizarea investiţiei, se doreşte ca S.C. METREM BECLEAN S.R.L., odată cu punerea în funcțiune a noi capacităţi de producţie, să valorifice energia produsă pentru acoperirea parțială consumului propriu și acoperirea unei ponderi din consumul anual de energie electrică cu o energie curată, cu impact de mediu nul.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiţiei „REALIZAREA SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. METREM BECLEAN S.R.L.”:

a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părţidincantitateadecombustibili fosiliconsumaţi în fiecarean-cărbune, gaznatural;
b) o economiemaieficientădinpunctuldevederealutilizăriisurselor,maiecologicăşimaicompetitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt deprotecţieşipeîmbunătăţireacalităţii mediului;
c) atingereaobiectivelorUniuniiEuropeneprivindproducţiadeenergiedinsurseregenerabileprevăzuteînDirectiva(UE) 2018/2001aParlamentuluiEuropeanșiaConsiliuluiprivindpromovareautilizării energiei din surseregenerabile;
d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 *privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative*;
e) atingerea obiectivelor privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice2021-2030,aprobatprinH.G.nr. 1.076/2021;
f) creşterea producţiei de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactuluiverde european ca strategie decreștere sustenabilă a Europei și de combatere a schimbărilor climaticeîn concordanță cu angajamentele Uniunii de punere în aplicare a Acordului de la Paris și obiectivele dedezvoltaredurabilăaleONU;
g) creşterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat alinvestiţiilor de creştere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile deenergieeoliană, solară sau hidro;
h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 alParlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingereaneutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050, a unui echilibru lanivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii,astfel încât săseajungă lazeroemisii nete pânălaaceadată;
i) decongestionarea Sistemului Energetic Național (SEN) prin utilizarea de noi capacități de producție aenergieielectrice descentralizate;
j) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energieEUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

Indicatorii de realizare urmăriți prin implementarea proiectului sunt:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură
IndicatorulI.1	Capacitateoperațională instalatădeproducereaenergieidinsurse regenerabile	MW
IndicatorulI.2	Reducerea gazelorcuefectdeseră:Scădereanualăestimată agazelor cuefectde seră	Echivalent tone de CO2/an
IndicatorulI.3	Producţiamediedeenergiedinsurseregenerabile	MWh / an
IndicatorulI.4	Producțiatotalădeenergiedinsurseregenerabile pentru perioada de referință	MWh
Indicatorul I.5	Procesul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu	%
Indicatorul I.6	Factorul de capacitate al centralei	%

În perioada de monitorizare, pentru justificarea consumului minim anual, beneficiarul va prezenta, alături de documentele justificative, rezultatul următorului calcul:

I –C <= 30% P, unde:

P = cantitatea anuală de energie electrică produsă de centrală, având la bază ca document justificativ producția înregistrată de contorul / sistemul SCADA al centralei;

I = cantitatea anuală de energie electrică injectată în rețea, având la bază ca document justificativ facturile emise de furnizor în cazul prosumatorilor sau procesele verbale de citire contor emise de către Operatrul de Distribuție în cazul instalațiilor cu Pi mai mare de 400 kW.

C = cantitatea anuală de energie electrică consumată din rețea, având la bază ca document justificativ facturile emise de furnizor

Definițileindicatorilor

Indicatorull.1=Capacitateasuplimentarăinstalatăpentruenergiadinsurseregenerabiledatoritășprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului și care este operațională (și anume, conectată larețea,dacăestecazul,șicompletpregătitășăproducăenergiesaucareproducedejaenergie).Capacitatea deproducțieestedefinitădrept „puterea electrică maximă netă”, astfel cumestedefinită deEurostat.
Notă:În cazul energiei produsă din sursă regenerabilă solară, acestindicatorreprezintăcapacitateanouinstalată obținută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ).În situația în care puterea invertoarelor este mai mare decât cea instalată în panouri fotovoltaice se va utiliza valoarea cea mai mică dintre cele două la calculul indicatorului și a ajutorului de stat solicitat
Formula de calcul: Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată înMW.

Indicatorul I.2 = Estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gazecuefect de seră lasfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cuproducțiadeenergie dinsurseregenerabile.
Formula de calcul: Cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacitățiinoi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor degaze cu efect de seră, înechivalent tonedeCO2.

Secalculeazăparcurgând următoriipași:

a. Se calculează producția anuală medie de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată dinregenerabile perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1000 h/an pentru energiesolară, 2100 h/an pentruenergie eoliană);
b. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală medie de energie electrică se înmulțește cufactorul de emisiide CO_2mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe bazadatelordin raportul ANRE pentru anul 2021 / 2022, după caz.

Factorul de emisii de CO_2 mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWhdinsursefosile este0,6119 tone CO_2/MWh.

Indicatorull.3=Producţiamediedeenergieelectricădinsurseregenerabile
Metodologie de calcul: Producția de energie din surse regenerabile conform capacitățiiinstalate, calculată cu programe de specialitate,monitorizatăprin rapoarteleanualealeoperatorilor înregistrațiișistatistici oficiale.

Indicatorull.4=Producțiatotalădeenergieelectricădinsurseregenerabile pentru perioada de referință
Formuladecalcul: Producțiaanualădeenergieelectricăduratadeanaliză (20deani).

Indicatorull.5=Procesul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu
Formuladecalcul: Cantitatea de energie consumată / cantitatea de energie produsă în total (minim 70%).

Indicatorull.6=Factorul de capacitate al centralei
Formuladecalcul: Producţiamedie anuală deenergiedinsurseregenerabile / (Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100 (Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 *8760 h) * 100

Rezultate vizate sunt:
Indicatorull.1:
- functionalizarea unei centrale fotovoltaice de 0,4 MW formata din 800 de paonouri fotovoltaice de 500 W și patru invertoare (patru invertoarede 100 kW).

Indicatorul I.2:
- cantitatea estimată de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în urma instalarii capacității de producere este de 276,3071 tone de CO2

Indicatorul I.3:
- producția anuală medie de energie electrică din surse regenerabilă va fi de 451,556MWh

Indicatorul I.4:
- producția totală de energie electrică din surse regenerabilă pe o perioadă de 20 de ani va fi de 9031,12 MWh

Indicatorul I.5:
- producția totală de energie din surse regenerabile estimată a fi folosită pentru consumul propriu este de 100 % (617,394MWh (cantitatea de energie consumată) / 617,394MWh (cantitatea de energie produsă)).

Indicatorul I.6:
- factorul de capacitate al centralei este de 12,89 %

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ŞI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPŢIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIŢII

Proiectul isi propune realizarea unui sistem de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice pentru sediul S.C. METREM BECLEANS.R.L

Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă reprezentată de energia solară.

Pentru realizarea obiectivului de investitii sa facut o analiză a autoconsumului în baza ultimilor 12 facturi de energie emise, până la momentul întocmirii Studiului de fezabilitate, prezentată la cap. 4.3 al acestui Studiu de Fezabilitate.

La obiectivul studiat nu sunt preconizate a se instala noi receptori de energie electrică care să modifice substanțial autoconsumul de energie electrică anual calculat anterior.

La sediul S.C. METREM BECLEAN S.R.L. din loc Sintereag-Garaautoconsumul pe un an calendaristic este de 617,394 MWh, se propune instalarea unui sistem de producere energie electrica utilizând sursa regenerabilă de energie solară avand o putere de minim 0,4 MW.

În baza analizelor tehnice studiate s-au analizat in continuare urmatoarele scenarii tehnico economice:

Varianta/ Opțiunea/ Scenariul 1

- **Scenariul 1:**
  - Panouri fotovoltaice, putere 500 W, siliciu monocristalin
  - Numar panouri: 800 buc.
  - Invertoare Hybrid descentralizate, putere 100 kW / invertor;
  - Numar invertoare: 4 buc.
  - Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
  - Orientareapanourilorspre vest si est;
  - Unghiuldeînclinareapanourilor este de 5 grade
  - Dispunerein serii (string)
    - Putereinstalată panouri fotovoltaice Pi (peak) = 0,4 MWp;
    - Putereinstalată Invertoare Pi = 0,4 MW;
    - Tensiunea de utilizare Un= 400 V;

Varianta/ Opțiunea/ Scenariul 2

- **Scenariul 2:**
- Panouri fotovoltaice, putere 550 W, siliciu monocristalin
- Numar panouri: 728 buc.
- Invertoare, putere 100 kW / invertor;
- Numar invertoare: 4 buc.
- Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
- Orientareapanourilorspre vest si est;
- Unghiuldeînclinareapanourilor este de 5 grade
- Dispunerein serii (string)

- Putereinstalată Pi (peak) = 0,4004 MWp;
- Putereinstalată Invertoare Pi = 0,4 MW;
- Tensiunea de utilizare Un= 400 V;

3.1. Particularităţi ale amplasamentului:

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafaţa terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietăţii sau titlul de proprietate, servituţi, drept de preempţiune, zonă de utilitate publică, informaţii/obligaţii/constrângeri extrase din documentaţiile de urbanism, după caz);

Investitia se va realiza in locatia beneficiarului din loc. Sintereag-Gara, nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud.

Suprafata invelitorii cladirii pe care se vor monta panourile fotovoltaice este de 3803 metri patrati . Panourile fotovoltaice vor acoperi o suprafata de aproximativ 2228 metri patrati. Montajul panourilor fotovoltaice se va face pe corpul de clădire identificat cu CF / nr topografic 27194 din locatia aflată în loc.Sintereag-Gara, nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud.

Montajul panourilor fotovoltaice se va face prin fixarea structurii pe surpafetele tiglei metalice cu prindere in caprior.

b) relaţii cu zone învecinate, accesuri existente şi/sau căi de acces posibile;

Amplasamentul se invecineaza cu:

- N – Proprietate privată
- E – Teren Agricol
- S – Proprietate privată
- V – Proprietate privată

Accesul la amplasament pe cale rutiera se face din drumul europeanE58.

c) orientări propuse faţă de punctele cardinale şi faţă de punctele de interes naturale sau construite;

In vederea maximizarii productiei de energie din surse regenerabile, în funție de orientarea șarpantei s-a ales o orientare vest si est a panourilor fotovoltaice.

d) surse de poluare existente în zonă;

In zona de amplasare nu sunt surse de poluare

e) date climatice şi particularităţi de relief;

Clima este temperat-continentală moderată, influențată în mare parte de invazia maselor de aer cald din Vest și Sud-Vest, provenite din ariile ciclonale ale Atlanticului și Mării Mediterane. Regimul temperaturii aerului înregistrează diferențieri evidente în funcție de altitudinea reliefului, de fragmentarea și orientarea acestuia, precum și de alți factori locali. Astfel, temperatura medie anuală variază între 7°C în zonele deluroase din apropiere, 8–9°C în arealele joase, cum este și cazul localității Șintereag-Gară, situată în zona depresionară a Câmpiei Transilvaniei.Temperaturile medii ale aerului prezintă diferențieri substanțiale și în funcție de anotimp. Astfel, iarna, în condițiile pătrunderii frecvente ale maselor de aer rece din Nord, se înregistrează valori medii lunare de –2 până la 0°C, iar vara, sub influența aerului temperat oceanic din Vest, mediile lunare se situează între 18 și 20°C. Temperatura maximă absolută, estimată pentru această

zonă, este de aproximativ 37–38°C, iar minima absolută poate coborî sub –25°C, în condiții de iarnă severă.Cantitatea medie anuală a precipitațiilor oscilează între 650 mm în zonele joase, cum este și Șintereag-Gară, și peste 800 mm în zonele deluroase din apropiere. Valorile maxime se înregistrează, de regulă, primăvara și la începutul verii, sub forma ploilor convective, iar iarna precipitațiile sunt mai reduse, căzând predominant sub formă de ninsoare.

Regimul eolian este influențat de relief, atât în ceea ce privește direcția, cât și viteza. Vânturile predominante bat dinspre Vest și Sud-Vest, cu o frecvență ridicată și viteze medii anuale de 3–4 m/s, dar pot apărea și intensificări temporare, mai ales în perioada de tranziție dintre anotimpuri.

Relief variat, cu structuri de lăsare, dealuri, văi şi depresiuni, situate între ramura nordică a Carpaților Orientali și Podișul Transilvaniei. Localitatea Șintereag-Gara și împrejurimile sale se află într-o zonă de tranziție, cu influențe montane dinspre munții Rodnei, Călimani și cu zone mai domoale spre Câmpia Transilvaniei.În partea apropiată se individualizează dealuri și văi relativ domoale, cu altitudini care pot varia între circa 400-800 m, în funcție de antene locale și de apropierea de culmile montane. Zonele mai joase, de lăsare şi depresiune uşoară, se află la altitudini de 250-400 m.Partea estică a arealului Şintereag-Gara este dominată de dealuri fragmentate; spre nord şi nord-vest, relieful capătă ușoare înălțimi de culme, forme de dealuri împădurite, intercalate cu văi adâncite de pâraie și afluenți. Depresiuni locale apar în albiile râurilor și pârâurilor, în special în zonele unde eroziunea și depunerile aluvionare au modelat văi largi și fundul văii plat.Zonele de câmpie aluvială apar strict de-a lungul râurilor ce traversează zona – sunt arii restrânse, relativ joase, cu terenuri fertile, folosite pentru agricultură. Văile râurilor și pârâurilor, cu versanți mai domoli sau ceva mai abrupți, conferă un peisaj fragmentat, cu diferențe de altitudine semnificative pe distanțe mici.

f) existenţa unor:

- *reţele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;*
- *posibile interferenţe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existenţa condiţionărilor specifice în cazul existenţei unor zone protejate sau de protecţie;*
- *terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională;*

In zona de amplasare a obiectivului de investitii nu exista retele de utilitati care trebuie relocate, nu exista interferente cu monumente istorice, situri arheologice, zone protejate, nu exista terenuri care aparţin unor instituţii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică şi siguranţă naţională;

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând:(nu este cazul)

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcţional-arhitectural şi tehnologic:

- caracteristici tehnice şi parametri specifici obiectivului de investiţii;

- varianta constructivă de realizare a investiţiei, cu justificarea alegerii acesteia;

- echiparea şi dotarea specifică funcţiunii propuse.

O parte din energia electrică realizată desistemul de producere energie electrică prin panouri fotovoltaice, este consumată propriu iar surplusul de energie electrică va fi debitată în rețea.

Modul de conectare al panourilor fotovoltaice între ele și conectarea acestora la invertoare se va stabili in cadrul proiectului de instalație de utilizare (producere si consum) si va face obiectul unei documentații de proiectare separată ce va fi pusă la dispoziția OD (Operatorului de Distribuție) în momentul racordării centralei fotovoltaice la RED conform Regulamentului de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.

Instalația solară fotovoltaică cuprinde următoarele componente principale:

1) **Module fotovoltaice** sunt echipamente care au rolul de a capta și transforma energia solară în energie electrică. Modulele fotovoltaice utilizate sunt alcătuite din celule fotovoltaice din siliciu monocristalin. Panourile fotovoltaice vor respecta standardele tehnice si de siguranță.

După transportul, depozitarea și instalarea panourilor, se va proceda la verificarea și completarea prealabilă a acestora, înainte de trecerea la montarea lor si conectarea instalațiilor după cum urmează:

- verificarea vizuala a integralității panoului si a aspectului fizic a acestuia
- se vor verifica parametrii tehnici ai fiecărui panou conform specificațiilor producătorului, inainte de montarea acestora si conectarea lor.

2) **Invertoare de putere** sunt echipamente care au rolul principal de a transforma tensiunea continuă, tensiunea de utilizare a modulelor fotovoltaice, în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordați la barele centralei. Invertoare de putere utilizate sunt invertoare de putere trifazate unidirecționale.

3) **Acumulatori** sunt echipamente care au rolul de stocare a energiei electrice

4) **Structură de montaj** module fotovoltaice are rolul de fixare a modulelor fotovoltaice de suprafața de montaj constituită de solul locației. Structura de montaj cuprinde piese metalice din otel si aluminiu dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice proiectului.

5) **Tablourile electrice** din cadrul instalației solare fotovoltaice asigură aparatele de comutație și aparate de protecție și/sau măsură specifice instalațiilor fotovoltaice.

6) **Rețelele de cabluri electrice** din cadrul instalației solare fotovoltaice cuprind cablurile de energie pozate în trasee subterane până la racordarea instalației electrice fotovoltaice în postul de transformare.

7) **Instalația de legare la pământ** din cadrul instalației solare fotovoltaice cuprinde conductoare și piesele de realizare a legăturilor echipotențiale între elementele metalice aferente instalației solare fotovoltaice și conductoarele și piesele de realizare a legăturii la priza de pământ a elementelor metalice aferente instalației solare fotovoltaice.

8) **Instalația electrică de curenți slabi** cuprinde cablurile de date și echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate și sistemului de comandă și control al invertoarelor de putere instalate.

9) **Instalația de protecție împotriva supratensiunilor și trăsnetului** cuprinde Instalația interioară de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) și Instalația de protecție împotriva trăsnetului (IPT) Instalația de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) este reprezentată de descărcătoarele modulare de protecție la supratensiuni de comutație și/sau de comutație și trăsnet (SPD), tip 2 sau tip 1+2 instalate în cadrul invertoarelor de putere trifazate unidirecționale și/sau tablourilor electrice aferente Centralelor Electrice Fotovoltaice. Elementele instalației interioare de protecție împotriva trăsnetului sunt dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice fiecărei instalații. Instalația exterioară de protecție împotriva trăsnetului (IPT). Calculul de risc pentru protecția panourilor fotovoltaice se realizează în conformitate cu Normativul I7-2011 din care rezulta ca nu este necesara instalarea unui astfel de sistem de protecție.

10) **Dotări NPM și PSI** cuprind semnele și indicatoarele pentru securitatea și sănătatea în muncă, specifice echipamentelor și instalațiilor utilizate, instalate în condițiile specifice fiecărei instalații și materialele de stingere a incendiilor sau cu alt caracter special care se vor instala în locuri care să nu împiedice libera circulație, atât în condiții normale cât și în caz de pericol, instalate în condițiile specifice fiecărei instalații.

Producerea energiei electrice din sursa regenerabilă solară presupune instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) pe suprafețele disponibile în cadrul locației. Grupurile generatoare fotovoltaice sunt reprezentate de ansamblul module fotovoltaice – invertor de putere. Alegerea suprafețelor pentru instalarea grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) a fost realizată având în vedere următoarele limitări:

1. Se adoptă soluții de amplasare a modulelor fotovoltaice care să asigure utilizarea optimă a sursei solare;
2. Se adoptă soluții modulare de grupare a generatoarelor fotovoltaice, soluții care trebuie să asigure lungimi minime ale rețelei electrice de utilizare;
3. Se asigura accesul la toate elementele de construcții și instalații în perioada de construire cât și în perioada de exploatare.

Scenarii propuse:

Parametrii	Scenariul 1	Scenariul 2
Suprafață disponibilă [m^2]	3803	3803
Tip Panoufotovoltaic [Wp]	500Wp	450 Wp
Tip Invertor	Descentralizat	Descentralizat
Tip Acumulator	97 kWh	97 kWh
Număr Panouri [buc.]	800	728
Numar Invertoare [buc]	4	4
Numar Acumulatori [buc]	1	1
Putere instalată centrala fotovoltaică[MW]	**0,4**	**0,04004**

3.2.1. Prezentare variantă / soluția/ opțiunea 1

Descriereasoluțieitehnice

- panourilefotovoltaicevorfimonocristalin,sauechivalent;
- structurademontajva fipe invelitoarea corpurilor de cladire,orientatavest si est;

Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electricășilivrăriiînsistemuldedistribuțieaenergieielectrice,începânddelasurseledeenergie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă si medie tensiune și instalația de legare la pământ.

La intrarea (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor conecta șiruri de module fotovoltaice. Invertoarele de putere trifazate unidirecționale. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de puteretrifazateunidirecționalesevorracordaîntablourielectricedistribuțieinvertoare, amplasate lângă invertoare.

- Panouri fotovoltaice, putere 500 W, siliciu monocristalin
- Numar panouri: 800 buc.
- Invertoare, putere 100 kW / invertor;
- Numar invertoare: 4 buc.
- Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
- Orientareapanourilorspre vest si est;
- Unghiuldeînclinareapanourilor este de 5 grade
- Dispunerein serii (string)
    - Putereinstalată panouri fotovoltaice Pi (peak) = 0,4 MWp;
    - Putereinstalată Invertoare Pi = 0,4MW;
    - Tensiunea de utilizare Un= 400 V;

3.2.2. Prezentare variantă / soluția/ opțiunea 2

Descriereasoluțieitehnice

- panourilefotovoltaicevorfimonocristalin,sauechivalent;
- structurademontajva fipe invelitoarea corpurilor de cladire,orientatavest si est;

Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electricășilivrăriiînsistemuldedistribuțieaenergieielectrice,începânddelasurseledeenergie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă si medie tensiune și instalația de legare la pământ. La intrarea (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor conecta șiruri de module fotovoltaice. Invertoarele de putere trifazate unidirecționale. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de puteretrifazateunidirecționalesevorracordaîntablourielectricedistribuțieinvertoare, amplasate lângă invertoare.

- Panouri fotovoltaice, putere 550 W, siliciu monocristalin
- Numar panouri: 800 buc.
- Invertoare, putere 100 kW / invertor;
- Numar invertoare: 4 buc.
- Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
- Orientarea panourilor spre vest si est;
- Unghiuldeînclinareapanourilor este de 5 grade
- Dispunere in serii (string)
    - Putere instalată Pi (peak) = 0,04 MWp;
    - Putere instalată Invertoare Pi = 0,4 MW;
    - Tensiunea de utilizare Un = 400 V;

3.3. Costurile estimative ale investiţiei:

Investiția pentru realizarea sistemului de producere energie electrica cu apanouri fotovoltaice cuprinde următoarele:

1. **Inginerie:**

Ingineria reprezintă conceptul tehnic , alegerea echipamentelor principale, realizarea layout-ului centralei si estimarea producției.

Tot in această etapa vor mai fi realizate:

- Proiectul tehnic de execuție;

2. **Procurare echipamente principale:**

- panourile fotovoltaice;
- structura de montaj a panourilor;
- invertoarele.

3. **Construcție:**

- organizarea de șantier;
- lucrările civile;
- construcția mecanica:
  - instalarea structurii de montaj;
  - instalarea panourilor;
  - instalarea cutiilor de joncțiuni;
  - lucrările pe Curent Continuu:
  - instalarea șirurilor;
  - conectarea șirurilor la invertoarelor;
  - lucrările pe Curent Alternativ:
  - conectarea invertoarelor la cutiile de joncțiuni;
  - instalarea sistemului de monitorizare;
  - teste si măsurători conform cu EN62446;
  - punere in funcțiune;
  - site / project management;
  - protecția muncii;
  - asigurarea calității;
  - realizarea documentației tehnice.

4. **Conectarea la rețea:**

Pentru conectarea la rețea a se va obține avizul tehnic de racordare.

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

	RON (nu include TVA)	RON (include TVA)
Cost estimat varianta 1	1158341,18	1401592,83
Cost estimat varianta 2	1332092,36	1611831,76

Nota: Costul estimat nu include neprevazute 0.5 % si cheltuieli marja de buget pentru ajustarea pretului 25%.

Deviz General Scenariul 1

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investitii

Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
Capitolul 1 Cheltuieli pentru obţinerea şi amenajarea terenului - total, din care:	0.00	0.00	0.00
1.1 Obţinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2 Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3 Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	0.00	0.00	0.00
1.4 Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0.00	0.00	0.00
Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	0.00	0.00	0.00
Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică - total, din care:	0.00	0.00	0.00
3.1 Studii	0.00	0.00	0.00
3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2 Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	0.00	0.00	0.00
3.3 Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00
3.4 Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5 Proiectare	0.00	0.00	0.00
3.5.1. Temă de proiectare	0.00	0.00	0.00
3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00
3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general	0.00	0.00	0.00
3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	0.00	0.00	0.00

3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie		0.00	0.00
3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	0.00	0.00	0.00
3.6 Organizarea procedurilor de achiziţie	0.00	0.00	0.00
3.7 Consultanţă	0.00	0.00	0.00
3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	0.00	0.00	0.00
3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8 Asistenţă tehnică	0.00	0.00	0.00
3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
3.8.1.1. pe perioada de execuţie 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 execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	0.00	0.00	0.00
3.8.2. Dirigenţie de şantier	0.00	0.00	0.00
Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiţia de bază - total, din care:	1153341.18	242201.65	1395542.83
4.1 Construcţii şi instalaţii	179200.00	37632.00	216832.00
4.2 Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	314816.00	66111.36	380927.36
4.3 Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	659325.18	138458.29	797783.47
4.4 Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5 Dotări	0.00	0.00	0.00
4.6 Active necorporale	0.00	0.00	0.00
Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:	5000.00	1050.00	6050.00
5.1 Organizare de şantier	0.00	0.00	0.00
5.1.1 Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	0.00	0.00	0.00
5.2 Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0.00	0.00	0.00
5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0.00	0.00	0.00

5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	0.00	0.00	0.00
5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	0.00	0.00	0.00
5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0.00	0.00	0.00
5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	0.00	0.00	0.00
5.3 Cheltuieli diverse şi neprevăzute	0.00	0.00	0.00
5.4 Cheltuieli pentru informare şi publicitate	5000.00	1050.00	6050.00
Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste - total, din care:	0.00	0.00	0.00
6.1 Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00
6.2 Probe tehnologice şi teste	0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL	1158341.18	243251.65	1401592.83
din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	494016.00	103743.36	597759.36

Deviz General Scenariul 2

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investitii

Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
Capitolul 1 Cheltuieli pentru obţinerea şi amenajarea terenului - total, din care:	0.00	0.00	0.00
1.1 Obţinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2 Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3 Amenajări pentru protecţia mediului şi aducerea terenului la starea iniţială	0.00	0.00	0.00
1.4 Cheltuieli pentru relocarea/protecţia utilităţilor	0.00	0.00	0.00
Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii	0.00	0.00	0.00
Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică - total, din care:	0.00	0.00	0.00
3.1 Studii	0.00	0.00	0.00
3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2 Documentaţii-suport şi cheltuieli pentru obţinerea de avize, acorduri şi autorizaţii	0.00	0.00	0.00
3.3 Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00
3.4 Certificarea performanţei energetice şi auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5 Proiectare	0.00	0.00	0.00
3.5.1. Temă de proiectare	0.00	0.00	0.00
3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00
3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentaţie de avizare a lucrărilor de intervenţii şi deviz general	0.00	0.00	0.00

3.5.4. Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	0.00	0.00	0.00
3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic şi a detaliilor de execuţie		0.00	0.00
3.5.6. Proiect tehnic şi detalii de execuţie	0.00	0.00	0.00
3.6 Organizarea procedurilor de achiziţie	0.00	0.00	0.00
3.7 Consultanţă	0.00	0.00	0.00
3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	0.00	0.00	0.00
3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8 Asistenţă tehnică	0.00	0.00	0.00
3.8.1. Asistenţă tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
3.8.1.1. pe perioada de execuţie 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 execuţie, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcţii	0.00	0.00	0.00
3.8.2. Dirigenţie de şantier	0.00	0.00	0.00
Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiţia de bază - total, din care:	1327092.36	278689.40	1605781.76
4.1 Construcţii şi instalaţii	163072.00	34245.12	197317.12
4.2 Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale	286482.56	60161.34	346643.90
4.3 Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj	877537.80	184282.94	1061820.74
4.4 Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care nu necesită montaj şi echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5 Dotări	0.00	0.00	0.00
4.6 Active necorporale	0.00	0.00	0.00
Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:	5000.00	1050.00	6050.00
5.1 Organizare de şantier	0.00	0.00	0.00
5.1.1 Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	0.00	0.00	0.00

5.2 Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0.00	0.00	0.00
5.2.1. Comisioanele şi dobânzile aferente creditului băncii finanţatoare	0.00	0.00	0.00
5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calităţii lucrărilor de construcţii	0.00	0.00	0.00
5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	0.00	0.00	0.00
5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	0.00	0.00	0.00
5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	0.00	0.00	0.00
5.3 Cheltuieli diverse şi neprevăzute	0.00	0.00	0.00
5.4 Cheltuieli pentru informare şi publicitate	5000.00	1050.00	6050.00
Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste - total, din care:	0.00	0.00	0.00
6.1 Pregătirea personalului de exploatare	0.00	0.00	0.00
6.2 Probe tehnologice şi teste	0.00	0.00	0.00
TOTAL GENERAL	1332092.36	279739.40	1611831.76
din care C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	449554.56	94406.46	543961.02

Costurile estimative de operare pe durata normată de viaţă/de amortizare a investiţiei publice.
Principalele cheltuieli avute în vedere în cadrul analizei pentru **ambele scenarii** sunt:

A. COSTURI FIXE

a) **Cheltuieli de mentenanță, întreținere si reparații :** Aici se includ cheltuielile de mentenanță, înlocuirea unor consumabile pentru buna functionare a investitiei.

b) **Cheltuieli cu salariile** Realizarea investitiei implica angajarea a 2 persoane, cu norma partiala care să efectueze operaţii de supraveghere a funcţionării si curatarii panourilor fotovoltaice sau de remediere periodică a defecţiunilor apărute și o persoană pentru a asigura activitățile administrative necesare pentru funcționarea optimă a parcului.

c) Costurile cu utilitățile și telecomunicațiile

B. COSTURI VARIABILE

a) Taxa ANRE și alte taxe.

b) Costurile de înlocuire a echipamentelor degradate. Costurile de inlocuire a echipamentelor montate sunt acele costuri care apar ca urmare a uzurii normale si imbatranirii in timp a echipamentelor. Componente din sistemul fotovoltaic au o durata mai scurta de viata decat orizontul de timp sunt:

a. Invertoare;
b. Cabluri de legatura – se etimeaza o deteriorare a materialul izolator in timp;
c. Panouri degradate.

Estimările privind caloarea cheltuielilor de operare pe o perioadă de 20 de ani sunt detaliate în capitolele de analiză financiară.

3.4. Studii de specialitate, în funcţie de categoria şi clasa de importanţă a construcţiilor, după caz:

3.4.1. Studiu topografic – NU ESTE CAZUL;

3.4.2. Studiu geotehnic – NU ESTE CAZUL;

3.5. Grafice orientative de realizare a investiţiei

Scenariul 1

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiect Tehnic si DDE	x	x										
2	Obtinere AC	x	x	x	x								
3	Achizitie executie			x	x								
4	Semnare contract de finantare	x	x	x									
5	Lucrări de racordare		x	x	x	x							
6	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
7	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	X	x	x			
8	PIF										x		
9	Obținerea certificatului de racordare										x	x	
9	Întocmire raport audit											x	x

Scenariul 2

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Proiect Tehnic si DDE	x	x										
2	Obtinere AC	x	x	x	x								
3	Achizitie executie			x	x								
4	Semnare contract de finantare	x	x	x									
5	Lucrări de racordare		x	x	x	x							
6	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
7	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	X	x	x			
8	PIF										x		
9	Obținerea certificatului de racordare										x	x	
9	Întocmire raport audit											x	x

Durata de execuție a obiectivului de investiții (perioada, exprimată în luni, cuprinsă între data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de execuție și comunicată executantului și data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepției la terminarea lucrărilor) este de 12 luni calendaristice.

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

4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referinţă şi prezentarea scenariului de referinţă

Analiza necesității promavării 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 si transport al energiei electrice;
- Durata de viață utilă a investiției poate fi ușor extinsă, dincolo de durata sa de 20 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;
- Oferă rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat de predictibilitate;
- Capacitate fermă orară livrată rețelei naționale conform notificărilor de producție;

Scenariile luate în considerare sunt cele descrise la capitolul 3, respectiv Scenariul 1

Scenariul de referință este considerat SCENARIUL 1, iar cel dorit spre implementare este considerat tot SCENARIUL 1 data fiind raportul mai bun intre costurile de implementare si productia de energie realizata.

Perioada de analiză este de 20ani plus perioada de implementare de 1 an, conform prevederilor Ghidului Programului

4.2. Analiza vulnerabilităţilor cauzate de factori de risc, antropici şi naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiţia

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.

Analizavulnerabilităților orcauzatedefactoriide risc cuprindeurmătoarele etapeprincipale:

a. **Identificareariscurilor** *sevarealiza încadrulşedinţelor lunarede 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 şi riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor va fi actualizată la fiecare şedinţălunară.*
b. **Evaluarea probabilității de apariție a riscului**. *Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție şi impactul acestora asupraproiectului.*
c. **identificareamăsurilordereduceresauevitarea riscurilor**:

Risc	Probabilitatede apariție	Măsuri
Riscuritehnice		
Potențialedemodificare ale soluției tehnice	Scăzut	- asistentatehnicădinparteaproiectantuluipeperioadaexecuției proiectului; - acoperireacheltuielilorcueventualanouăsoluțietehnicădinsumele cuprinse la cheltuielile diverse si neprevăzute.
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	- prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică şi 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.
Nerespectareaclauzelor contractuale a unor contractanți / subcontractanți	Scăzut	- stipularea de garanții de buna execuție şi penalități în contractelecomerciale încheiate cu societăți contractante.
Cresterea termenelor de livrare a echipamentelor datorita ofertei limitatedeproductiesiacererii foartemari	Ridicat	-Incheiereadecontractesiplasareadecomenzipentruproiect cat de repede posibil. Urmarireaindeaproapeastatusuluicomenzilorsipastrarea uneirelatiistransecufurnizorii.
Riscuriorganizatorice		
Neasumarea unor sarcini şi responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	- stabilirearesponsabilităților ormembrilorechipeideproiectprin realizarea unor fişe de post; - numireaînechipadeproiectaunorpersoanecuexperiențăîn implementarea unor proiecte similare; - motivareapersonaluluicuprinsînechipadeproiect.
Riscurifinanciaresieconomice		
Capacitateainsuficientădefinantareşi cofinantare la timp a investiției	Mediu	-alocareaşirezervareabugetuluiintegralnecesarrealizăriiproiectului în bugetul consiliului local.
Creştereainflației	Scăzut	- realizareabugetuluiînfuncțiedepreturileexistentepepiață; - cheltuielile generate de creşterea inflației vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu.
Riscuriexterne		

Riscuride mediu: - condițiile de climă şi temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	- planificarecorespunzătoarealucrărilor; - alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițileclimatice
Riscurile de accidente majore si/sau dezastre relevante pentru proiectul incauza,inclusivcele cauzatedeschimbarile climatice, conform informatiilorstiintifice	Mediu	- Alimentarea cu carburanti a utilajelor si mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizandu-se distributie sau prin unitatispecializateautorizatesitehnologiileutilizateconduclaunrisc de accident minor - Incheiereadepolitedeasigurarede viata.
Riscurile pentru sanatatea umana de exemplu, din cauzacontaminariiapeisau apoluarii atmosferice:	Scazut	-Managementu propus prin proiect privind colectarea si evacuarea apelor uzatemenajeregenerateintimpul realizariiproiectului,privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice avand verificarea periodica stabilita prin lege la zi, repararea acestora in unitati service specializate si intretinerea acestora in conditii optime de functionare conduce la un nivel alemisiilor sub limita admisa de legislatia in vigoareconduc la un risc minor.
Riscuripolitice: -schimbareaconduceriicompaniei	Scăzut	-Proiectuldevineobligațiecontractualădinmomentulsemnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii.

Pentru acest obiectiv de investitii, la aceasta data, 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 şi monitorizarea continuă peparcursulimplementării asigurăevitareariscurilor care potinfluențamajor proiectul.

4.3. Situaţia utilităţilor şi analiza de consum:

- necesarul de utilităţi şi de relocare/protejare, după caz;

Nu sunt necesare relocari de utilitati

- soluţii pentru asigurarea utilităţilor necesare.

Asigurarea cu utilități este una existentă și nu necesită modificări.

Pentru realizarea obiectivului de investitii sa facut o analiză a autoconsumului în baza ultimilor 12 facturi de energie emise, până la momentul întocmirii Studiului de fezabilitate. In tabelul de mai jos sunt prezentate date referitoare la aceste facturi:

Luna emitere factura	**Consum [MWh]**
Ian.2024	18,724
feb	14,567
mar	13,874
apr	8,664
mai	5,006
iun	4,389
iul	4,237
aug	4,715
sept	8,905
oct	15,070
nov	12,300
dec	14,758
Total energie consumata in perioada ian-dec:	**125,209 MWh**

Energia totala consumată de către beneficiar pe perioada a 12 luni calendaristice este de 125,209 MWh.

La obiectivul studiat sunt preconizate a se instala noi receptori de energie electrică care vor modifica substanțial autoconsumul de energie electrică anual calculat anterior.

În tabelul de mai jos este prezentată sintetizat situația consumatorilor electrici existenți și noi propuși a se achiziționa de cătreMETREM BECLEAN S.R.L. :

Cladirea	Denumire consumator	Pi [kW]	Nr. buc.	Total Pi [kW]
H_C4	**Camere pompe**			
	Motoare	4	4	16
	Compresor	47	1	47
	Linie teava HC4			
	Masina taiat	11	1	11
	Role antrenare	5,5	1	5,1
	Pompa apa	2,2	3	6,6
	Motor cc	160	1	160
	Motor alimentare platbanda	15	1	15
	Motor st. hidraulica	7,5	1	7,5
H_C2	**Masina trefilat 400 Kw Pi**			
	Motor	37	7	259
	Motor	15	7	105
	Masina cuie 1			
	Motor 1	7,5	1	7,5
	Motor 2	4	1	4
	Motor 3	0,37	1	0,37
	Masina cuie 2			
	Motoare	16,5	1	16,5
	Masina ambalat			
		12	1	12
H_C3	**Masina Gabion**			
		4	2	8
		11	1	11
	Masina Rabit			
		2,2	1	2,2
		2,2	1	2,2
				696
	Receptoare noi			
	Linie zincare	1.804	1	1.804
	Linie Trefilare	700	1	700
	Ambalare	35	1	35
				2.539
TOTAL CONSUMATORI EXISTENTI				**696**
TOTAL CONSUMATORI NOI				**2.539**
TOTAL PUTERE INSTALATA RECEPTAORE ELECTRICE				**3.235**

METREM BECLEAN S.R.L. intenționează să instaleze și o baterie de stocare de 0,097 MW aceasta devenind un receptor nou ca si consumator de energie electrică.Autoconsumul preconizat pe un an calendaristic aferent bateriei de stocare este de 35,405 MWh (0,097 MWh x 365 zile).Autoconsumul mediu lunar suplimentar estimat este de 2,95 MWh (35,405 MWh / 12 luni).

Autoconsumul suplimentar aferent noilor echipamente electrice, care vor fi montate si utilizate va fi de 456,781 MWh.

Autoconsumul total preconizat va fi de 617,394 MWh (125,209 MWh consumatori existenti **+ 35.405 MWh** stocare **+ 456.781 MWh**consumatori noi**)**

Se propune instalarea unui sistem de producere energie electrica utilizând sursa regenerabilă de energie solară avand o putere de minim 0,4 MW.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiţii:

a) impactul social şi cultural, egalitatea de şanse;

Impactulsocialalproiectuluiesteunulcrescut,lucrarileavandefectimediatnunumaipentrulocuitorii dinLocalitatea Șintereag-Garăsiceidinafaraacestuia,respectivpersoanelecaretranzitează zona,prinefecteleimediate aleproiectului,respectivreducereapoluariisiimbunatatirea considerabilaacalitatiienergiei electrice.

b) estimări privind forţa de muncă ocupată prin realizarea investiţiei: în faza de realizare, în faza de operare;

Infazadeexecutiealucrarilorseestimeazaunnecesardefortademuncade10persoane,calificatesi necalificate.

Infazadeoperare,pentruintretinereaparculuiestenecesaraocupareade2noilocuridemunca.

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversităţii şi a siturilor protejate, după caz;

Proiectul nu are niciun impact previzibilasupra obiectivuluide mediu legat de efectele directe și indirecteprimarealeproiectuluipeparcursulîntreguluisăucicludeviață,avândînvederenatura sa,precumşifaptulcăproiectulprevedeinvestițiiînnoicapacitățipentruproducțiadeelectricitate din surse regenerabile (solar), acesta sprijină cu un coeficient de 100% obiectivul privind atenuarea schimbărilor climatice.

Reciclarea, valorificarea și/sau eliminarea deșeurilor se va face conform legislației în vigoare (Planul naţional de gestionare a deşeurilor (elaborat în baza art. 28 al Directivei 2008/98/EC privind deșeurile şi de abrogare a anumitor directive, cu modificările ulterioare şi aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 942/2017)) și reprezintă o activitate ce va fi cuprinsă în planul de execuție al lucrărilor.

ÎntoateetapeleproiectuluievidențagestiuniideşeurilorsevarealizaconformHG92/2021privind regimuldeşeurilor,HGnr. 856/2002privindevidențagestiuniideșeurilorșipentruaprobarealistei cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările şi completările ulterioare şi respectiv Legea nr. 249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor şi a deşeurilor de ambalaje, cu modificările şi completările ulterioare.

Deșeurile de echipamente electrice și electronice vor fi gestionate în conformitate cu Directiva 2012/19/UE a Parlamentului European şi a Consiliului din 4 iulie 2012 privind deșeurile de echipamente electrice şi electronice (DEEE), transpusă în legislația națională prin OUG 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice şi electronice.

În urma implementării proiectului deșeurile provin din lucrările de construcție/montaj şi dezafectare (la finalul perioadei de viaţă a proiectului) precum şi în perioada de operare.

În etapa de execuție şi dezafectare pentru reducerea la minim a deșeurilor amestecate de materiale de construcţii, lucrările se vor efectua după normele de calitate în construcţii. Toate deșeurile rezultate în etapa de execuție și funcționare vorfi colectate separatîn europubele sau containereșivalorificateprinsocietățiautorizate.Depozitareatemporarăadeșeurilorînetapade execuțieaproiectuluisevarealizapespațiispecialamenajateînacestsens,marcatecucodurile de deșeuri corespunzătoare fiecărui spațiu.

În etapa de operare deșeurile rezultate vor fi colectate separat în europubele sau containere și valorificate prin societăți autorizate.

Înetapadedezafectarepanourilevorfipredateunorfirmespecializateînvedereareciclăriişinu vorfieliminate prindepozitare.

În ceea ce privește deșeurile recuperabile rezultate pe perioada executării lucrărilor de construire/montaj (inclusiv pregătirea terenului), constructorii asigură ca cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase rezultate din construcții/montaj (cu excepția materialelor naturaledefinite în categoria 170504 –pământ șipietrișalteledecât cele

vizate la rubrica1705 03dinlistaeuropeanăadeșeurilorstabilităprin Decizia2000/532/CEaComisiei,preluatăînHG nr. 856/2002, cu modificările și completările ulterioare) și generate pe șantier vor fi pregătite, respectiv sortate pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, în conformitate cu ierarhia deșeurilor și cu Protocolul UE de gestionare a deșeurilor din construcții și demolări.

Toți angajații care realizează lucrări pentru realizarea proiectului vor fi instruiți cu privire la manipularea deşeurilor, precum şi la modul de sortare a acestora pe categorii, în containerele special prevăzute pentru fiecare categorie de deșeu.

Implementareaproiectuluipresupuneutilizareaeficientăaresurselornaturaleregenerabile.

În urma evaluării realizate conform aspectelor menţionate anterior se poate concluziona că realizareaşifuncționareaproiectuluinuvorafectaînmodsemnificativobiectivuldemediuprivind tranziția cătreoeconomie circulară,inclusivprevenireași reciclarea,întrucâtdeșeurilegenerate vor fi în mare măsură sortate, reciclate și reutilizate, iar resursele naturale vor fi utilizate în mod eficient, cu respectarea prevederilor legale în vigoare, fiind astfelîndeplinit principiul DNSH pentru acest obiectiv de mediu.

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

Se propune păstrarea specificului funcțional al zonei, și menținerea diversității zonei studiate.

Construirea presupune o minimă interacțiune om natura .

4.5. Analiza cererii de bunuri şi servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiţii

Energia a devenit un factorstrategic în politica globală, o componentă vitală șiun factorde cost pentrudezvoltareaeconomicășiprogresulsocietățiiînansamblu,generândoseriedepreocupări majore lanivel mondial. În situația limitării resurselor primare de energie, pentru a se atinge durabilitatea în acest domeniu este nevoie ca energia să se producă, să se furnizeze și să se consume într-un mod mai efficient decât până acum. La nivel mondial, cele mai multe țări împărtășesc provocări comune în ceea ce privește energia: cererea este în creștere, în timp ce securitatea și preocupările legate de mediu se schimbă modul în care energia este generată și distribuită.

ProvocărilecucareseconfruntăEuropaîndomeniulenergieiincludaspectecumarficreșterea

dependențeideimporturi,diversificarealimitată,nivelulridicatșivolatilitateaprețurilorlaenergie, creșterea cererii de energie la nivel global, riscurile de securitate care afectează țările producătoare și pe cele de tranzit, amenințările din ce în ce mai mari provocate de schimbările climatice, progresul lent în ceea ce privește eficiența energetică, provocările care decurg din pondereatotmaimareaenergieiregenerabile,precumșinevoiadeomaimaretransparență,de o mai bună integrare și interconectare pe piețele de energie.

Consumul de energie electrică depinde de o multitudine de factori,precum structura economiei, puterea de cumpărare, calitatea infrastructurii și a serviciilor disponibile din perspectiva consumatorului final (comparată cu utilizarea directă a energiei pentru încălzire, în transporturi etc.). Un factor important este însă prețul final al energiei electrice furnizate, raportat la venitul disponibil și la prețul formelor alternative de energie utilizate în mod direct.

Potrivit Strategiei energetice a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050, cererea de energieelectricădepindederitmulcreșteriieconomice,deniveluldetrai,deevoluția sectoarelor industriale cupotențialdedezvoltare, respectivdeperspectiveleutilizăriienergieielectriceînnoi segmente de consum, precum încălzire, răcire, electromobilitate etc. prelucrătoare, dar rezultatele modelării nu indică modificări de substanță la nivel sistemic cu privire la încălzirea electrică șielectromobilitate.Rezultatele pentru 2030 suntinfluențate de stadiulincipient în care se află aceste tehnologii în România și de inerția inerentă în fața schimbării. **Este preconizată însăocreșteresusținutăacererii finaledeenergieelectrică,delacirca51TWhînprezent până la 73 TWh în 2030[5].**

Conform rapoartelor de monitorizare a pietei de energie elecrtrica realizate de catre Autoritatea Naţionala de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE), în anul 2023 deficitul dintre cantitatea produsădeproducătoriiautohtonişinivelulconsumuluideenergieelectricăa fost de aproximativ1200MW,iar pentru anul2027aceasta se estimeaza ca va atinge valoarea de 2512 MW.Aceste valorisuntla limita capacității de import pe liniile electrice de interconexiune cu care S.E.N. este interconectat cu sistemele energetice ale tarile limitrofe, membre ale Uniunii Europene.

Deasemenea decizia de renuntare treptata la producerea de energie din combustibili fosili va duce la un deficit de energie electrica care va trebui compensat prin punerea in functiune a noi centrale electrice cate utilizeaza surse regenerabile (soare, vant, apa).

Analiza cost beneficiu

REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. MEREM BECELAN S.R.L., LOCALITATEA SINTEREAG-GARA, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUD

Septembrie 2025

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

Analiza cost-beneficiu (ACB) este un instrument analitic și are scopul de a evalua viabilitatea financiară și economică a proiectelor de investiții.

ACB este necesară pentru a justifica faptul că proiectul propus se integrează în contextul obiectivelor politicii regionale a UE, este oportun din punct de vedere economic și necesită contribuția Fondurilor pentru a deveni fezabil din punct de vedere financiar.

Pentru perioada de programare 2021-2027, Comisia a furnizat un set de reguli de lucru care să asigure o Analiză cost beneficiu coerentă. Analiza cost-beneficiu (ACB) este realizată în conformitate cu:

- Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții pentru perioada 2021-2027;
- Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2015/207 al Comisiei din 20 ianuarie 2015 de stabilire a normelor detaliate de punere în aplicare a Regulamentului (UE) nr. 1303/2013 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește modelele pentru raportul de progres, transmiterea informațiilor privind un proiect major, planul de acțiune comun, rapoartele de implementare pentru obiectivul privind investițiile pentru creștere economică și locuri de muncă, declarația de gestiune, strategia de audit, opinia de audit și raportul anual de control și în ceea ce privește metodologia de realizare a analizei cost-beneficiu și, în temeiul Regulamentului (UE) nr. 1299/2013 al Parlamentului European și al Consiliului, în ceea ce privește modelul pentru rapoartele de implementare pentru obiectivul de cooperare teritorială europeană; Conform Regulamentului UE 2015/207 al Comisiei din 20 ianuarie 2013 – Anexa III Metodologia de realizare a analizei cost-beneficiu art. 1.4 și in conformitate cu legislația națională, respectiv Hotărârea Guvernului României nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice care prevede ca ACB să facă parte din documentația tehnica-economică.

Scopul prezentului capitol este de *a calcula indicatorii de performanță financiară* pentru cele două scenarii detaliate în cadrul prezentului Studiu de fezabilitate denumite generic *Scenariul recomandat* și *Scenariul nerecomandat*, pentru a determina care dintre acestea este optim din punct de vedere financiar, în vederea implementării.

Din punctul de vedere al structurii prezentului capitol se vor realiza următoarele:

- Prezentare ipoteze – generale pentru ambele scenarii analizate;
- Prezentarea cheltuielilor aferente fiecărui scenariu;
- Prezentarea veniturilor aferente fiecărui scenariu;
- Calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și sustenabilitatea financiară.

4.6.1. Ipoteze de bază ale analizei financiare

Obiectivul principal al analizei financiare (analiza cost-beneficiu financiară) este de a calcula indicatorii performanţei finaciare a proiectului. Analiza scoate în evidență strict indicatorii proiectului fără ca aceștia să fie alterați de alte acțiuni ale beneficiarului, respectandu-se totodata cerința specifică,și anume – ”proiectul trebuie să fie în mod clar o unitate de analiză independentă”.

Scopul analizei financiare este de a utiliza previziunile fluxului de numerar al proiectului pentru a calcula ratele randamentului adecvate, rata internă financiară a randamentului capitalului (RIRC) și valoarea netă financiară actuală corespunzătoare (VNAC).

Structura analizei financiare presupune că, pe baza valorii totale a investiţiei, a determinării veniturilor si costurilor totale aferente exploatării, a identificării surselor financiare, a determinării sustenabilităţii financiare și a fluxurilor de numerar, se va determina RIRC.

Metoda utilizată în dezvoltarea analizei cost-beneficiu financiară este cea a fluxului net de numerar actualizat. Potrivit acestei metode fluxurile non-monetare, cum sunt amortizarea, TVA-ul și provizioanele, nu sunt luate în considerare.

Rata de actualizare

Ca o definitie generala, **rata financiara a actualizarii** reprezinta costul de oportunitate al capitalului. Costul de oportunitate al capitalului reprezinta costul renuntarii la rentabilitatea sigura oferita de o investiție in speranta obtinerii unei rentabilitati mai mari.

Conform Ghidului pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene în perioada 2021–2027, emis de Comisia Europeană, este obligatorie aplicarea următoarelor rate de actualizare exprimate în termeni reali:

- ✓ 4% pentru analiza financiară;
- ✓ 5% pentru analiza economică (rata socială de actualizare)

Perioada de referinta sau Orizontul de timp luat in calcul este de 20 ani. Prin orizontul de timp se intelege numarul maxim de ani pentru care se fac previziunile.

Previziunile care privesc tendinta viitoare a proiectului trebuie formulate pentru o perioada adecvata vietii sale economice si sa fie suficient de lunga pentru a lua in considerare impactul sau pe termen mediu/lung. Numarul maxim de ani pentru care se face previziunea determina durata de viata a proiectului si este legat de sectorul in care se realizeaza investiția.

Perioada de referință include perioada de implementare a investiției – anul 0 si perioada de operare a proiectului 20 ani, perioadă în care sunt previzionate venituri și costuri de operare.

Prețuri constante – La elaborarea analizei financiare s-a adoptat metoda folosirii **preturilor fixe**, fără a aplica un scenariu de evolutie pentru rata inflatiei la moneda de referinta, si anume lei. In vederea actualizarii la zi a fluxurilor nete viitoare necesare calcularii indicatorilor de performanta, se estimeaza aceasta rata la nivelul costului de oportunitate a capitalului investiției pe perioada de referinta. Avand in vedere ca acest capital este directionat către un proiect de investiție cu impact major asupra comunitatii locale, actualizarea se aplica la nivelul recomandat de 4%. Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației – respectând prevederile Ghidului European privind elaborarea analizelor Cost-Beneficiu, respectiv ale Ghidului Solicitantului.;

- Prețurile (veniturile și costurile) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză. Se consideră că durata analizei – 20 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima direcția în care va merge mediul economic. Atât prețurile precum și costurile pot crește sau scădea (așa cum au făcut-o în ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul ”constant” este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență in determinarea indicatorilor proiectului.
- Analiza este realizată în conformitate cu **principul economic al prudenței** – costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată pe când veniturile într-o manieră ușor pesimistă.
- Analiza celor două scenarii ia în calcul exclusiv impactul proiectului, fără a evalua în vreun fel situația societății. Proiectul este așadar **o unitate de analiză independentă**, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.

4.6.2. Investiția de capital

Costul cu investiția este specific pentru fiecare scenariu în parte și include atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului (exemple: costuri cu pregătirea documentațiilor de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și

informare, costuri cu auditul proiectului, etc). TVA-ul aferent investiției nu a fost luat în calcul, compania fiind platitoare de TVA.

Investiția de capital totala

Investiția de capital totală	Lei fără TVA	TVA	TOTAL
Scenariul 1 - recomandat	**1.158.341,18**	**243.251,65**	**1.401.592,83**
Scenariul 2- nerecomandat	**1.332.092,36**	**279.739,40**	**1.611.831,76**

Cantitatea medie de energie anuala produsă

Scenariu	Energie verde [MWh]/an
Scenariul 1- recomandat	451,556 MWh/an
Scenariul 2- nerecomandat	451,556 MWh/an

Din aceasta cantitate de energie produsa anual estimam ca 100% din producție va fi folosita pentru consum propriu.

4.6.3. Costuri și venituri din exploatare

Pentru calculul costurilor de exploatare, în vederea determinării ratei interne a rentabilității, financiare, toate elementele care nu conduc la o creștere efectivă a cheltuielilor bănești se exclud, chiar dacă aceste elemente sunt incluse în mod normal în contabilitatea societății (balanţe, bilanţuri și contul de profit și pierderi).

Următoarele elemente trebuie să fie excluse deoarece includerea lor nu este în concordanţă cu metoda fluxului de numerar actualizat:

- amortizările, deoarece ele nu reprezintă plăţi efective în numerar;
- orice rezerve pentru categorii diverse, care nu corespund unui consum real de bunuri și care se iau în considerare numai în analiza riscurilor și nu prin includerea valorilor respective în calculul costului total.

4.6.4. Venituri din exploatare

Veniturile din exploatare includ intrările de numerar plătite direct de utilizatori pentru bunurile sau serviciile din cadrul operațiunii, cum ar fi taxele/tarifele suportate direct de utilizatori pentru utilizarea infrastructurii, vânzarea sau închirierea de terenuri sau clădiri ori plățile pentru servicii. Veniturile vor fi determinate pe baza cantităților vândute sau a serviciilor prestate/a

economiilor la costurile de funcționare generate de operațiune previzionate pe perioada de referință a proiectului și pe baza prețurilor specifice, având în vedere concluziile analizei cererii/analizei consumului propriu.

Veniturile pe care societatea le va obține ca urmare a implementării proiectului se realizează pe perioada de operare. Veniturile infrastructurii vor fi prezentate luând în calcul cele 3 elemente fundamentale ale acestora și anume produsul, cantitatea și prețul.

Produsul :

Implementarea proiectului va genera la nivelul societății în ambele scenarii, un singur tip de produs:

- Venituri din producție energie electrică –economie, datorita neachiziționării din sistemul energetic;

Cantitate:

Reprezintă cel mai volatil element al proiectului – în sensul în care producția realizată de către societate scade anual, ca urmare a ușoarei degradări fizice a infrastructurii tehnice. La estimarea producției de energie anuală s-a aplicat o diminuarea a producției de energie generată de panourile fotovoltaice de 1% in primul an, urmat de 0.20% in aii urmatori

Prețul:

Veniturile rezultate în ambele scenarii, sunt:

- ***economia de energie***, prețul energiei fiind **de 0.82 lei/kWh fără TVA**

Abordând metoda preturilor constante, se va merge cu acest tarif pe perioada orizontului de timp.

In ambele scenarii, veniturile se prezinta, după cum urmează:

<u>Scenariul 1 - recomandat</u>

Total venituri din economie de factura

Anul 1					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 2					

Venituri proiect	Cantitate (kw)	Pret fara TVA (lei/kw)	Valoare anuala (lei fara TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**70.352,42**	**440.628,34**
Anul 3					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 4					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 5					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 6					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 7					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 8					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**

energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 9					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 10					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,85**
Anul 11					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 12					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 13					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 14					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,85**
Anul 15					

Venituri proiect	Cantitate (kw)	Pret fara TVA (lei/kw)	Valoare anuala (lei fara TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 16					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 17					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 18					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 19					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,85**
Anul 20					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	448.033,86
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	448.033,86

Scenariul 2 - nerecomandat

Total venituri din economie de factura

Anul 1

Venituri proiect	Cantitate (kw)	Pret fara TVA (lei/kw)	Valoare anuala (lei fara TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 2					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**70.352,42**	**440.628,34**
Anul 3					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 4					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 5					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 6					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 7					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**

Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 8					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 9					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 10					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,85**
Anul 11					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 12					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 13					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 14					

Venituri proiect	Cantitate (kw)	Pret fara TVA (lei/kw)	Valoare anuala (lei fara TVA)	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,85**
Anul 15					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 16					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 17					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 18					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,86**
Anul 19					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	**Valoare TVA**	**Valoare cu TVA**
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	**448.033,86**
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	**448.033,85**
Anul 20					
Venituri proiect	**Cantitate (kw)**	**Pret fara TVA (lei/kw)**	**Valoare anuala (lei fara TVA)**	Valoare TVA	Valoare cu TVA
energie autoconsum (SAVE COST)	451.556,00	0,82	370.275,92	**77.757,94**	448.033,86
Total	451.556,00		**370.275,92**	**77.757,94**	448.033,86

4.6.5. Costuri operaționale

Funcționarea pe termen lung necesită acoperirea unor costuri de operare și mentenanță recurente.

Cea mai importantă categorie o constituie contractul de operare și mentenanță. Acesta include verificări preventive, revizii periodice și intervenții corective în cazul apariției unor defecțiuni. În cazul structurilor fixe, aceste activități sunt mai simple și implică eforturi de exploatare reduse comparativ cu soluțiile pe trackere.

În paralel, sunt necesare asigurările tehnice și de răspundere civilă, pentru acoperirea riscurilor asociate (incendiu, fenomene meteo extreme, furt sau vandalism). Totodată, se constituie fonduri pentru reparații și piese de schimb, precum și un fond destinat înlocuirii invertoarelor după aproximativ 10–12 ani de exploatare, astfel încât centrala să-și păstreze nivelul de disponibilitate.

Activitățile de întreținere curentă includ curățarea panourilor și controlul vegetației de pe amplasament, operațiuni esențiale pentru menținerea randamentului instalației. Siguranța obiectivului este asigurată prin pază și monitorizare video, iar funcționarea optimă a instalației este sprijinită de sistemele SCADA și EMS, care necesită mentenanță și actualizări periodice. Se adaugă și o componentă administrativă, reprezentată de cheltuieli de audit, raportări și servicii de contabilitate.

Un rol important îl au și consumurile auxiliare – energie electrică necesară pentru sistemele HVAC ale containerelor de baterii, climatizarea spațiilor tehnice, iluminat și echipamentele de supraveghere. Acestea trebuie incluse în planul de operare, deoarece pot reprezenta o pondere semnificativă în cheltuielile curente.

În ceea ce privește sistemul de stocare, acesta presupune cheltuieli dedicate cu mentenanța echipamentelor electrice și electronice, licențele software și supravegherea parametrilor de funcționare. De asemenea, este recomandată constituirea unui fond pentru compensarea degradării treptate a capacității bateriilor și pentru eventuale lucrări de augmentare.

a) Cheltuieli de întreținere si mentenanță (mentenanță preventiva, mentenanță corectivă)

Reprezintă costuri anuale cu asigurarea funcționării continue și constante a infrastructurii tehnice de producere a energiei electrice.

Mentenanța periodică (preventivă) constă în verificarea legăturilor electrice, verificarea integrității modulelor PV, testare cu camera cu termoviziune (selectiv, conform standardelor de exploatare), curățarea periodică a modulelor PV.

Desi încă in garanție, defectarea unui singur panou are ca efect reducerea la zero a unui intreg sir și implicit pierderea productiei de energie electrica. In plus, manopera pentru inlocuit panoul, verificarea intregului sir și reconectarea acestuia precum și serviciul de transport de returnare la fabricant nu sunt in general acoperite de garantie. Generatorul electric fotovoltaic

contine o multitudine de alte componente care la randul lor se pot defecta sau pot reactiona in mod nedorit la fluctuatiile energetice din sistem. Reparatiile invertoarelor, verificarea conexiunilor, a cutiilor de interconectare, determinarea și repararea defectiunilor aparute de la fluctuatii majore in reteaua nationala, descarcari electrice atmosferice, defectari ale sistemului de securitate și ale sistemului de colectare și transmisie de date sunt de asemena de extrema importanta.

Ca urmare, trebuie sa se asigure necesarul de componente de rezerva și specialisti care sa repuna in functiune sistemul la parametri nominali de functionare in timpul cel mai scurt. Se doreste ca functionarea instalatiei in conditii productive normale sa se realizeze pe 95% din timp.

Mentenanța preventivă include următoarele activități:

- *Activități corective ocazionale/la nevoie, situații neprevăzute:*
  - Intervenții corective: constatare, înlocuire echipamente.
  - Control la distanta, configurări și setări in timp real.
  - Upgrade firmware invertoare;
- *Activități semestriale pentru mentenanța preventive:*
  - Testarea funcționarii corespunzătoare a monitorizării la distanta.
  - Examinarea prin eșantionare a elementelor de fixare ale modulelor, înlocuirea acestora daca este necesar.
  - Inspectarea prin eșantionare a elementelor de fixare și asamblare a structurii de susținere a panourilor.
  - Inspecție vizuala a factorilor ce ar putea determina daune la sistemul de izolare a stringurilor din sistem.
  - Inspectarea/mentenanța preventiva a echipamentelor meteo instalate.
  - Raport complet cu fotografii ale constatărilor.

- *Activități anuale pentru mentenanța preventive:*
  - Măsurători de izolație a stringurilor.
  - Verificarea cu camera de termoviziune a cablurilor și conectorilor.
  - Verificarea cu camera de termoviziune a panourilor fotovoltaice + raport.
  - Teste funcționale ale ventilatoarelor și sistemelor de răcire ale invertoarelor.
  - Testarea întrerupătoarele de circuit și comutatoarele de alimentare.
  - Măsurarea Voc și Isc pe un eșantion de 10% din stringuri și 1% din fiecare tip de module fotovoltaice.

- Măsurarea prizelor de pământ realizată cu echipamente și personal certificat (PRAM), urmată de buletine de măsurare.
- Verificarea etanșeității conexiunilor terminale (tablouri, cutii de siguranțe) curățare internă la nivel de invertor

Întreținerea include și serviciile de curatire profesionala. Pentru un randament optim, se va apela la o societate specializata care sa ofere servicii de curatire profesionala a panourilor solare.

De asemenea, s-au mai luat in considerare cheltuieli cu salariile in suma de 60.060 lei/an.

La capitolul **"Alte cheltuieli de exploatare"** s-au inclus:

Costuri administrative și de management al proiectului

Aceste cheltuieli includ toate costurile necesare pentru organizarea, coordonarea și monitorizarea activității proiectului pe durata sa de funcționare. Sunt cuprinse salariile personalului administrativ responsabil de gestionarea operațiunilor zilnice, evidența financiară, comunicarea cu partenerii și autoritățile, precum și costurile aferente echipamentelor și materialelor de birou, software-ului de management, consultanței, auditului, formării profesionale și logisticii necesare desfășurării eficiente a proiectului.

Taxe și impozite locale

Aceste costuri reprezintă obligațiile financiare către autoritățile locale, care includ taxele pe clădiri și terenuri utilizate pentru amplasarea instalației fotovoltaice, taxele pentru autorizări și inspecții periodice, precum și eventualele taxe pentru gestionarea deșeurilor sau alte taxe locale specifice activității economice desfășurate. Plata acestor taxe asigură conformitatea proiectului cu legislația în vigoare.

Cheltuieli neprevăzute

Se alocă o rezervă financiară pentru acoperirea costurilor neanticipate care pot apărea pe parcursul exploatării proiectului, precum reparații urgente în caz de avarii neașteptate, adaptări necesare în urma modificărilor legislative, creșteri neplanificate ale prețurilor la materiale sau servicii, precum și alte riscuri operaționale, cum ar fi daune cauzate de evenimente meteorologice extreme sau acte de vandalism.

Astfel, in cazul celor doua scenarii, aceste cheltuieli, se prezinta, după cum urmează:

Scenariul 1 - recomandat

Perioada	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Mentenanța preventiva	52.125	52.125	52.125	52.125	52.125
Mentenanța corectiva	28.959	28.959	28.959	28.959	28.959
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	17.375	17.375	17.375	17.375	17.375

Cheltuieli cu protecția mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**

Perioada	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Mentenanța preventiva	52.125	52.125	52.125	52.125	52.125
Mentenanța corectiva	28.959	28.959	28.959	28.959	28.959
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	17.375	17.375	17.375	17.375	17.375
Cheltuieli cu protecția mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					81.450
TOTAL LEI	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**367.459**

Perioada	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Mentenanța preventiva	52.125	52.125	52.125	52.125	52.125
Mentenanța corectiva	28.959	28.959	28.959	28.959	28.959
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	17.375	17.375	17.375	17.375	17.375
Cheltuieli cu protecția mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**

Perioada	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Mentenanța preventiva	52.125	52.125	52.125	52.125	52.125

Mentenanţa corectiva	28.959	28.959	28.959	28.959	28.959
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	17.375	17.375	17.375	17.375	17.375
Cheltuieli cu protecţia mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**	**286.009**

Scenariul 2 - nerecomandat

Perioada	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5
Mentenanţa preventiva	59.944	59.944	59.944	59.944	59.944
Mentenanţa corectiva	33.302	33.302	33.302	33.302	33.302
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	19.981	19.981	19.981	19.981	19.981
Cheltuieli cu protecţia mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**

Perioada	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Mentenanţa preventiva	59.944	59.944	59.944	59.944	59.944
Mentenanţa corectiva	33.302	33.302	33.302	33.302	33.302
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	19.981	19.981	19.981	19.981	19.981
Cheltuieli cu protecţia mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					65.445
TOTAL LEI	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**366.223**

Perioada	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15
Mentenanţa preventiva	59.944	59.944	59.944	59.944	59.944
Mentenanţa corectiva	33.302	33.302	33.302	33.302	33.302
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	19.981	19.981	19.981	19.981	19.981
Cheltuieli cu protecţia mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**

Perioada	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Mentenanţa preventiva	59.944	59.944	59.944	59.944	59.944
Mentenanţa corectiva	33.302	33.302	33.302	33.302	33.302
Prime de asigurare- asigurare mijloace fixe	19.981	19.981	19.981	19.981	19.981
Cheltuieli cu protecţia mediului înconjurător	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Alte cheltuieli de exploatare	75.500	75.500	75.500	75.500	75.500
Cheltuieli salariale	104.550	104.550	104.550	104.550	104.550
Cheltuieli înlocuire					
TOTAL LEI	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**	**300.778**

4.6.6.Valoarea reziduală

Perioadă de referință este de 20 ani. Deși durata de viață economică utilă depășește perioada de referință, in acești ani veniturile generate de investiție vor fi mai mici sau cel mult egale cu costurile de mentenanță și operare. Conform **Catalogului mijloacelor fixe** aprobat prin **Hotărârea Guvernului nr. 2139/2004**, sistemele fotovoltaice sunt încadrate în grupa 2 – *Instalații tehnice, mijloace de transport, animale și plantații*, mai exact în cadrul clasei 2.1 – *Echipamente și instalații energetice*. În mod particular, acestea sunt clasificate în subclasa 2.1.13, care include instalațiile destinate producerii energiei din surse regenerabile, cum ar fi panourile

fotovoltaice, invertoarele și alte componente asociate conversiei energiei solare în energie electrică.

Pentru această categorie, catalogul prevede o **durată normală de utilizare cuprinsă între 8 și 16 ani**. Această perioadă reprezintă intervalul în care mijlocul fix (în acest caz, sistemul fotovoltaic) poate fi amortizat contabil, iar alegerea exactă a duratei din acest interval este la latitudinea entității deținătoare, în funcție de condițiile concrete de utilizare, politica contabilă și nivelul așteptat al uzurii fizice și morale.

Astfel, s-a luat in calcul ca la sfârșitul orizontului de timp valoarea reziduala va fi egala cu 0.

4.6.7.Determinarea profitabilității financiare a investiției. Calculul indicatorilor financiari

Rentabilitatea financiară a investiției se poate evalua prin estimarea valorii financiare nete actuale (VNA) și a ratei rentabilităţii financiare a investiţiei (RIR). Aceşti indicatori arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiţii, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanţate. Pentru ca un proiect să poată fi considerat eligibil pentru acordarea cofinanţării din Fonduri, VNA trebuie să fie negativ și RIR trebuie să fie mai mic decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

Profitabilitatea financiara a investiţiei a fost determinată prin estimarea ratei financiare de rentabilitate a investiţiei (RIRF/C) pe baza fluxului de numerar net actualizat cu rata de actualizare de 4% și prin calcularea venitului net actualizat al investiţiei .

Rata internă a rentabilităţii financiare a investiţiei este calculată luând în considerare costurile totale ale investiţiei ca o ieşire (împreuna cu costurile de exploatare), iar beneficiile (inclusiv valoarea reziduala) ca o intrare.

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt următoarele (conform Ghidului pentru întocmirea analizelor cost-beneficiu recomandat și de ghidul solicitantului aferent prezentului apel):

În cazul valorii actualizate nete (FNPV – în imaginea următoare):

$$\text{FNPV(C)} = \sum_{t=0}^{n} a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \ldots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

În cazul Ratei interne de rentabilitate a proiectului (FRR) în imaginea următoare:

$$0 = \sum \frac{St}{(1+FRR)^t}$$

unde:

- FNPV (C) este VANF – valoarea actualizată netă financiară;
- FRR este RIR;
- S reprezintă fluxul de numerar aferent fiecărui an ;
- i – rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF este de 4%.
- 0-n – numărul de ani ai perioadei de realizare a investiției (1-20);
- t – numărul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, în cazul de față 20 de ani;

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

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

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:

$$TRB = \frac{C_I}{\frac{\sum_{i=1}^{t_{st}} V_{an}}{t_{st}}} [ani]$$

Analiza Cost – Beneficiu (Cost-Benefit Analysis) se concentrează de asemenea pe eficiența economică a unui proiect și are la baza, 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 beneficiu-cost $A_{C/B} > 1$.

Coeficientul beneficiu-cost indică randamentul financiar total, sau beneficiile generate de o unitate de investiții sau costuri și se determină cu ajutorul relației:

$$A_{C/B} = \frac{\sum_{i=1}^{t} V_{an,i}^{actualizat}}{\sum_{i=1}^{t} C_{an,i}^{atualizat}}$$

Rentabilitatea financiara (RIRF) și venitul net actualizat (VNAF) calculate la total valoare investiție

Scenariul -recomandat

Rentabilitatea financiara si venitul net actual

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	1.158.341,18							
Încasări operaționale		370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276
Plăți operaționale		286.009	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009
Flux de numerar operațional net		84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267
Valoarea reziduală								
Flux de numerar operațional net ajustat	-1.158.341,18	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267
Flux de numerar net ajustat	-1.158.341,18	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	1,000	0,962	0,925	0,889	0,855	0,822	0,790	0,760

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție							
Încasări operaționale	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276
Plăți operaționale	286.009	286.009	367.459	286.009	286.009	286.009	286.009
Flux de numerar operațional net	84.267	84.267	2.817	84.267	84.267	84.267	84.267
Valoarea reziduală							
Flux de numerar operațional net ajustat	84.267	84.267	2.817	84.267	84.267	84.267	84.267
Flux de numerar net ajustat	84.267	84.267	2.817	84.267	84.267	84.267	84.267
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,731	0,703	0,676	0,650	0,625	0,601	0,577

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție						
Încasări operaționale	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276
Plăți operaționale	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009
Flux de numerar operațional net	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267
Valoarea reziduală						0
Flux de numerar operațional net ajustat	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267
Flux de numerar net ajustat	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267	84.267
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,555	0,534	0,513	0,494	0,475	0,456

Indicatori scenariul recomandat

Indicator	Scenariul recomandat
RIRF/C	3,32%
VANF/C	-65.530 lei
Raport cost-beneficiu	1,29

Scenariul 2-nerecomandat

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	1.332.092,36							
Încasări operaționale		370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276
Plăți operaționale		300.778	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778
Flux de numerar operațional net		69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498
Valoarea reziduală								
Flux de numerar operațional net ajustat	-1.332.092,36	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498
Flux de numerar net ajustat	-1.332.092,36	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	1,000	0,962	0,925	0,889	0,855	0,822	0,790	0,760

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție							
Încasări operaționale	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276
Plăți operaționale	300.778	300.778	366.223	300.778	300.778	300.778	300.778
Flux de numerar operațional net	69.498	69.498	4.053	69.498	69.498	69.498	69.498
Valoarea reziduală							
Flux de numerar operațional net ajustat	69.498	69.498	4.053	69.498	69.498	69.498	69.498
Flux de numerar net ajustat	69.498	69.498	4.053	69.498	69.498	69.498	69.498
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,731	0,703	0,676	0,650	0,625	0,601	0,577

Rentabilitatea financiara si venitul net actualizat

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție						
Încasări operaționale	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276	370.276
Plăți operaționale	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778
Flux de numerar operațional net	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498
Valoarea reziduală						0
Flux de numerar operațional net ajustat	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498
Flux de numerar net ajustat	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498	69.498
Rata de actualizare	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Factor de actualizare	0,555	0,534	0,513	0,494	0,475	0,456

***Indicatori scenariul* nerecomandat**

Indicator	Scenariul 2 nerecomandat
RIRF/C	-0,05%
VANF/C	-415.195lei
Raport cost-beneficiu	1,23

Valoarea indicatorului RIRF/C indică dacă cofinanțarea din fonduri nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinanțare. ***Astfel, VANF(C) înainte de contribuția din fonduri ar trebui să fie negativă și RRF(C) ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză.***

Valoarea negativa a venitului net actualizat se datorează veniturilor operaționale care nu pot acoperi costurile totale (inclusiv costul investiției) in orizontul de timp. Rata interna de rentabilitate nu depășește rata de actualizare, investiția urmând a se recupera într-o perioada mai mare decât perioada de referință aleasa pentru analiza.

Analiza comparativă

Indicator	**Scenariul 1-recomandat**	**Scenariul 2-nerecomandat**
Valoarea investiției lei fără TVA	**1.158.341,18**	**1.332.092,36**
RIRF/C	3,32%	-0,05%
VANF/C	-65.530 lei	-415.195lei
Raport cost-beneficiu	1,29	1,23

În cazul de față, in ambele scenarii VANF/C are o valoare negativă iar RIR/C o valoare inferioară ratei de actualizare (de 4%), rezultând că scenariul 1 recomandat necesită finanțare.

Sustenabilitatea financiara a proiectului este asigurata prin verificarea faptului ca fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv pentru fiecare an si pe parcursul întregii perioade de referință luate in considerare.

4.6. 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 eficacitate la nivelul de model financiar indicativ

Conform prevederilor HG 907, în cazul, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, **se elaborează analiza cost-eficacitate**. Având în vedere

prevederile clare ale Ghidului Solicitantului – care precizează ” Analiza cost – eficacitate care se va regăsi in structura Studiului de Fezabilitate **nu este suficientă pentru a justifica un proiect**, chiar dacă furnizează **informații în scopul de a selecta o opțiune**, aceasta nu prevede nimic cu privire la sustenabilitatea financiară a proiectului / alternativei selectate.

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punct de vedere al societății. Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o **contribuție netă pozitivă pentru societate** și, în consecință, merită să fie finanțat din fonduri publice. Analiza fezabilității prezentată anterior a luat în considerare exclusiv efectele financiare directe ale investiției asupra patrimoniului beneficiarului. Având în vedere faptul că proiectul de investiții nu are asociat în exclusivitate un obiectiv lucrativ propriu-zis, se impune acordarea unei importante sporite

Metodologia folosită pentru evaluarea contribuției proiectului la bunăstarea economică și socială a populației ca urmare a implementării investiției, este în conformitate cu **Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții.**Analiza economica a fost realizata Pentru scenariul propus pentru implementare.

Baza pentru dezvoltarea analizei economice o constituie tabelele analizei financiare. Pentru determinarea performanţelor economice, sociale şi de mediu ale proiectului este necesar să fie făcute o serie de corecţii, atât pentru costurile investiţiei cât şi pentru costurile de operare.

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor şi ieşirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunităţii lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează în trei paşi, pornind de la datele analizei financiare :

a) Corecții fiscale
b) Corecții pentru externalităţi. Monetizarea externalităţilor.
c) Conversia preţurilor de piaţă în preţuri contabile.

Corecții fiscale: In prima faza este necesar să se deducă din fluxurile analizei financiare plățile care nu au corespondență în resurse reale precum taxele indirecte asupra intrărilor și ieșirilor

Corecții pentru externalizări: Aceasta are drept obiectiv determinarea beneficiilor și costurilor externe (externalizări) , care nu au fost luate în considerare în realizarea analizei financiare. Deși acestea pot fi ușor identificate, ele sunt greu de cuantificat și, în această situație, trebuie enumerate pentru a oferi factorului de decizie elemente în vederea adoptării deciziei. Ca regulă generală, fiecare cost sau beneficiu social care se răsfrânge asupra altor subiecți în absența compensării trebuie contabilizat în această etapă.

S-a evaluat impactul proiectului în economia locală, pe plan social și asupra factorului de mediu.

Acestea pot fi: Impacturi negative, ce se includ în analiză la poziția costuri economice și impacturi pozitive incluse la venituri economice.

In proiectul nostru nu s-au identificat **impacturi negative** pe perioada realizării lucrărilor si nici pe perioada de viață a proiectului.

Impacturile pozitive și Cuantificarea beneficiilor

Beneficiile indirecte sunt beneficiile care nu influențează direct utilizatorii infrastructurii, însă au un impact mai larg, prin oportunitățile sociale și economice pe care le creează înființarea infrastructurii. Exemple de beneficii indirecte:

- Creșterea eficienței energetice, prin reducerea consumului de resurse naturale;
- Creșterea calității vieții;
- Scăderea gazelor cu efect de seră;
- Prevenirea și combaterea poluării;
- Conservarea mediului ambiant – prin eliminarea surselor alternative de energie (în special gazul necesar producției de energie electrică)

Dintre impacturile pozitive (sinteză a beneficiilor rezultate din implementarea investiției) pe care le generează proiectul menționăm:

- Taxele aferente salariilor angajaților și taxele angajatorilor pentru perioada de implementare - CAS și CASS, impozit pe venit și contribuțiile salariale;
- Impozitul pe profit de 16%. Pentru aceasta investiție s-a luat in calcul un procent de 7% din valoare ca și profit.
- Scăderea pierderilor de energie din sistem. Cu cat imputul e mai aproape de punctul de consum se diminueaza pierderile legate de transportul energiei. Rata pierderilor de energie in transport și distributie este de 13,4% fata de 6,74% media UE.(sursa: ANRE)

Impactului asupra mediului este unul pozitiv. In perioada de executie, nu se vor inregistra poluari semnificative ale mediului, nivel important al zgomotului sau perturbari ale traficului.

Prezentul proiect contribuie la reducerea schimbarilor climatice și impactului nociv pe care poluarea o are asupra mediului, prin reducerea emisiilor de dioxid de carbon care reprezinta una din cauzele principale care duc la efectul global de sera, datorita reducerii consumului de energie conventionala utilizata.

In prezent tona de CO_2 se tranzactioneaza la o valoare medie de 85 euro respectiv 423,3 lei la cursul mediu de 1 eur=4,98 lei.

Un impact pozitiv ce este inregistrat in perioada de implementare a investiției sunt locurile de munca temporare (sezoniere) ale personalului de implementare precum și locurile de munca create/mentinute de antreprenor.

Preţurile curente ale intrărilor și ieşirilor nu pot reflecta valoarea lor socială din cauza distorsiunilor pieţei (cum ar fi regimul de monopol, barierele comerciale, reglementarile legale pe piata muncii (salariul minim de exemplu), politicile guvernamentale protectioniste sau de subventionare etc.).

De aceea, în acest caz se impune utilizarea preţurilor contabile care pot reflecta mai bine costurile de oportunitate socială a resurselor.

Aceste elemente de distorsionare a pietei se pot corecta cu ajutorul preturilor umbra. Preturile umbra trebuie sa reflecte costul de oportunitate și disponibilitatea de plata a consumatorilor pentru bunurile și serviciile oferite de infrastructura respectiva.

Se considera ca pretul economic se stabileste astfel:

- Pentru bunurile tangibile valorea lor economica este data de pretul de paritate internationala (pretul de import);
- Pentru factorii de productie (pamant, salarii) valoarea lor economica este data de costul lor de oportunitate.

Preturile umbra se calculează prin aplicarea unor factori de conversie asupra preturilor utilizate in analiza financiara.

S-au luat in calcul următorii Factori de Conversie Standard (SCF) recomandați in **"Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficii a proiectelor de investiții":**

Pentru categoriile de cheltuieli care nu au stabilit un factor de conversie, s-a folosit ca valoare a factorului de conversie standard cu valoarea medie de 1.

Investiția :

- Costul total este alcătuit din 15% forță de muncă calificată (factorul de conversie este de 0,64);
- 78% Costul echipamentelor (factor de conversie 0,8);
- 7 % profituri SCF = 0

Factor conversie investiție

Structura cost	Pondere	Factor conversie
Manopera	15%	0,64
Echipamente	78%	0,8
Profit	7%	

Total	**100%**	**0,72**

- Materiale întreținere: SCF = 1
- Întreținere și reparații curente: deoarece nu exista un factor de conversie specific SCF=0,8
- Venituri operaționale: sunt considerate bunuri comercializabile SCF = 1
- Veniturile ce ar putea fi obtinute prin reducerea emisiilor de CO2: certificatele de emisii de gaze cu efect de sera sunt bunuri comercializabile a caror preturi sunt internationale. In acest caz piata nu e distorsionata SCF = 1.
- Tariful electricitatii din Romania pentru consumatorii finali se formeaza in mod liber pe piata, fiind indirect o rezultanta a mixului de capacitati de producere a energiei din Romania anilor curenti: termo, hidro, nuclear și in mai mica masura regenerabile. Proiectul propus va opera pe o piata a energiei a carei liberalizare a avut loc, asa incat in actuala perioada și conjunctura nu se poate vorbi de preturi distorsionate la energie și de necesitatea ca acestea sa fie convertite in preturi umbra date de o piața perfecta.

Astfel, s-a aplicat Factorul de Conversie Standard (SCF) al distorsionării pentru fluxuri de intrare și fluxuri de ieșire.

Beneficii sociale ale investiției:

Creșterea stabilității economice a angajaților

Reducerea cheltuielilor cu energia electrică permite companiei să aloce mai multe resurse pentru salarii competitive, beneficii extra-salariale și programe de formare profesională.

Mediu de lucru mai curat și mai sănătos

Prin reducerea consumului de energie din surse convenționale, investiția contribuie la un mediu mai puțin poluat, ceea ce influențează pozitiv starea de sănătate a angajaților și a comunității locale.

Exemplu de responsabilitate socială

Implementarea unei surse de energie regenerabilă poziționează firma ca lider local în sustenabilitate, oferind un model pozitiv pentru alte companii din regiune.

Reducerea riscului de creșteri tarifare și stabilitate financiară

Prin autoconsum, compania devine mai puțin vulnerabilă la creșterile imprevizibile ale prețurilor la energie, ceea ce favorizează planificarea pe termen lung și siguranța locurilor de muncă.

Alinierea la politici europene privind clima și energia

Investiția contribuie la atingerea obiectivelor europene de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră și susține tranziția energetică verde.

Impact pozitiv asupra imaginii în relația cu partenerii și clienții

Clienții și partenerii devin din ce în ce mai sensibili la aspectele de mediu, iar compania poate obține un avantaj competitiv prin demonstrarea angajamentului față de sustenabilitate.

Scenariul 1 - recomandat

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	1.158.341,18							
Beneficii economice		401.558	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558
Plăți operaționale		286.009	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009
Flux de numerar operațional net		115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549
Valoarea reziduală								
Flux de numerar operațional net ajustat	-1.158.341,18	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549
Flux de numerar net ajustat	-1.158.341,18	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	1,000	0,952	0,907	0,864	0,823	0,784	0,746	0,711

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție							
Beneficii economice	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558
Plăți operaționale	286.009	286.009	367.459	286.009	286.009	286.009	286.009
Flux de numerar operațional net	115.549	115.549	34.099	115.549	115.549	115.549	115.549
Valoarea reziduală							
Flux de numerar operațional net ajustat	115.549	115.549	34.099	115.549	115.549	115.549	115.549
Flux de numerar net ajustat	115.549	115.549	34.099	115.549	115.549	115.549	115.549
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,677	0,645	0,614	0,585	0,557	0,530	0,505

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție						
Beneficii economice	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558	401.558
Plăți operaționale	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009	286.009
Flux de numerar operațional net	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549
Valoarea reziduală						0
Flux de numerar operațional net ajustat	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549
Flux de numerar net ajustat	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549	115.549
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,377

Indicatori Scenariul - recomandat

Indicator	Scenariul recomandat
RIRE	7,27%
VANE	220.620 lei

Scenariul 2 - nerecomandat

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul							
	0	1	2	3	4	5	6	7
Investiție	1.332.092,36							
Beneficii economice		425.558	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558
Plăți operaționale		300.778	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778
Flux de numerar operațional net		124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780
Valoarea reziduală								
Flux de numerar operațional net ajustat	-1.332.092,36	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780
Flux de numerar net ajustat	-1.332.092,36	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	1,000	0,952	0,907	0,864	0,823	0,784	0,746	0,711

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul						
	8	9	10	11	12	13	14
Investiție							
Beneficii economice	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558

Plăți operaționale	300.778	300.778	366.223	300.778	300.778	300.778	300.778
Flux de numerar operațional net	124.780	124.780	59.335	124.780	124.780	124.780	124.780
Valoarea reziduală							
Flux de numerar operațional net ajustat	124.780	124.780	59.335	124.780	124.780	124.780	124.780
Flux de numerar net ajustat	124.780	124.780	59.335	124.780	124.780	124.780	124.780
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,677	0,645	0,614	0,585	0,557	0,530	0,505

Rentabilitatea economica

Categorie	Anul					
	15	16	17	18	19	20
Investiție						
Beneficii economice	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558	425.558
Plăți operaționale	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778	300.778
Flux de numerar operațional net	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780
Valoarea reziduală						0
Flux de numerar operațional net ajustat	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780
Flux de numerar net ajustat	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780	124.780
Rata de actualizare	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Factor de actualizare	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,377

Indicatori Scenariul 2 - nerecomandat

Indicator	Scenariul nerecomandat
RIRE	6,58%
VANE	174.063 lei

Scenariul 1 – recomandat generează o VANE de 220.620 lei, ceea ce înseamnă că, după actualizarea tuturor fluxurilor de numerar la rata de 5%, proiectul aduce un câștig economic net substanțial peste investiția inițială. Această valoare reflectă nu doar recuperarea costurilor, ci și un excedent consistent, care poate fi privit ca un „câștig economic" pe durata de viață a proiectului.

În schimb, Scenariul 2 – nerecomandat prezintă o VANE de 174.063 lei. Aceasta indică o marjă de profitabilitate redusă, lăsând proiectul mai vulnerabil la eventuale scăderi ale veniturilor sau creșteri ale costurilor operaționale.

Comparativ, diferența de 46.557 lei în favoarea Scenariului 1 recomandat subliniază eficiența economică superioară a acestuia.

4.7. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și impactul potențial asupra modificării indicatorilor de performanță financiară și economică.

Indicatorii de performanță financiară și economică relevanți, care se vor considera în toate cazurile, sunt rata internă de rentabilitate financiară a investiției și valoarea financiară actuală netă. În cazul investițiilor publice majore, analizele au în vedere și rata internă a rentabilității economice.

Variabilele analizate, considerate ca input-uri în analiza de senzitivitate sunt: venituri și costurile generate de proiect, precum și creșterea valorii investiției.

Variabilele asupra cărora se studiază impactul variației input-urilor sunt indicatorii de performanță ai proiectului:

- rata internă de rentabilitate;
- valoarea actualizată netă;

În aceste condiții s-au reproiectat fluxurile de lichidități nete, utilizând modelele din tabelele de mai jos, în condițiile în care se manifestă unul dintre factorii de risc prezentați.

Scenariul 1 - recomandat

Variația ratei de actualizare				
Diminuarea ratei de actualizare cu	-10,0%	a = 3,6%	VAN = -27661	RIR = 2,99%
Rata de actualizare modificata		3,60%	3,60%	3,60%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,965	0,932
Indicatori		3,60%	-27.661	2,99%
Abaterea relativă a parametrilor		-10,00%	-57,79%	-10,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-5,0%	a = 3,8%	VAN = -46887	RIR = 3,16%
Rata de actualizare modificata		3,80%	3,80%	3,80%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,963	0,928
Indicatori		3,80%	-46.887	3,16%
Abaterea relativă a parametrilor		-5,00%	-28,45%	-5,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-1,0%	a = 3,96%	VAN = -61847	RIR = 3,29%
Rata de actualizare modificata		3,96%	3,96%	3,96%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,962	0,925
Indicatori		3,96%	-61.847	3,29%
Abaterea relativă a parametrilor		-1,00%	-5,62%	-1,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	1,0%	a = 4,04%	VAN = -69190	RIR = 3,36%
Rata de actualizare modificata		4,04%	4,04%	4,04%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,961	0,924
Indicatori		4,04%	-69.190	3,36%
Abaterea relativă a parametrilor		1,00%	5,59%	1,00%

Variaţia ratei de actualizare				
Creşterea ratei de actualizare cu	5,0%	a = 4,2%	VAN = -83609	RIR = 3,49%
Rata de actualizare modificata		4,20%	4,20%	4,20%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,960	0,921
Indicatori		4,20%	-83.609	3,49%
Abaterea relativă a parametrilor		5,00%	27,59%	5,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	10,0%	a = 4,4%	VAN = -101144	RIR = 3,65%
Rata de actualizare modificata		4,40%	4,40%	4,40%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,958	0,917
Indicatori		4,40%	-101.144	3,65%
Abaterea relativă a parametrilor		10,00%	54,35%	10,00%
Variaţia încasărilor operaţionale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea încasărilor operaţionale cu	-10,0%	a = 4%	VAN = -911577	RIR = 2,99%
Încasări operaţionale modificate			333.248	333.248
Flux de numerar operational net modificat			47239	47239
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	47.239	47.239
Indicatori		4,00%	-911.577	2,99%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1291,09%	-10,00%
Diminuarea încasărilor operaţionale cu	-5,0%	a = 4%	VAN = -832327	RIR = 3,16%
Încasări operaţionale modificate			351.762	351.762
Flux de numerar operational net modificat			65753	65753
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	65.753	65.753
Indicatori		4,00%	-832.327	3,16%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1170,15%	-5,00%
Diminuarea încasărilor operaţionale cu	-1,0%	a = 4%	VAN = -768927	RIR = 3,29%
Încasări operaţionale modificate			366.573	366.573
Flux de numerar operational net modificat			80564	80564
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	80.564	80.564
Indicatori		4,00%	-768.927	3,29%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1073,40%	-1,00%
Creşterea încasărilor operaţionale cu	1,0%	a = 4%	VAN = -737227	RIR = 3,36%
Încasări operaţionale modificate			373.979	373.979
Flux de numerar operational net modificat			87970	87970
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	87.970	87.970
Indicatori		4,00%	-737.227	3,36%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1025,03%	1,00%
Creşterea încasărilor operaţionale cu	5,0%	a = 4%	VAN = -673827	RIR = 3,49%
Încasări operaţionale modificate			388.790	388.790
Flux de numerar operational net modificat			102781	102781
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	102.781	102.781
Indicatori		4,00%	-673.827	3,49%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	928,28%	5,00%
Creşterea încasărilor operaţionale cu	10,0%	a = 4%	VAN = -594577	RIR = 3,65%
Încasări operaţionale modificate			407.304	407.304
Flux de numerar operational net modificat			121295	121295

Variația ratei de actualizare				
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	121.295	121.295
Indicatori		4,00%	-594.577	3,65%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	807,34%	10,00%
Variația plăților operaționale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea plăților operaționale cu	-10,0%	a = 4%	VAN = -630648	RIR = 2,99%
Plăți operaționale modificate			257.408	257.408
Flux de numerar operational net modificat			112868	112868
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	112.868	112.868
Indicatori		4,00%	-630.648	2,99%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	862,38%	-10,00%
Diminuarea plăților operaționale cu	-5,0%	a = 4%	VAN = -691862	RIR = 3,16%
Plăți operaționale modificate			271.709	271.709
Flux de numerar operational net modificat			98567	98567
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	98.567	98.567
Indicatori		4,00%	-691.862	3,16%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	955,80%	-5,00%
Diminuarea plăților operaționale cu	-1,0%	a = 4%	VAN = -740834	RIR = 3,29%
Plăți operaționale modificate			283.149	283.149
Flux de numerar operational net modificat			87127	87127
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	87.127	87.127
Indicatori		4,00%	-740.834	3,29%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1030,53%	-1,00%
Creșterea plăților operaționale cu	1,0%	a = 4%	VAN = -765320	RIR = 3,36%
Plăți operaționale modificate			288.869	288.869
Flux de numerar operational net modificat			81407	81407
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	81.407	81.407
Indicatori		4,00%	-765.320	3,36%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1067,90%	1,00%
Creșterea plăților operaționale cu	5,0%	a = 4%	VAN = -814291	RIR = 3,49%
Plăți operaționale modificate			300.309	300.309
Flux de numerar operational net modificat			69966	69966
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	69.966	69.966
Indicatori		4,00%	-814.291	3,49%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1142,63%	5,00%
Creșterea plăților operaționale cu	10,0%	a = 4%	VAN = -875506	RIR = 3,65%
Plăți operaționale modificate			314.610	314.610
Flux de numerar operational net modificat			55666	55666
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.158.341	55.666	55.666
Indicatori		4,00%	-875.506	3,65%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	1236,04%	10,00%

Analiza de sensibilitate realizată pentru proiectul propus a urmărit variațiile ratei de actualizare, a încasărilor operaționale și a plăților operaționale, pentru a determina impactul asupra

indicatorilor financiari principali: Valoarea Actuală Netă (VAN) și Rata Internă de Rentabilitate (RIR).

1. Variația ratei de actualizare

Rezultatele arată că, la o diminuare cu -10% a ratei de actualizare (3,6% față de 4%), VAN-ul se îmbunătățește, dar rămâne negativ (-27.661), iar RIR este de 2,99%. La o creștere cu +10% (4,4%), VAN-ul scade la -101.144, în timp ce RIR crește ușor la 3,65%. Acest lucru indică faptul că proiectul rămâne neprofitabil în toate scenariile, fiind sensibil la modificările costului capitalului.

2. Variația încasărilor operaționale

Variațiile în nivelul încasărilor au un impact major asupra VAN. O reducere cu -10% a veniturilor determină o scădere a VAN la -911.577, în timp ce o creștere cu +10% îmbunătățește VAN, dar acesta rămâne negativ (-594.577). Rezultatele confirmă că veniturile estimate sunt insuficiente pentru acoperirea investiției și generarea unui flux de numerar pozitiv.

3. Variația plăților operaționale

Reducerea plăților cu -10% determină un VAN de -630.648, iar o creștere cu +10% duce la un VAN de -875.506. Impactul modificărilor asupra VAN este mai redus decât în cazul veniturilor, ceea ce sugerează că proiectul este mai puțin sensibil la costurile operaționale. Totuși, nici în aceste scenarii, proiectul nu devine fezabil.

Scenariul 2- nerecomandat

Variația ratei de actualizare				
Diminuarea ratei de actualizare cu	-10,0%	a = 3,6%	VAN = -385314	RIR = -0,05%
Rata de actualizare modificata		3,60%	3,60%	3,60%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,965	0,932
Indicatori		3,60%	-385.314	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		-10,00%	-7,20%	-10,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-5,0%	a = 3,8%	VAN = -400494	RIR = -0,05%
Rata de actualizare modificata		3,80%	3,80%	3,80%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,963	0,928
Indicatori		3,80%	-400.494	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		-5,00%	-3,54%	-5,00%
Diminuarea ratei de actualizare cu	-1,0%	a = 3,96%	VAN = -412293	RIR = -0,05%
Rata de actualizare modificata		3,96%	3,96%	3,96%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,962	0,925

Variaţia ratei de actualizare				
Indicatori		3,96%	-412.293	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		-1,00%	-0,70%	-1,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	1,0%	a = 4,04%	VAN = -418080	RIR = -0,05%
Rata de actualizare modificata		4,04%	4,04%	4,04%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,961	0,924
Indicatori		4,04%	-418.080	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		1,00%	0,69%	1,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	5,0%	a = 4,2%	VAN = -429434	RIR = -0,06%
Rata de actualizare modificata		4,20%	4,20%	4,20%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,960	0,921
Indicatori		4,20%	-429.434	-0,06%
Abaterea relativă a parametrilor		5,00%	3,43%	5,00%
Creşterea ratei de actualizare cu	10,0%	a = 4,4%	VAN = -443226	RIR = -0,06%
Rata de actualizare modificata		4,40%	4,40%	4,40%
Factor de actualizare modificat		1,000	0,958	0,917
Indicatori		4,40%	-443.226	-0,06%
Abaterea relativă a parametrilor		10,00%	6,75%	10,00%
Variaţia încasărilor operaţionale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea încasărilor operaţionale cu	-10,0%	a = 4%	VAN = -1141865	RIR = -0,05%
Încasări operaţionale modificate			333.248	333.248
Flux de numerar operational net modificat			32470	32470
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	32.470	32.470
Indicatori		4,00%	-1.141.865	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	175,02%	-10,00%
Diminuarea încasărilor operaţionale cu	-5,0%	a = 4%	VAN = -1062615	RIR = -0,05%
Încasări operaţionale modificate			351.762	351.762
Flux de numerar operational net modificat			50984	50984
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	50.984	50.984
Indicatori		4,00%	-1.062.615	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	155,93%	-5,00%
Diminuarea încasărilor operaţionale cu	-1,0%	a = 4%	VAN = -999215	RIR = -0,05%
Încasări operaţionale modificate			366.573	366.573
Flux de numerar operational net modificat			65795	65795
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	65.795	65.795
Indicatori		4,00%	-999.215	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	140,66%	-1,00%
Creşterea încasărilor operaţionale cu	1,0%	a = 4%	VAN = -967515	RIR = -0,05%
Încasări operaţionale modificate			373.979	373.979
Flux de numerar operational net modificat			73201	73201
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	73.201	73.201
Indicatori		4,00%	-967.515	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	133,03%	1,00%
Creşterea încasărilor operaţionale cu	5,0%	a = 4%	VAN = -904115	RIR = -0,06%
Încasări operaţionale modificate			388.790	388.790

Variaţia ratei de actualizare				
Flux de numerar operational net modificat			88012	88012
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	88.012	88.012
Indicatori		4,00%	-904.115	-0,06%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	117,76%	5,00%
Creşterea încasărilor operaţionale cu	10,0%	a = 4%	VAN = -824864	RIR = -0,06%
Încasări operaţionale modificate			407.304	407.304
Flux de numerar operational net modificat			106526	106526
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	106.526	106.526
Indicatori		4,00%	-824.864	-0,06%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	98,67%	10,00%
Variaţia plăţilor operaţionale (fără modificarea valorii reziduale)				
Diminuarea plăţilor operaţionale cu	-10,0%	a = 4%	VAN = -854614	RIR = -0,05%
Plăţi operaţionale modificate			270.700	270.700
Flux de numerar operational net modificat			99576	99576
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	99.576	99.576
Indicatori		4,00%	-854.614	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	105,83%	-10,00%
Diminuarea plăţilor operaţionale cu	-5,0%	a = 4%	VAN = -918989	RIR = -0,05%
Plăţi operaţionale modificate			285.739	285.739
Flux de numerar operational net modificat			84537	84537
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	84.537	84.537
Indicatori		4,00%	-918.989	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	121,34%	-5,00%
Diminuarea plăţilor operaţionale cu	-1,0%	a = 4%	VAN = -970490	RIR = -0,05%
Plăţi operaţionale modificate			297.770	297.770
Flux de numerar operational net modificat			72506	72506
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	72.506	72.506
Indicatori		4,00%	-970.490	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	133,74%	-1,00%
Creşterea plăţilor operaţionale cu	1,0%	a = 4%	VAN = -996240	RIR = -0,05%
Plăţi operaţionale modificate			303.786	303.786
Flux de numerar operational net modificat			66490	66490
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	66.490	66.490
Indicatori		4,00%	-996.240	-0,05%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	139,94%	1,00%
Creşterea plăţilor operaţionale cu	5,0%	a = 4%	VAN = -1047740	RIR = -0,06%
Plăţi operaţionale modificate			315.817	315.817
Flux de numerar operational net modificat			54459	54459
Flux de numerar net ajustat modificat		-1.332.092	54.459	54.459
Indicatori		4,00%	-1.047.740	-0,06%
Abaterea relativă a parametrilor		0,00%	152,35%	5,00%
Creşterea plăţilor operaţionale cu	10,0%	a = 4%	VAN = -1112116	RIR = -0,06%
Plăţi operaţionale modificate			330.856	330.856
Flux de numerar operational net modificat			39420	39420

Variația ratei de actualizare			
Flux de numerar net ajustat modificat	-1.332.092	39.420	39.420
Indicatori	4,00%	-1.112.116	-0,06%
Abaterea relativă a parametrilor	0,00%	167,85%	10,00%

Analiza de sensibilitate realizată pentru proiectul propus a urmărit variațiile ratei de actualizare, a încasărilor operaționale și a plăților operaționale, pentru a determina impactul asupra indicatorilor financiari principali: Valoarea Actuală Netă (VAN) și Rata Internă de Rentabilitate (RIR).

1. Variația ratei de actualizare

Rezultatele arată că, la o diminuare cu -10% a ratei de actualizare (3,6% față de 4%), VAN-ul este de -385.314, iar RIR rămâne constant la -0,05%. La o creștere cu +10% (4,4%), VAN-ul scade și mai mult la -443.226, iar RIR rămâne în jur de -0,06%. Acest lucru indică faptul că proiectul este neprofitabil în toate scenariile, dar are o sensibilitate relativ redusă la modificările costului capitalului.

2. Variația încasărilor operaționale

Variațiile în nivelul încasărilor au un impact mult mai pronunțat asupra VAN. O reducere cu -10% a veniturilor determină scăderea VAN la -1.141.865, în timp ce o creștere cu +10% îl îmbunătățește până la -824.864. Deși valorile rămân negative, se observă clar că veniturile sunt factorul determinant al fezabilității proiectului. Aceasta arată că proiectul este foarte sensibil la variațiile încasărilor operaționale.

3. Variația plăților operaționale

Reducerea plăților cu -10% determină un VAN de -854.614, iar o creștere cu +10% duce la -1.112.116. Deși impactul asupra VAN este semnificativ, acesta este mai redus decât în cazul încasărilor, ceea ce confirmă că proiectul este mai sensibil la veniturile generate decât la costurile operaționale. RIR rămâne în continuare negativ și neschimbat, ceea ce confirmă nefezabilitatea financiară.

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

Riscurile se pot defini ca si probabilități de producere a unor pierderi in proiect sau nesiguranța asociată oricărui rezultat. Analiza de risc vizează estimarea distribuției de probabilitate a modificărilor indicatorilor de performanță financiară (și economică, după caz).

Rezultatele analizei de risc se pot exprima ca medie estimată și deviație standard a acestor indicatori. Nesiguranța se poate referi la probabilitatea de apariție a unui eveniment sau la efectul unui eveniment, în cazul în care acesta se produce. Riscul apare atunci când:

- Un eveniment se produce sigur, dar rezultatele lui sunt incerte;
- Efectul unui eveniment este cunoscut, dar apariția acestuia este nesigură;
- Atât evenimentul, cât și efectul acestuia sunt incerte.
- Pentru a proteja rezultatele proiectului de actiunea riscurilor, se impune parcurgerea următoarelor etape:
- Identificarea riscurilor pe baza surselor de risc; (Identificarea riscurilor realizată in aceasta analiză este preliminară. Pe parcursul implementări proiectului, se recomanda actualizarea identificării riscurilor, de către membrii echipei de proiect, în cadrul ședințelor de progres lunare)
- Estimarea si evaluarea riscurilor pe baza matricei impact/probabilitate;
- Gestionarea riscului, pe baza Graficului de management al riscului.

în vederea realizării acestei analize, trebuie stabilită o probabilitate realistă de apariție pentru fiecare risc identificat. Probabilitatea de apariție și impactul potențial al riscurilor individuale, au fost estimate conform următoarelor tabele.

In funcție de cei doi factori estimați se calculează indexul de risc, conform tabelului:

Tabel cu riscuri

PROBABILITATE	**CONSECINTE**				
	Nesemnificative	Minore	Moderate	Majore	Catastrofale
Aproape sigur	Mediu	Mediu	Mare	Mare	Extrem
Probabil	Mediu	Mediu	Mediu	Mare	Extrem
Posibil	Mic	Mediu	Mediu	Mare	Mare
Improbabil	Mic	Mic	Mediu	Mediu	Mare
Rar	Mic	Mic	Mediu	Mediu	Mediu

Tratarea riscurilor

Pe baza indexului de risc, riscurile sunt clasificate în diferite categorii, conform tabelului de mai jos:

Categorii de riscuri

Tip de risc	**Descrierea riscului**
Extrem	Impactul riscului aduce consecințe mari asupra implementării proiectului
Mare	Impactul este mare, iar consecințele sunt semnificative
Mediu	Impactul riscului este mediu, iar consecințele sunt probabile

Tip de risc	Descrierea riscului
Mic	Impactul și consecințele probabile ale riscului sunt scăzute

Analizele de risc au evidențiat integritatea și stabilitatea modelului de analiză socio-economică. Acest lucru duce la acceptarea ipotezelor de lucru considerate și la faptul că, chiar în condițiile unor variații nefavorabile ale factorilor de influență investiția va rămâne în continuare rentabilă. Din aceste considerente, în cadrul prezentei analize de risc putem defini drept ”variabile critice” de risc următoarele:

a) **Riscul de venit** reprezintă riscul de a nu se respecta prețurile stabilite prin contractul de achiziție sau orice alt angajament care ar conduce la vânzarea energiei la un preț mai mic față de prețul reglementat sau prețul de pe piață. Riscul de venit este specificat prin identificarea variabilelor:

- cost de investiție;
- prețul mediu anual al energiei electrice;
- prețul mediu al certificatelor de carbon.

Costul de investiție depinde pe de o parte de piața de echipamente și materiale specifice și de corectitudinea soluțiilor tehnice și tehnologice evaluate. În general, piața de echipamente și materiale specifice este o piață stabilizată și matură fapt care reduce la minim riscul de volatilitate a prețurilor de achiziție asociat echipamentelor și materialelor. Dar, luând în considerare contextul geopolitic actual cât și instabilitatea economică generată de tensinile ruso-ucrainiene cotațiile materiilor prime precum petrol crud sau diferitele tipuri de conductori și semiconductori sunt în continuă creștere. Într-un asemenea context, creșterile de preț asociate cu piețele de materii prime și în special de energie se propagă și penetrează piețele de echipamente, materiale și transport. Astfel, se constată un grad ridicat de volatilitate în piață ceea ce duce la creșterea riscul asupra procesului de implementare a proiectului analizat în prezentul Studiu de Fezabilitate.

Soluțiile analizate și evaluate sunt de complexitate medie, în literatura de specialitate și practica specifică domeniului fiind foarte multe precedente în aplicații similare cu aplicația ce face obiectul prezentului Studiu de Fezabilitate. Informațiile și estimările utilizate s-au bazat pe un număr mare de aplicații similare fapt care reduce la minim riscul legat de corectitudinea și compatibilitatea soluțiilor alese.

Europa se confruntă cu o criză energetică fără precedent. Volatilitatea prețului energiei electrice este reprezentată atât de variația diurnă și sezonieră a prețului, cât și de o variație preconizată multianuală. În contextul legislativ actual, prețul de achiziție al energiei electrice nu

variază în funcție de piața de tranzacționare, ci este un preț contractat pe o perioadă mai lungă. Cu toate acestea, contextul energetic actual pune presiune pe furnizorii de energie iar cei din urma transfera aceasta presiune înspre consumatorii finali. în consecință considerăm că riscul de venit este semnificativ.

b) **Riscul de finalizare** reprezintă riscul ca finalizarea proiectului să fie întârziată în general din motive tehnice sau financiare sau costul investițional să depășească valorile estimate. Riscul de finalizare este reprezentat în special posibilitatea de prelungire nejustificată a termenului de execuție și de incapacitatea de a susține financiar proiectul. Riscul de finalizare este în opinia noastră redus din motive care țin de posibilitățile de finanțare proprii asumate de către beneficiar și de condiția propusă în cadrul studiului de fezabilitate de încadrarea investiției în aceste resurse sau depășirea lor într-un procent nesemnificativ. Termenul de realizare a proiectului este puțin probabil să fie depășit deoarece proiectul are o complexitate medie, nefiind identificate în cadrul proiectului elemente neprevăzute de risc mediu sau ridicat (probleme de aprovizionare, deficiente de suport tehnic, incapacitate de asigurare a utilităților etc). În consecință considerăm că riscul de finalizare este redus. Riscul de operare care include și riscul tehnologic este acela în care proiectul nu se ridica la nivelul corespunzător fluxului de venituri și cheltuieli fie prin nerespectarea producției de energie calculate în proiect, fie din cauza costurilor operării și mentenanței care depășesc previziunile de buget.

c) **Riscul de operare** este determinat în special de tariful mediu anual al energiei electrice. Modalitatea de corecție a prețului estimat pentru energia electrică, reprezintă o ponderare a mai multor opinii profesionale și reglementări legale reprezentând o poziție echilibrată și justificată a acestor estimări. În esență evoluția prețului energiei electrice luată în calcul în perioada de analiză respectă condițiile impuse de memorandumul Guvernului României de liberalizare a prețurilor precum și condițiile de sustenabilitate socială, economică și de piață. în acest fel estimarea utilizate pentru evoluția prețului energiei electrice în perioada de referință este în măsură să minimizeze atât riscul de supraevaluare cât și riscul de subevaluare a prețului. În consecință considerăm că riscul de operare este un risc redus.

d) **Riscuri asumate** (tehnice, financiare, instituționale, legale)

Pentru a analiza proiectul de investiții s-a luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectivului de investiție.

e) **Riscuri tehnice** această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare a activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- etapizarea eronată a lucrărilor;
- erori în calculul soluțiilor tehnice:
- executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- nerespectarea normativelor și legislației în vigoare;
- dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției.

Administrarea acestor riscuri constă în:

- planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele importante ale proiectului;
- se va pune accentul pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului;
- responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;
- se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător;
- se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare al personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.

f) **Riscuri financiare:**

- creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilaje și echipamentele implicate în proiect;
- modificări ale structurii grupului țintă, modificări majore ale cursului de schimb;
- lipsa surselor financiare pentru cofinanțare.

- Administrarea riscurilor financiare:
- asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurente pe piața, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente si utilaje;
- estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor de piață;
- asigurarea în bugetul a cel puțin sumei aferente contribuției proprii.

g) Riscuri instituționale

- comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executării contractelor de lucrări și achiziții echipamente și utilaje.

h) Riscuri legale

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- obligativitatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la licitații;
- obligativitatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul licitațiilor;
- instabilitatea legislativă - frecvența modificărilor de ordin legislativ, modificări ce pot influența implementarea proiectului.

Riscurile legate de realizarea proiectului care pot apărea pot fi de natură internă si externă.

- Internă - pot fi elemente tehnice legate de îndeplinirea realista a obiectivelor si care se pot minimiza printr-o proiectare si planificare riguroasa a activităților;
- Externă - nu depind de beneficiar, dar pot fi contracarate printr-un sistem adecvat de management al riscului.

Acesta se bazează pe cele trei sisteme cheie (consacrate) ale managementului de proiect.

Sistemul de monitorizare

Esența acestuia constă în compararea permanentă a situației de fapt cu planul acestuia: evoluție fizică, cheltuieli financiare, calitate (obiectivele proiectului sunt congruente cu activele create).

O abatere indicată de sistemul de monitorizare (evoluție programată/stare de fapt) conduce la un set de decizii a managerilor de proiect care vor decide dacă sunt posibile și/sau anumite măsuri de remediere.

Sistemul de control

Acesta va trebui să intre în acțiune repede și eficient când sistemul de monitorizare indică abateri.

Membrii echipei de proiect au următoarele atribuții principale:

- a lua decizii despre măsurile corective necesare (de la caz la caz);
- autorizarea măsurilor propuse;
- implementarea schimbărilor propuse;
- adaptarea planului de referință care să permită că sistemul de monitorizare să rămână eficient.

Sistemul informațional

Va susține sistemele de control și monitorizare, punând la dispoziția echipei de proiect (în timp util) informațiile pe baza cărora ea va acționa.

Pentru monitorizarea proiectului (primul sistem cheie al managementului de proiect) informațiile strict necesare sunt următoarele:

- măsurarea evoluției fizice;
- măsurarea evolției financiare;
- controlul calității;
- alte informații specifice care prezintă interes deosebit.

Mecanismul de control financiar

Înțelegem prin mecanism de control financiar un mecanism prin care se va asigura utilizarea optimă a fondurilor, un sistem circular de reguli care vor ajuta la atingerea obiectivelor proiectului evitând surprizele și semnalizând la timp pericolele care necesită măsuri corective.

Global, acest concept se referă la următoarele:

- stabilirea unei planificări financiare;
- confruntarea la intervale regulate (două luni) a rezultatelor efective ale acestei planificări;
- compararea abaterilor dintre plan și realitate;
- împiedicarea evoluțiilor nedorite prin luarea unor decizii la timpul potrivit.

Principalele instrumente de lucru operative se vor baza în principal pe analize cantitative și calitative a rezultatelor.

Contabilitatea si managementul financiar

Va fi asigurată de un specialist contabil care va contribui la îndeplinirea a trei sarcini fundamentale:

- planificarea, controlul și înregistrarea operațiunilor;
- prezentarea informațiilor (primele două puncte sunt sarcini ale specialistului contabil)
- decizia în chestiuni financiare (atribuții ale conducerii)

Planificarea, controlul si înregistrarea operațiunilor

Presupun operațiuni cum ar fi plățile pentru bunuri și servicii, materiale, plata salariilor, cât și efectuarea încasărilor din vânzări. Planificarea tranzacțiilor este necesară. Managementul proiectului trebuie să autorizeze aceste tranzacții și disponibilizarea fizică a fondurilor prin proceduri de autorizare a plăților și de depunere a fondurilor în contul bancar al proiectului. Controlul financiar se referă la armonizarea evidențelor fizice ale operațiunilor cu bugetele aprobate.

Prezentarea informațiilor

Va fi necesară unificarea rezultatelor diferitelor operațiuni, evaluând implicațiile acestuia și rezumându-le în rapoarte regulate și date care vor oferi informații despre evoluția pe nivele de cheltuieli, vor include prognoze ale situațiilor financiare viitoare și vor identifica zonele problematice

Activitatea de decizie la nivel financiar

Sistemul va combina elementele esențiale ale funcției de înregistrare și control logic cu procesul de raportare metodică. Succint, prin activitatea decizională înțelegem următoarele: alegerea strategiilor, alocarea între activități, revizuirea bugetului, verificarea contabilă internă.

Riscuri asumate (tehnice, financiare, instituționale, legale)

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
1	Risc tehnic	Etapizarea eronată a lucrărilor	Se vor prevedea marje de eroare în planificarea logică și cronologică a activităților. În fiecare etapă de implementare se va revizui/stabili graficul de implementare a proiectului, astfel încât să se asigure finalizarea implementării investiției în termenul	Beneficiar Proiectant Executant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele şi descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
			contractual. Monitorizare continua.	
2	Risc tehnic	Erori în calculul soluțiilor tehnice - *Stabilirea unor soluții tehnice în baza unor erori de calcul, potconduce la realizarea unor lucrări care pe timpul exploatării nu pot satisface cerințele tehnice și/sau nu pot fi atinse rezultatele financiare așteptate.*	În etapele următoare de implementare a investiției, se va selecta un proiectant cu experiență în domeniul investiției, cu respectarea legislației privind achizițiile publice. Respectarea normativelor în vigoare, în faza de proiectare. Se va pune accentul pe etapa de verificare a fazei de proiectare.	Beneficiar Proiectant
3	Risc tehnic	Modificarea unor soluții tehnice pe parcursul perioadei de implementare - *Modificarea unor soluții tehnice poate fi propusă decât reparațiile implicate, pe perioada de implementare a proiectului. Astfel, pot apărea divergențe privind necesitatea si aprobarea acestora.*	Se va pune accentul pe realizarea corectă a etapei de proiectare și verificarea acesteia. Organizarea de ședințe de lucru regulate pentru identificarea de soluții viabile. Luarea unei decizii într-un timp cât mai scurt din partea părților implicate.	Beneficiar Proiectant
4	Risc tehnic	Dificultatea antreprenorului de a realiza lucrările - *Poate conduce la neexecutarea totală sau parțială a lucrărilor, executare defectuoasă și/sau rezilierea contractelor. Acestea,*	Se vor face toate demersurile pentru a determina participarea unui număr ridicat de posibili ofertanți la procedurile de achiziții publice, în vederea stimulării competiției și alegerea unui antreprenor cu experiență în domeniu, cu respectarea legislației privind achizițiile	Beneficiar Proiectant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
		pot avea următoarele cauze: *- neînceperea execuției lucrărilor conform graficului stabilit* *- antreprenorul nu deține personal calificat și/sau dotarea tehnică necesară* *- antreprenorul nu are experiență în execuția unor astfel de lucrări* *- neconcordanța dintre documentația tehnica și situația din teren*	publice. Verificarea deținerii personalului necesar și a utilajelor de lucru necesare în execuția lucrărilor. Se va pune accentul pentru realizarea corectă a etapei de proiectare și verificarea acesteia. Organizarea de ședințe de lucru regulate pentru identificarea de soluții viabile.	
5	Risc tehnic	Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări - *Prin realizarea defectuoasă a unei părți din lucrări poate fi afectată operarea în bune condiții a întregului sistem de distribuție a energiei electrice. Totodată, nu se vor respecta cerințele tehnice solicitate, iar rezultatele financiare așteptate nu pot fi atinse.*	Managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului. Responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor.	Beneficiar Executant
6	Risc tehnic	Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare - *Nerespectarea normativelor tehnice și a legislației învigorare,*	Se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului. Se va pune accent pe protecția și conservarea mediului	Beneficiar Proiectant Executant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele şi descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
		poate duce atât la apariția unor erori în calculul soluțiilor tehnice, cât și la apariția unor dificultăți în execuția lucrărilor. Totodată, poate duce la apariția unor conflicte între entitățile implicate în implementarea proiectului.	înconjurător. Se va pune accentul de realizarea corectă a etapei de proiectare și verificarea acesteia. Respectarea avizelor obținute în faza de proiectare.	
7	Risc tehnic	Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea investiției.	Se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare al personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.	Beneficiar Executant
8	Risc tehnic	Apariția unor situații de forță majoră - *Apariția unor situații de forță majoră este posibilă atât pe perioada de implementare, cât și pe perioada de exploatare a investiției. Acest risc poate fi raportat ca un risc tehnic și risc financiar.*	Se vor prevedea marje de eroare în planificarea logică și cronologică a activităților. Se va pune accentul de realizarea corectă a etapei de proiectare, cu respectarea normelor și normativelor în vigoare și verificarea acesteia. Informarea beneficiarului/finanțatorului, după caz. Organizarea de ședințe și luarea unor decizii în cel mai scurt timp.	Beneficiar Proiectant Executant
9	Risc tehnic	Nu se pot atinge indicatorii de mediu estimați în proiect - *Din punct de vedere tehnic, există probabilitatea ca indicatorii estimați în*	Se va pune accentul pe realizarea corectă a etapei de proiectare, cu respectarea normelor și normativelor în vigoare și verificarea acesteia. Se vor face toate demersurile pentru a determina	Beneficiar Proiectant Executant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele și descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
		fazele inițialele investiției să nu poată fi îndepliniți. Aceasta, fie din cauza unor estimări greșite în faza de proiectare, fie din cauza execuției necorespunzătoare a lucrărilor sau a utilizării unor echipamente și utilaje tehnologice care nu sunt în conformitate cu cerințele, fie din cauza operării necorespunzătoare.	participarea unui număr ridicat de posibili ofertanți la procedurile de achiziții publice, în vederea stimulării competiție și alegerea unui antreprenor cu experiență în domeniu, cu respectarea legislației privind achizițiile publice. Se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora.	
10	Risc financiar	Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilaje și echipamentele implicate în proiect	Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje.	Beneficiar
11	Risc financiar	Apariția de cheltuieli suplimentare pe perioada de implementare a proiectului	Se va prevedea în bugetul proiectului suma de cheltuieli diverse și neprevăzute pentru situațiile imprevizibile.	Beneficiar
12	Risc financiar	Depășirea bugetului, în urma procedurilor de achiziții publice	Se vor face toate demersurile pentru a determina participarea unui număr ridicat de posibili ofertanți la procedurile de achiziții publice, în vederea stimulării competiției. Daca este cazul, alocarea de fonduri suplimentare pentru susținerea cheltuielilor respective.	Beneficiar

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele şi descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
13	Risc financiar	Modificări ale structurii grupului țintă, modificări majore ale cursului de schimb	Estimarea cat mai realista a creșterii preturilor de piață.	Beneficiar
14	Risc financiar	Lipsa surselor financiare pentru cofinanțare	Asigurarea în bugetul local a cel puțin sumei aferente contribuției proprii	Beneficiar
15	Risc instituțional	Comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului	Stabilirea unui program de monitorizare Organizarea de ședințe de lucru regulate.	Beneficiar
16	Risc legal	Obligativitatea repetării procedurilor de achiziții - *Pot determina întârzieri în atribuirea contractelor ce nu permit finalizarea proiectului în orizontul de timp planificat, datorită unor cauze precum:* *- Gradul redus de participare la licitații* *- Număr mare de oferte neconforme primite* *- Contestații asupra procedurilor de achiziție*	Se vor face toate demersurile pentru a determina interesul posibililor ofertanți prin aplicarea întocmai a procedurilor de promovare a achizițiilor. Procedurile de achiziții publice vor fi realizate prin personal specializat. Se vor respecta legislația aplicabila privind achizițiile publice.	Beneficiar
17	Risc legal	Întârzieri în eliberarea avizelor solicitate și a emiterii autorizației de construire. - *Pe parcursul etapei de proiectare, pot apărea întârzieri din partea proiectantului în solicitarea avizelor, cât și întârzieri din partea*	Mobilizarea personalului beneficiarului și a celui responsabil cu implementarea proiectului. Mobilizarea proiectantului.	Beneficiar Proiectant

Nr. crt.	Tip risc identificat	Elementele şi descrierea riscului	Măsuri de reducere	Responsabil
		deținătorilor de utilități/autorităților publice în vederea emiterii acestora. Tot odată, există riscul ca beneficiarul să întârzie nejustificat emiterea certificatului de urbanism, sau a autorizației de construire.		

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

Consideraminambelescenariiaceleasiriscurisimasurideprevenire/diminuarea riscurilor.

Risc	*Probabilitate de apariție*	*Măsuri*
Riscuritehnice		
Potențialede modificarealesoluției tehnice	*Scăzut*	• *asistentatehnicădinparteaproiectantului peperioada execuțieiproiectului;* • *acoperireacheltuielilorcunouasoluțietehnicădin sumele cuprinse la cheltuielile diverse sineprevăzute.*
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilordefectuoasederesursedin partea executantului	*Scăzut*	• *prevedereaîncaietuldesarciniaunorcerințecaresă asigure performanța tehnică şi 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.*
Nerespectareaclauzelor contractuale unor contractanți / subcontractanți	*Scăzut*	• *-stipulareadegaranțiidebunaexecuțieşipenalitățiîn contractele comerciale încheiate cu societăți contractante.*
Riscuriorganizatorice		
Neasumarea unor sarcini şi responsabilități în cadrul echipei de proiect	*Scăzut*	• *stabilirearesponsabilităților lormembrilorechipeide proiect prin realizarea unor fişe de post;* • *numireaînechipadeproiectaunorpersoanecu experiență în implementarea unor proiecte similare;* • *motivareapersonaluluicuprinsînechipadeproiect.*
Cresterea termenelor de livrare a echipamentelor datorita ofertei limitate de productie si a cererii foarte mari	*Ridicat*	• *Incheiereadecontractesiplasareadecomenzipentru proiect cat de repede posibil.* • *Urmarireaindeaproapeastatusuluicomenzilorsi pastrarea unei relatii stranse cu furnizorii.*
Riscurifinanciaresieconomice		
Capacitateainsuficientădefinantare şi cofinantare la timp a investiției	*Mediu*	• *alocareaşirezervareabugetuluiintegralnecesar realizării proiectului în bugetul consiliului local.*
Creştereainflației	*Mediu*	• *realizarea bugetuluiînfuncțiedepreturileexistentepe piață;* • *cheltuielilegeneratedecreştereainflațieivorfi suportate de către beneficiar din bugetul propriu.*
Crestereapretuluipanourilorsolare	*Ridicat*	• *Incheiereadecontractesiplasareadecomenzipentru proiect cat de repede posibil.* • *Contractedementenantapetermenlung.*
Riscuriexterne		
Riscuridemediu: -condițiiledeclimăşitemperatură nefavorabileefectuăriiunorcategorii llucrări	*Mediu*	• *planificarecorespunzătoarealucrărilor;* • *alegereaunorsoluțiideexecuțiecaresăținăcontcu prioritate de condițiile climatice*

Riscurile de accidente majore si/sau dezastre relevantepentruproiectul in cauza, inclusiv cele cauzate de schimbarile climatice, conform informatiilorstiintifice	*Mediu*	• *Alimentarea cu carburanti a utilajelor si mijloacelor de transportutilizatelarealizareaproiectuluirealizandu-se distributie sau prin unitati specializate autorizate si tehnologiileutilizateconduclaunriscdeaccident minor. Incheiereadepolitedeasiguraredeviata.*
Riscurilepentru sanatatea umana de exemplu, din cauza contaminariiapeisauapoluarii atmosferice:	*Scazut*	• *-Managementupropusprinproiectprivindcolectareasi evacuarea apelor uzate menajere generate in timpul realizarii proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice avand verificarea periodica stabilita prin lege la zi, repararea acestora in unitati service specializate si intretinerea acestora in conditii optime de functionare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisa de legislatia in vigoare conduc la un risc minor*
Riscuripolitice: *-schimbareaconduceriicompaniei*	*Scăzut*	• *Proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii.*

Preţuldeachiziţiealmodulelorfotovoltaicareimpactulcelmaiimportant asupraproiectului. La creşterea costului achiziţiei modulelor fotovoltaice, componenta esenţială a centralei investiţia nu mai este viabilă economic. Acest risc poată să apară, conjunctural, la o criză a preţului petroluluişiimplicitaenergieielectrice,avândînvederecălaproducereasiliciuluiseconsumămultă energie. Deasemenea,negocierea preţului de achiziţietrebuie săfieîn bugetul alocat.

Riscul de operare este generat fie de o proiectare defectuoasă, fie de achiziţia unor module fotovoltaice de la un producător puţin credibil, fie de execuţia defectuoasă a lucrărilor de montaj. În cele mai multe situaţii, fabricanţii de module fotovoltaice au livrat puteri mai mici decât cele prevăzute în contract, deşi valorile nominale înscrise în fişele tehnice erau în limite acceptabile. Riscul se poate evita cuuncaietdesarcinibineîntocmitşicontroldecalitateşicantitatesever.Lamontaj,personalultehnic de specialitatetrebuie să fie bine instruit ca să poată faceselecţia potrivită a modulelor la alcătuirea şirurilorserieşiapoilegareaînparalelaşirurilordemodule.Dacăputereanominalăestemaimicăcu 9,5%, investiţia nu mai este justificatăeconomic.

Costuriledeoperaresunt extremdemici latehnologiafotovoltaică,întrucâtrata deapariţie a defecteloresteextrem de scăzută,iar costurile de personalsunt foartemici,procentual.

O tonă de CO_2 economisităla producereaenergieielectriceareunimpact,lanivelsocial,relativconstant.Venituldin exploatare are impact asupra viabilităţii financiar. Riscul de finalizare are impact foarte important asupra justificării economice.

Depăşirea termenului de realizare, duce la pierderea de venituri. Pentru evitarearisculuişeimpuneunmanagementeficientalresurselorşiurmărireagraficuluideexecuţiea lucrărilor, cu luarea măsurilor corespunzătoare, la momentul potrivit.

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

5.1. Comparaţia scenariilor/opţiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilităţii şi riscurilor

Principaleleaspectecomparativealecelor2Scenariianalizatesunt:

Parametrii	Scenariul 1	Scenariul 2
Suprafață disponibilă [m^2]	3803	3803
Tip Panou fotovoltaic [Wp]	500 Wp	550 Wp
Tip Invertor	Descentralizat	Descentralizat
Tip Acumulator	97 kWh	97 kWh
Număr Panouri [buc.]	800	800
Numar Invertoare [buc]	4	4
Numar Acumulatori [buc]	1	1
Putere instalată centrala fotovoltaică [MW]	**0,4**	**0,4004**

Inurmaanalizeiindicatorilorprezentatiintabelulanterior,rezultacasolutiaoptimapentru implemetare este solutia prezentata in Scenariul 1.

5.2. Selectarea şi justificarea scenariului/opţiunii optim(e) recomandat(e)

ScenariulrecomandatesteScenariul1,acestaavandperformantetehnicesifinanciaremai bune decat Scenariul 2.

- Putere instalata si productie de energie electrica mai mari in cazul Scenariului1 fata de Scenariul 2.
- Cost de implementare al Scenariului 1 mai mic decat cel al Scenariului 2

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

a) obţinerea si amenajarea terenului;

Investitorul, S.C. METREM BECLEAN S.R.L. detine un contract de vanzare - cumparate.

b) asigurarea utilităţilor necesare funcţionării obiectivului;

- Alimentarea cu apa: *nu este cazul*
- Evacuarea apelor uzate: *nu este cazul*
- Energie termica: *nu este cazul*
- Alimentarea cu energie electrica: *nu este cazul*

c) soluţia tehnică, cuprinzând descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcţional-arhitectural şi economic, a principalelor lucrări pentru investiţia de bază, corelată cu nivelul calitativ, tehnic şi de performanţă ce rezultă din indicatorii tehnico-economici propuşi;

Pe acest teren se vor monta un număr corespunzator de panouri fotovoltaice amplasate, pentru o putere instalată de aproximativ 0,4 MWp.

Descriereasoluțieitehnice

- panourilefotovoltaicevorfimonocristalin,sauechivalent;
- structurademontajva fipe invelitoare,orientatasprevest si est;

Instalația solară fotovoltaică proiectată conține toate instalațiile necesare producerii de energie electricășilivrăriiînsistemuldedistribuțieaenergieielectrice,începânddelasurseledeenergie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă si medie tensiune și instalația de legare la pământ. La intrarea (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor conecta șiruri de module fotovoltaice. Invertoarele de putere trifazate unidirecționale. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de puteretrifazateunidirecționalesevorracordaîntablourielectricedistribuțieinvertoare, amplasate lângă invertoare.

d) probe tehnologice şi teste.

Probele tehnologice și testele vor fi realizate conform:

- PE 116/1995 „Normativ de încercări şi măsurători la echipamente şi instalaţii electrice”.
- Ordinul 30/2013 privind aprobarea normei tehnice ,, Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice” din care articolul 2 din anexă a fost aprograt prin Ordinul 208/2018 modificat prin ordinul ANRE 51/2019 ,, Ordin de aprobare a procedurii de notificare pentru racordare a unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public, împreună cu anexa ,, Procedură de notificare pentru racordare a unităților generatoare si de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public
- SR EN 62446-1:2016/A1:2019 - Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 1: Sisteme conectare la rețea. Documentație, încercări de punere în funcțiune și inspecție;
- SR EN IEC 62446-2:2020 – Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 2: Sisteme conectate la rețea. Mentenanța sistemelor fotovoltaice;

- SR EN 61724-1:2017 - Performanţa unui sistem fotoelectric. Partea 1: Monitorizare.

După terminarea execuției trebuie efectuată o verificare finală care va cuprinde toate verificările prescrise de normativul NTE 116 /2001 astfel:

- verificarea şi încercarea echipamentelor noi montate;
- punerea în funcțiune.

Muncitorii care efectuează punerea în funcțiune sunt obligați să acționeze conform instrucțiunilor proprii de protecţie a muncii şi a normelor pentru prevenirea incidentelor, precum şi a normelor generale de protecţia muncii. Punerea în funcțiune se va face numai după ce au fost efectuate toate verificările prescrise de normativele în vigoare. Verificările vor fi efectuate de către executantul lucrării cu electricieni atestați pentru aceste operații, iar ca aparate şi utilaje se vor folosi numai cele care au buletine de verificare emise de unități autorizate atestate la zi.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenţi obiectivului de investiţii:

a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiţii, exprimată în lei, cu TVA şi, respectiv, fără TVA, din care construcţii-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;

PrincipaliiindicatoricaracteristiciaiScenariuluioptim,sunt:

Nr. Crt.	Valoare	ValoarefaraTVA (lei)	Valoarecu TVA (lei)
I.	**Valoareatotalăainvestiției (I=II+III)**	**1158341,18**	**1401592,83**
	dincareC+M	**494016**	**597759,36**

b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanţă - elemente fizice/capacităţi fizice care să indice atingerea ţintei obiectivului de investiţii - şi, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele şi reglementările tehnice în vigoare;
Solutia optima din punct de vedere tehnico-economic, este caracterizata prin:

- Panouri fotovoltaice, putere 500 W, siliciu monocristalin
- Numar panouri: 800 buc.
- Invertoare, putere 100 kW / invertor;
- Numar invertoare: 4 buc.
- Acumulatoare 97 kWh: 1 buc.
- Orientareapanourilorspre vest si est;
- Unghiuldeînclinareapanourilor este de 5 grade
- Dispunerein serii (string)
    - Putereinstalată panouri fotovoltaice Pi (peak) = 0,4 MWp;
    - Putereinstalată Invertoare Pi = 0,4 MW;
    - Tensiunea de utilizare Un= 400 V;

c) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliţi în funcţie de specificul şi ţinta fiecărui obiectiv de investiţii;
Obiectivul general al investiției este realizarea și punerea în funcțiune a unei instalații noi de producere a energiei electrice din surse solare (centrală bazată pe panouri fotovoltaice).Rezultatul așteptat în urma realizării obiectivului general al proiectului este realizarea și punereaîn funcțiune a unei capcitați nou instalate de producere a energiei din surse solare de 0,4 MW.Un prim obiectiv specific al investiției este producerea de energie electrică din surse regenerabilepentru consumul propriu și folosită integral deS.C. METREM BECLEAN S.R.L. Producția anuală medie de energie electrică din surse regenerabile de energie ce va fi realizată ca urmare a implementării prezentei investiții va fi de 9031,12MWh anual în primii 20 de ani de funcționare ai centralei fotovaltaice.
Energia totala consumată de către beneficiar pe perioada a 12 luni calendaristice este de 451,556MWh.
Un al doilea obiectiv specific al investiției este acoperirea unei părți din consumul propriu anual înregistrat la sediul din loc. Sintereag-Gara al beneficiarului S.C. METREM BECLEAN S.R.L. din producția proprie de energie electrică. Ca urmare a realizării acestui obiectiv, se va realiza acoperirea a 100% din consumul propriu anual înregistrat la sediul din loc. Sintereag-Garaal beneficiarului S.C. METREM BECLEAN S.R.L. din producția proprie de energie electrică din surse regenerabile realizată ca urmare a acestei investiții.Un al treilea obiectiv specific este reducerea poluării cauzate de instalațiile industriale aparținând beneficiarului S.C. METREM BECLEAN S.R.L. la sediul din loc. Sintereag-Gara. Ca

urmare a realizării investiției, se va înregistra o scădere anuală medie estimată a emisiilor gazelor cu efect de seră de ***276,3071*** echivalent tone CO2 în primii 20 de ani de funcționare ai centralei fotovoltaice.
Instalarea de Acumulatori cu o capacitate de 0,097 MWh, acestia pot asigura 12 minute din energia produsă de capacitatea de producere de energie la putere nominală instată.

Rezultate vizate sunt:
Indicatorull.1:
- functionalizarea unei centrale fotovoltaice de 0,4 MW formata din 800 de paonouri fotovoltaice de 500 W și patru invertoare (patru invertoare de 100 kW).

Indicatorul I.2:
- cantitatea estimată de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în urma instalarii capacității de producere este de 276,3071 tone de CO2

Indicatorul I.3:
- producția anuală medie de energie electrică din surse regenerabilă va fi de 451,556 MWh

Indicatorul I.4:
- producția totală de energie electrică din surse regenerabilă pe o perioadă de 20 de ani va fi de 9031,12 MWh

Indicatorul I.5:
- producția totală de energie din surse regenerabile estimată a fi folosită pentru consumul propriu este de 100 % (617,394MWh (cantitatea de energie consumată) / 617,394MWh (cantitatea de energie produsă)).

Indicatorul I.6:
- factorul de capacitate al centralei este de 12,89 %

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

Materialele, echipamenteleşiaparatajulfolositcorespundnormelor tehniceînvigoarepentru linii electrice aeriene şi subteranede joasă tensiune.

Însolutiiletehnicederacordares-atinutseamadeurmătoarele:

- *configuratia, parametriitehnicişiîncărcareadinzonaanalizată;*
- *parametriidecompatibilitateelectromagneticăaiconsumatorilorexistentiîninteractiunecu ceiainouluiconsumator(descrierearegimuluideformantintrodusînreteadenoulproducător şi a măsurilor de neutralizare a acestora daca estecazul);*
- *previzibiliatatea obtinerii avizelor, acordurilor, autorizatiilor legale.*

Distorsiuniarmonice:

- *Armonicitotalealecurentului<2.5%*
- *Armonicitotalealetensiunii<2.5%*
- *Factordeputere>0,9*

Moddecontorizareaenergiei:

- *contorizarea în toate solutiile se va face cu ajutorului unui contor electronic cu dublu sens, prin intermediul transformatorilor de curent şi tensiune cu posibilitatea transmiterii datelor la distantă, prin soluții conforme Codului de măsurare.*

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

6. URBANISM, ACORDURI ŞI AVIZE CONFORME

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

NU ESTE CAZUL

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

Cladirea pe care se va realiza investiția este încadrataextravilan, având numarul cadastral CF 27194.

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

NU ESTE CAZUL

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităţilor

NU ESTE CAZUL

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

NU ESTE CAZUL

6.6. Avize, acorduri şi studii specifice, după caz, în funcţie de specificul obiectivului de investiţii şi care pot condiţiona soluţiile tehnice

NU ESTE CAZUL

7. IMPLEMENTAREA INVESTIŢIEI

7.1. Informaţii despre entitatea responsabilă cu implementarea investiţiei

EntitatearesponsabilacuImplemenatreaProiectuluiesteS.C. METREM BECELAN S.R.L. alecareidatedeidentificare,conformActuluiconstitutiv:

Datede identificare ale METREM BECELAN S.R.L.

Denumire operator	METREM BECELAN S.R.L
Sediul social	Loc. Beclean, str. Gheorghe Doja, nr. 47, jud. Bistrita-Nasaud
Activitatea principală	Fabricarea articolelor din fire metalice; fabricarea de lanturi si arcuri
Codul Unic de Înregistrare	28812563
Atributul fiscal	ROONRC. J06/429/2011
Numărul de ordine în Registrul Comerțului	J06/429/2011
Certificatul de înregistrare	04.12.2014
Forma de organizare	S.R.L.
Proprietari	MATHE KINGA TIMEA
Capitalul social	100000
Număr de părți sociale	10000
Valoarea unei părți sociale	10

Sursa:Datefurnizatede SocietateaS.C. METREM BECLEAN S.R.L.

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiţii (în luni calendaristice), durata de execuţie, graficul de implementare a investiţiei, eşalonarea investiţiei pe ani, resurse necesare

Graficuldeimplementarea investiției cu esalonareainvestitieipeaniseprezintaastfel:

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	ProiectTehnicsi DDE	x	x										
2	ObtinereAC	x	x	x	x								
3	Achizitieexecutie			x	x								
4	Semnarecontractdefinantare	x	x	x									
5	Lucrăririderacordare		x	x	x	x							
6	Livrareechipamente		x	x	x	x	x						
7	Montajsistemfotovoltaic				x	x	x	X	x	x			
8	PIF										x		
9	Obținereacertificatuluideracordare										x	x	
9	Întocmireraportaudit											x	x

7.3. Strategia de exploatare/operare şi întreţinere: etape, metode şi resurse necesare

Dat fiind faptul ca societatea S.C. METREM BECLEAN S.R.L. nu are experienta in operarea si mentenanta sistemelor de producere a energie electrice cu panouri fotovoltaice, activitatea de operare si mentenata va fi initial externalizata urmand ca dupa punerea in functiune sa fie instruit personalul propriu.

Principalele activitati din categoria de operare si mentenanta sunt:

- Operareaşiîntreţinerea instalaţiei;
- Asigurareasiguranţei,printrmonitorizare;
- Achiziţionareaşitestareatuturorbunurilorşiserviciilornecesare pentru funcţionarea şi întreţinere;
- Revizuirea,verificareafacturilorşiefectuareaplaţilorcătrefurnizoriideechipamentesiconsumabile;
- Păstrarearegistrelorşiînregistrărilorcontabile;
- Întocmirea şimenţinereade previziuni,rapoarte,înregistrărişiplanurideproducţie energetice;
- Achiziţionarea,plataşimenţinereaînvigoareapolielordeasigurare;
- Gestionareadauneloracoperitedeasigurare,inclusivnotificareaoricărorevenimentesauincidentecarepotducelaastfeldedaune;
- Monitorizareainstalaţieidemăsurareasistemului;
- ElaborareaPlanuluideFuncţionareşiÎntreţinere;
- Tratareaşieliminareatuturordeşeurilor(materialepericuloase,uleiurişigunoi,etc.) generate pe durata contractului,
- Efectuareatestăriiperiodiceainstalaţiilor;
- Planificarea,gestionarea şiexecutareatuturorîntreruperilorplanificateşiîntreţinerea programată;
- Optimizareaprocedurilordecurăţaresiîntreţinere;
- Gestionareastocurilorşipieselordeschimb;
- Calibrareaechipamentelormeteo;
- Curăţareamodulelorfotovoltaice;

7.4. Recomandări privind asigurarea capacităţii manageriale şi instituţionale

În vederea asigurării unei capacități operaționale corespunzătoare pentru implementarea proiectului, Solicitantul va subcontracta serviciile unui consultant în management și implementare de proiecte. Acesta trebuie să dețină expertiză specifică în managementul și implementarea proiectelor cu finanțare nerambursabilă.

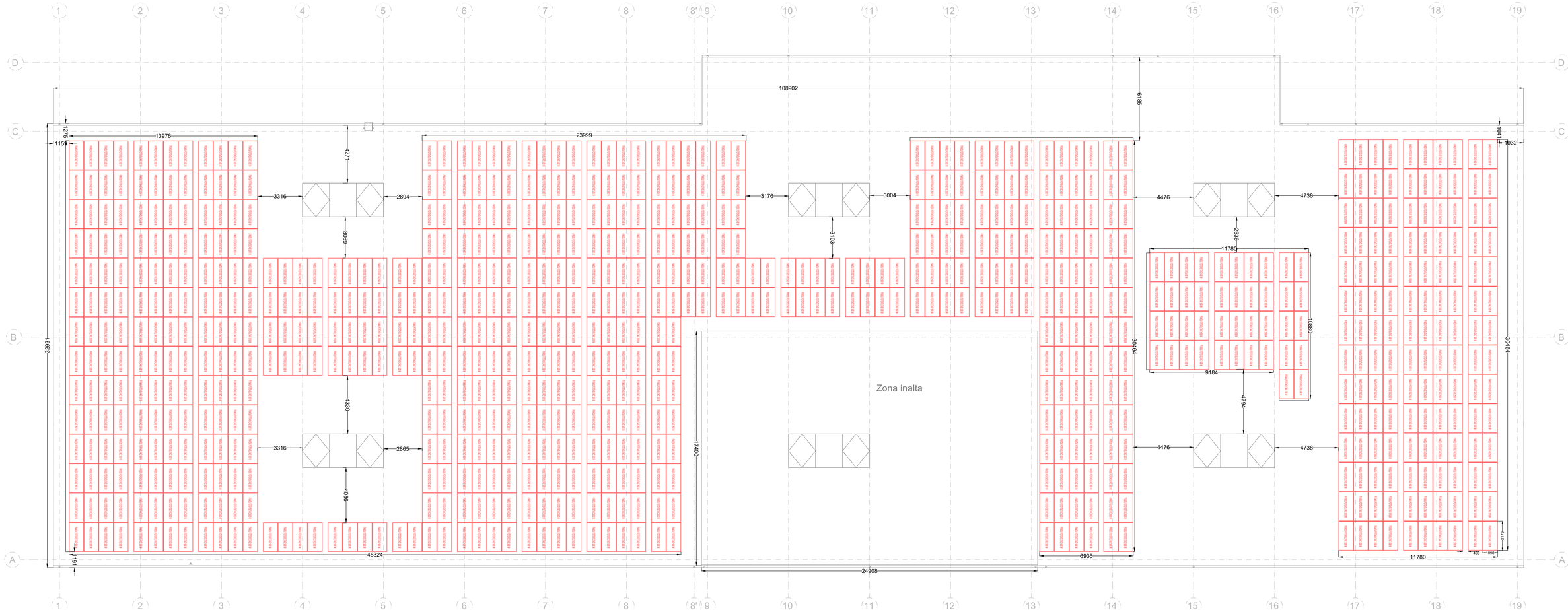
Consultantul în management și implementare de proiecte cu finanțare nerambursabilă ce va fi selectat trebuie să facă dovada expertizei în implementarea cu succes de proiecte. Această expertiză poate fi probată, de exemplu prin: (1) numărul proiectelor implementate, (2) valoarea granturilor, (3) domeniile de acțiune a proiectelor implementate, (4) frecvența și valoarea corecțiilor financiare aplicate proiectelor și (5) capacitatea resursei umane – numărul angajaților, precum și cunoștințele și aptitudinile angajaților probate prin studii si experiență.

Echipa consultantului trebuie să cuprindă minim următorii experți: manager de proiect, expert financiar și expert achiziții/juridic. Dintre activitățile prestate de aceștia enumerăm:

- asistență la organizarea procedurilor de achiziții publice, conform legislației în vigoare și cerințelor prevăzute în contractul de finanțare;
- realizarea rapoartelor tehnice și financiare, intermediare și finale, în vederea depunerii la Autoritatea de Management;
- realizarea cererilor de transfer precum și a documentației justificative anexate;
- asistență cu ocazia vizitelor pe teren a reprezentanților AM;
- asistență în monitorizarea proiectului;

8. CONCLUZII ŞI RECOMANDĂRI

Avand in vederea analizele prezentate in capitolele anterioare, rezulta ca solutia cea mai favorabila este cea prezentata in Scenariul 1: Module fotoelectrice monocristaline in montaj fix, invertoare Hybride echipate cu acumulatori, aceasta asigurand o capacitate de stocare a energiei și o productie de energie superioara raportata la investitia specifica.



DETALIU DIMENSIUNE MONTARE PANOU FOTOVOLTAIC

LEGENDA:

- Panou fotovoltaic, 500 W

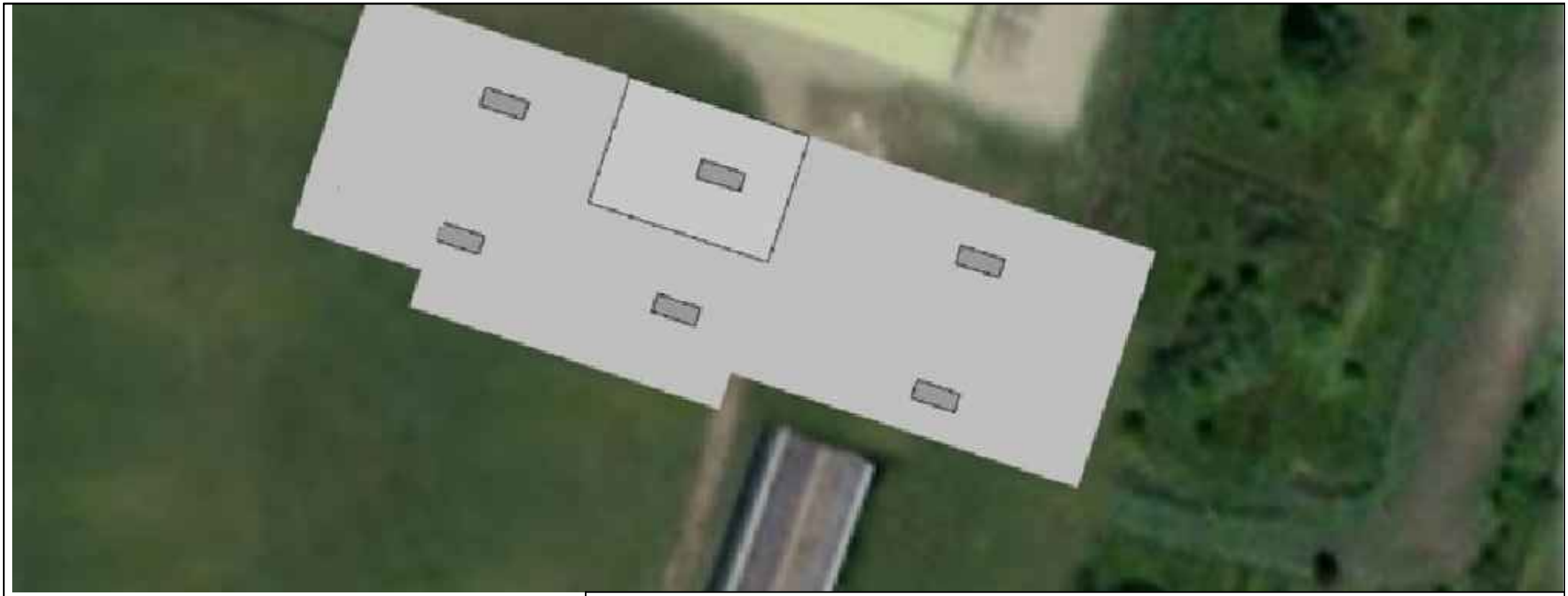
© Acest desen este proprietatea intelectuala a STETERA S.R.L., Reproducerea poate fi facuta numai cu acordul si a scrisului stabilit de STETERA S.R.L.

VERIFICATOR:	NUME:	SEMNATURA:	CERINTA:	REFERAT

PROIECTANT DE SPECIALITATE
STETERA S.R.L.
Cluj-Napoca, str. Tatra, nr. 8, ap.10, J12/2256/2008 C.U.I.15763043
tel.: 0723.331.282; e-mail: proiectare@stetera.ro

Investitor:	S.C. METREM BECLEAN S.R.L. Loc. Beclean, str. Gheorghe Doja, nr. 47, jud. Bistrita-Nasaud	NR. PROIECT: 1151
Adresa obiectiv:	Loc. Sintereag-Gara, Nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud	
SCARA 1:100	Denumire: REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. METREM BECLEAN S.R.L. LOCALITATEA SINTEREAG-GARA, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUD	FAZA: S.F.
DATA: 01.2025	Planse: PLAN INVELITOARE PLAN DE AMPLASARE PANOURI FOTOVOLTAICE	Plansa nr.: IE-01

SPECIFICATIE:	NUME:	SEMNATURA:
SEF PROIECT:	ing. Iris PUIE	
PROIECTANT:	ing. Ioana POP	
DESENAT:	ing. Iris PUIE	



© Acest desen este proprietatea intelectuala a STETERA S.R.L. Reproducerea poate fi facuta numai cu acordul si in conditiile stabilite de STETERA S.R.L.

VERIFICATOR:	NUME:	SEMNATURA:	CERINTA:	REFERAT

Societatea J12/2258/2008 STETERA S.R.L. RO 15763043 Cluj-Napoca, România

PROIECTANT DE SPECIALITATE
STETERA S.R.L.
Cluj-Napoca, str. Tatra, nr. 8, ap.10, J12/2258/2008 C.U.I 15763043
tel.: 0723.331.282; e-mail: proiectare@stetera.ro

STETERA

Investitor: S.C. METREM BECLEAN S.R.L.
Loc. Beclean, str. Gheorghe Doja, nr. 47, jud. Bistrita-Nasaud

Adresa obiectiv: Loc. Sintereag-Gara, Nr. 1A, jud. Bistrita-Nasaud

NR. PROIECT: 1151

SPECIFICATIE:	NUME:	SEMNATURA:
SEF PROIECT:	ing. Iris PUIE	
PROIECTANT:	ing. Ioana POP	
DESENAT:	ing. Iris PUIE	

SCARA 1:100

Denumire:
REALIZARE SISTEM DE PRODUCERE ENERGIE ELECTRICĂ PRIN PANOURI FOTOVOLTAICE PENTRU SEDIUL S.C. METREM BECLEAN S.R.L., LOCALITATEA SINTEREAG-GARA, JUDEȚUL BISTRITA-NASAUD

FAZA: S.F.

DATA: 01.2025

Plansa: PLAN DE SITUATIE

Plansa nr.: IE-01