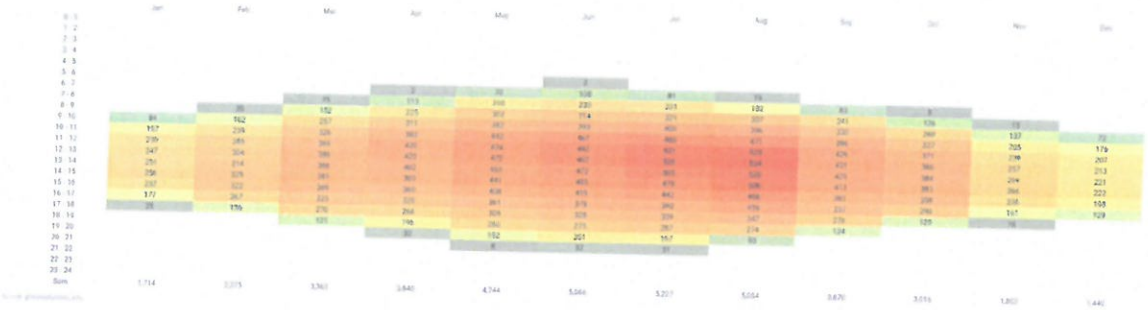
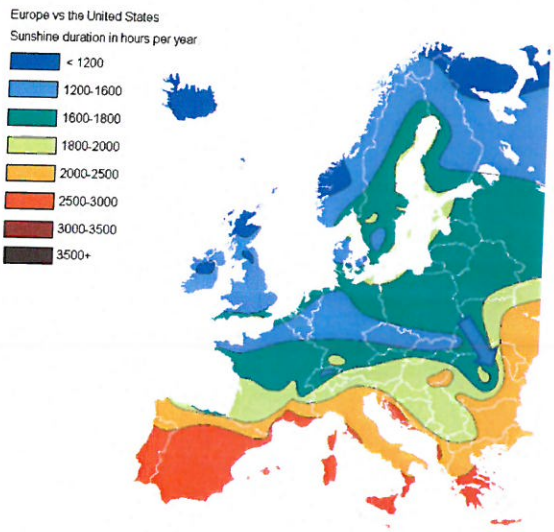
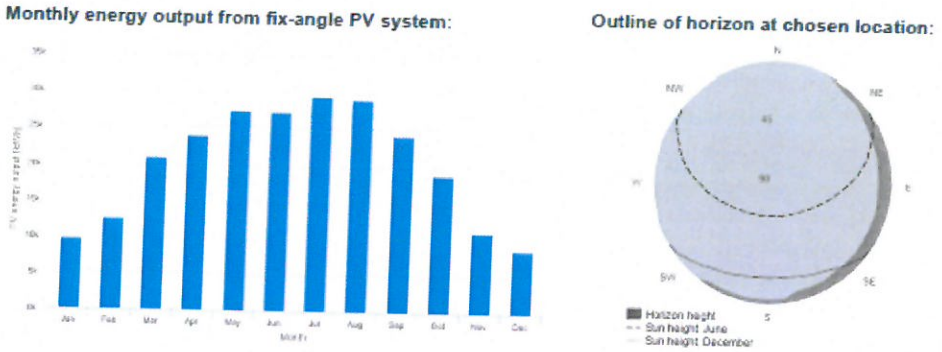


(Numarul de ore de functionare ale instalatiilor)



(Harta numarului de ore insorite anual)

Raportat la productia de energie electrica, a fost calculata estimativ productia centralei electrice fotovoltaice pentru acoperirea autoconsumului.



(Graficul de productie)

Productia estimata de energie electrica se cifreaza la 242.466,70 kWh anual, in primul an de la punerea in functiune. Defalcata lunar, productia de energie se va prezenta astfel:

Productie lunara estimata	
Luna	Productia estimata (kWh)
Ianuarie	9.687,00
Februarie	12.497,50
Martie	20.946,00
Aprilie	23.797,60
Mai	27.281,90
Iunie	27.117,10
Iulie	29.309,80
August	29.003,40
Septembrie	24.043,60
Octombrie	18.943,30
Noiembrie	11.116,20
Decembrie	8.723,30
TOTAL ANUAL:	242.466,70

(Productia lunara estimata)

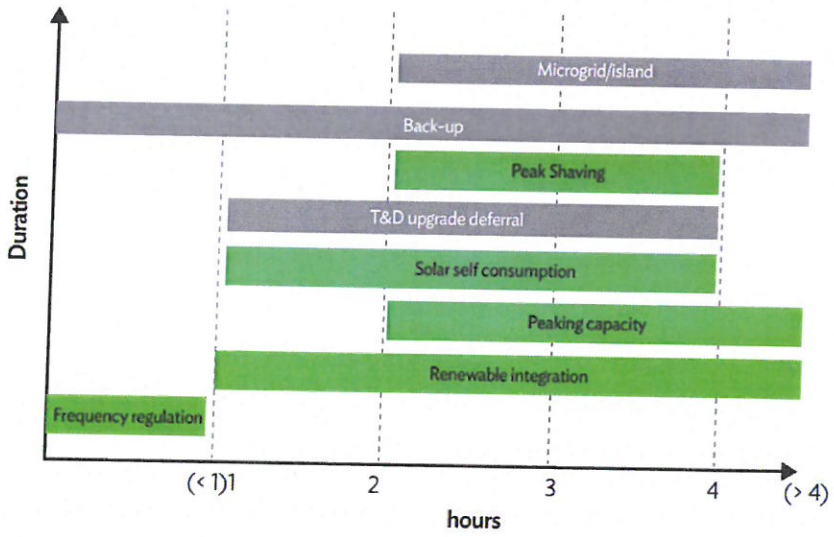
Astfel, analizand valorile la nivel anual, nu exista situatii in care productia de energie electrica sa depaseasca nivelul consumului, decat in situatia ipotetica in care consumurile de energie vor scadea dramatic, ca urmare a unor masuri de eficientizare energetica pe care beneficiarul le poate lua, ulterior prezentei analize energetice si implementarii obiectivului de investitii propus.

4.5.3 Analiza instalației de stocare

Plecând de la obiectivele specifice ale proiectului, ținând seama de obiectivele generale și specifice urmărite prin implementarea investiției se desprind următoarele concluzii care conduc la dimensionarea capacității de stocare:

- Puterea instalată a instalației fotovoltaice propuse este de 200 kWp.
- Profilul consumatorului, conform auditului electroenergetic, este preponderent diurn: principalul consumator îl reprezintă clădiri publice (98,9% din consumul anual), urmat de apă, canalizare, pompare (1,1%); ponderea estimată a consumului din intervalul nocturn este de ≈ 0%.
- Obiectivul proiectului este de înmagazinare a energiei electrice produse și utilizarea acesteia în condiții de echilibrare, cât și atunci când consumul de energie o impune iar producția de energie este scăzută sau inexistentă
- Coeficientul DoD al tehnologiilor analizate (DoD = 90% pentru oricare dintre cele două tehnologii)
- Gradul de autodescărcare al tehnologiilor analizate (maxim 10% pentru oricare dintre cele două tehnologii)
- Fluxurile cumulate de valoare pentru proiecte de sisteme de stocare a energiei în baterii relevă avantaje pentru durate cuprinse între 2 și 4 ore pentru integrarea surselor regenerabile, conform graficului de mai jos:

Figure 2.1: Stackable Value Streams for Battery Energy Storage System Projects



BESS = battery energy storage system, T&D = transmission and distribution.

Source: Korea Battery Industry Association 2017 "Energy storage system technology and business model".

Se determină astfel un necesar de stocare cuprins între 2 și 4 ore raportat la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice, conform condiției obligatorii prevăzute de indicatorul AC.5 din Ghidul solicitantului. Necesarul de stocare a fost stabilit după formula:

$$2\ h \times P\_PV \leq E\_stoc \leq 4\ h \times P\_PV$$

unde

$E_{\_stoc}$ – Capacitatea nominală a sistemului de stocare

P_{PV} – Puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice propuse prin proiect, determinată ca valoarea cea mai mică dintre suma puterilor nominale ale invertoarelor și puterea totală instalată în panouri

În etapa de configurare a echipamentului, întrucât sistemul se realizează din module cu capacitate discretă, rezultatul calculat se transpune într-un număr întreg de module, prin rotunjire în sus, cu condiția ca valoarea rezultată să rămână în banda $2\ h \times P\_PV \leq E\_stoc \leq 4\ h \times P\_PV$:

- **N = rotunjire în sus (E_stoc / capacitatea nominală a unui modul)**
- **E_stoc(instalat) = N × capacitatea nominală a unui modul**

Așa cum a fost determinat pe baza caracteristicilor tehnice ale instalației de producere, cu o putere instalată de 200 kWp, ținând seama de obiectivele urmărite prin implementarea obiectivului de investiții, și anume:

- Echilibrarea fluxurilor de energie din rețeaua locală, prin intermediul sistemului de stocare, care asigură reglaj de putere activă/reactivă, amortizarea vârfurilor de sarcină și stabilizarea tensiunii
- Diminuarea puterii absorbite din rețea în intervalele orare cu tarif ridicat prin utilizarea energiei stocate.
- Captarea surplusului de producție fotovoltaică în perioadele de iradiere ridicată și utilizarea acestuia în orele cu producție scăzută sau absentă.
- Reducerea pierderilor generate de limitările de evacuare (curtailment) și maximizarea utilizării energiei regenerabile produse local.
- Asigurarea unei surse tampon de energie care reduce solicitările rețelei și contribuie la echilibrarea consumului.
- Scăderea dependenței de energia achiziționată din rețea.
- Creșterea ponderii energiei regenerabile utilizate în autoconsumul al UAT (iluminat public, ca principal consumator, stații de reîncarcare autovehicule electrice, echipamente, consum energetic clădiri publice, etc.)

Necesarul de stocare se stabilește în banda obligatorie de 2-4 ore raportată la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice, respectiv $2\ h \times P\_PV \leq E\_stoc \leq 4\ h \times P\_PV$, durata exprimând raportul Energie [kWh] / Putere [kW], adică timpul pe care sistemul BESS îl poate susține la puterea nominală. Durata concretă de stocare, cuprinsă între 2 și 4 ore, va fi stabilită pentru fiecare

proiect în funcție de profilul de consum, producția fotovoltaică estimată și energia medie disponibilă pentru încărcarea sistemului.

Poziționarea optimă pentru proiectul de stocare co-localizat cu parc FV și consum nocturn se află în intervalul **2–4 ore**, la intersecția aplicațiilor:

- Solar self-consumption (autoconsum)
- Peak shaving (aplatizarea curbelor de sarcină)
- Renewable integration (integrarea surselor regenerabile)

În aceasta ipoteză de calcul necesarul de stocare este calculat astfel:

E_nom,min = 2 h × P_PV / DoD = 2 × 200 kW / 0,90 = 444,4 kWh; configurația aleasă: 2 × 261 kWh = 522 kWh, respectiv E_util = E_nom × 0,90 = 469,8 kWh și o durată de stocare de 2,35 h (2 h × P_PV ≤ E_util ≤ 4 h × P_PV).

Din analiza tehnologiilor existente pe piață la ora actuală, se remarcă utilizarea unor soluții modulare cu capacitatea de stocare de 261 kWh pe modul (configurația proiectului: 2 × 261 kWh = 522 kWh, E_util = 469,8 kWh la DoD 90%), montarea acestor module facându-se cu satisfacerea necesarului minim de stocare calculat.

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

Analiza financiară a avut la bază studiul investiției minime, realizat pe principiul eficienței utilizării fondurilor publice. Prin comparație, cele două scenarii implică următoarele costuri de realizare:

Denumire	Cost fara TVA	TVA	Cost total
Scenariul 1	1.574.906,47	329.751,19	1.904.657,66
Scenariul 2	1.782.265,44	373.261,88	2.155.527,32

În acest fundament, a fost analizat financiar scenariul optim selectat din punct de vedere economic.

Analiza financiară este prezentată ca anexă la prezentul studiu de fezabilitate.

Analiza financiară pentru proiectul de investiții propus a fost întocmită în baza Ghidului pentru Analiza Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții (Fondul European pentru Dezvoltare Regională, Fondul de Coeziune și ISPA) și a Documentului Cadru nr. 4 – „Guidance on the Methodology for Carrying out Cost-Benefit Analysis". Orizontul de analiză este desfășurat pe o perioadă de 20 de ani de operare, plus perioada de implementare.

Analiza financiară are ca scop utilizarea previziunilor fluxului de numerar al proiectului pentru a determina indicatorii de performanță financiară, precum:

- fluxul cumulat,
- rata internă de rentabilitate a investiției sau a capitalului,
- valoarea netă actualizată corespunzătoare.

De asemenea, analiza financiară are rolul de a furniza informații cu privire la fluxurile de intrări și ieșiri, la structura veniturilor (dacă este cazul) și la cheltuielile necesare implementării proiectului, dar și de-a lungul perioadei previzionate, în vederea determinării durabilității financiare și a calculului principalilor indicatori de performanță financiară. **Analizand capitolele anterioare, s-a ales varianta cea mai matură din punct de vedere tehnologic, care propune infiintarea unei capacități de producere a energiei electrice cu invertoare trifazate și o capacitate de stocare de 0,522 MWh utilizând tehnologia LFP.**

În vederea intocmirii analizei financiare, s-au avut in vedere urmatoarele elemente:

- Orizontul de timp;
- Determinarea costurilor totale;
- Veniturile generate de proiect;
- Costuri de functionare si intretinere;
- Valoarea reziduala a investiției;
- Determinarea ratei actualizarii;
- Determinarea indicatorilor de performanța;
- Surse de finantare.

Ipoteze in evaluarea alternativelor (scenariilor/ipoteze la diferite niveluri, ipoteze privind analiza financiara si analiza economica)

Gradul de interes crescut al beneficiarului pentru infiintarea unei capacități de producție și stocare și aportul pe care il aduce la neutralitatea climatica si la echilibrarea locală a rețelei, confirmă intenția de susținere a investiției atât pe perioada de implemetare, cât și ulterior acesteia.

Realizarea unei centrale electrice fotovoltaice performante, in concordata cu standardele Uniunii Europene, poate fi realizata numai prin conceperea unor solutii bine fundamentate si cu efecte benefice pe termen lung.

Solicitantul va asigura vizibilitatea proiectului si va face cunoscute beneficiile acestuia, utilizand in acest scop toate mijloacele pe care le are la dispozitie, ca de exemplu: pagina web a primariei.

Premizele care au sta la baza intocmirii analizei financiare sunt:

- Anul 2026 este considerat anul de referinta al proiectului.
- Durata de realizare a investiției este de 12 de luni (dupa semnarea contractului de finanțare).
- Durata medie de viata a investitiei este:

Activ	Durata de viata (ani)
Lucrari constructii si instalatii	25
Utilaje	10
Dotari	5
TOTAL	

- Perioada de referinta:

Conform recomandarii Comisiei Europeane in Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014 - 2020, pentru "energy", perioda de referinta este cuprinsa intre 15-25 ani.

http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf, pag.42

- Perioada de analiză = 20 de ani de operare (perioada de referință a indicatorului I.4 din Ghid), plus 1 an pentru implementarea investiției.
- Realizarea analizei financiare a proiectului a vizat preturi constante si a respectat metoda incrementala.
- Metodologia fluxului de numerar actualizat se bazeaza pe fluxuri de numerar efective, fiind elimintate fluxurile nonmonetare cum ar fi amortizarea si provizioanele. Cheltuielile neprevăzute din Devizul general (capitolul 7) nu au fost incluse în fluxurile de numerar ale analizei, întrucât nu constituie o cheltuială efectivă, ci o rezervă pentru atenuarea anumitor riscuri.
- Analiza foloseste preturi constante.
- Valoarea reziduală nu s-a luat în calcul (metodă conservatoare).

Evolutia prezumata a tarifelor.

Calculul tarifului pentru acest tip de investitie este irelevant deoarece Beneficiarul investiției nu impune o taxa pentru utilizatorii acesteia, care sa fie in concordanta cu cheltuielile de mentenata.

În această calitate, beneficiarul:

- produce energie electrică din surse regenerabile pentru autoconsum;

Cheltuielile de intretinere si reparatii curente se planifica in bugetul beneficiarului, de unde sunt suportate in intregime.

Evolutia prezumata a costurilor de operare (servicii existente, personal, energie, operarea noilor investitii, intretinerea de rutina si reabilitari):

Pe langa costurile de investitie, proiectul genereaza si cheltuieli pe termen lung, asociate intretinerii si reparatiilor structurii modernizate, reprezentand cheltuieli ulterioare etapei de implementare.

Costurile de exploatare sunt reprezentate de costurile cu mentenanta si inlocuirile aferente noii infrastructuri create prin proiect.

Costurile de operare utilizate de proiectantul investitiei sunt :

Categorie de costuri	Activități estimate	Buget anual	Recurență
Mentenanță preventivă	inspecție electrică și mecanică, termografie, verificare conexiuni, test funcțional	8.000 lei	1 dată pe an
Subscripții software	Licențe de management al instalației	15.000 lei	1 dată pe an
Piese de schimb și consumabile	siguranțe, contacte, accesorii HVAC, garnituri, ulei/lichid răcire, senzori consumabili	1.500 lei	Provizion anual
Mentenanță evolutivă	upgrade firmware echipamente, *update software de management	3.000 lei *inclus in subscriptie	1 dată pe an
Mentenanță accidentală	intervenții neplanificate, manoperă + piese neacoperite de garanție sau în afara garanției	3.000 lei	Provizion anual
Administrative	Cosit iarbă, desprăfuire, curățenie, etc.	8.000 lei	/an, cu plată lunară
Asigurări	incendiu, inundație, răspundere civilă	2.000 lei	1 dată pe an
TOTAL:		**40.500 lei**	**/an**

Evoluția prezumată a beneficiilor (venituri ipotetice, egale cu economiile la factura de energie electrică – proiectul nu produce efectiv venituri)

De asemenea, instalația de stocare va reduce fenomenul de curtailment (limitare a producției).

Analiza cost beneficiu

Analiza financiara (modelul financiar, proiectiile financiare, sustenabilitatea proiectului)

Indicatorii utilizati in analiza financiara sunt:

- Valoare actualizata neta
- Coeficient finantare
- Raportul beneficiu/cost
- Valoarea actuala neta economica
- Rata interna a rentabilitatii economice
- Fluxul de numerar cumulat actual

Comisia Europeana recomanda dezvoltarea analizei financiare si determinarea acestor indicatori in doua situatii;

- luandu-se in considerare toate costurile investitiei – indicatorii rentabilitatii financiare a investitiei;
- luandu-se in consideratie numai contributia nationala si a beneficiarului la costurile eligibile si costurile ne-eligibile, adica capitalul investit – indicatorii rentabilitatii financiare a capitalului investit.

Indicatorii proiectului rezultati in urma anlizei financiare sunt:

CONCLUZIE: Indicatorii calculati in cadrul analizei financiare se incadreaza in urmatoarele limite:

- Valoarea actualizată netă financiară VANF/C = 1.239.628,76 lei (> 0);

Valoarea actualizata neta financiara (VANF/C)	**1.239.628,76**
Rata interna de rentabilitate financiara (RIRF/C)	**13,81%**
Valoarea actualizata a veniturilor	**3.396.715,30**
Valoarea actualizata a cheltuielilor de investitie	**1.536.153,67**
Valoarea actualizata a cheltuielilor de exploatare	**620.932,86**
Raport beneficiu/cost financiar	**1,57**
Perioada de recuperare a investitiei	**7**

Analiza cost-beneficiu a fost actualizată pe baza valorilor din Documentația economică, a producției P_an = 242.466,70 kWh/an și a tarifului mediu evitat de 1,1600 lei/kWh (cu TVA) – preț mediu estimat al energiei electrice pentru clienții noncasnici din România – 1,16 lei/kWh (ANRE, prețul mediu plătit de consumatorii noncasnici în 2025, date prezentate de vicepreședintele ANRE, economica.net, 19.11.2025); valoarea este considerată în analiză ca preț final cu TVA (ipoteză conservatoare). Tariful este un tarif mediu estimat, utilizat exclusiv pentru cuantificarea teoretică a beneficiilor (economii la factura de energie electrică). Beneficiul financiar constă exclusiv în reducerea cantității de energie electrică achiziționate de beneficiar și a cheltuielilor publice aferente; energia este destinată în proporție de 100% autoconsumului. Ipotezele și fluxurile de numerar sunt prezentate în anexa ACB (fișier de calcul).

Indicator financiar	**Valoare**
VANF/C – valoarea actualizată netă a investiției (5%)	1.239.628,76 lei
RIRF/C – rata internă de rentabilitate a investiției	13,81 %
VANF/K – valoarea actualizată netă a capitalului propriu	2.384.102,42 lei
RIRF/K – rata internă de rentabilitate a capitalului	60,97 %
Raport B/C financiar	1,57
Perioada de recuperare (flux cumulat ≥ 0)	7 ani de operare
Ajutor public nerambursabil (ELIGIBIL FINAL cu TVA)	1.144.473,66 lei

Ipotezele analizei: perioada de referință 20 de ani de operare plus 1 an de implementare; rata de actualizare financiară și rata socială de actualizare de 5%; degradarea anuală a producției de 0,4%; costul de înlocuire a echipamentelor, în anul 15 de operare, egal cu 25% din valoarea capitolului 4.3 al devizului general (integral), respectiv 241.599,19 lei cu TVA; costuri de operare și întreținere de 40.500 lei/an; valoare reziduală nulă.

Analiza cost-beneficiu reprezintă o cuantificare teoretică. Proiectul nu va produce efectiv venituri: energia produsă și stocată este destinată în proporție de 100% autoconsumului beneficiarului, iar „veniturile" (beneficiile) determinate în analiză sunt ipotetice, fiind raportate la economiile realizate de beneficiar prin reducerea cantității de energie electrică achiziționate din rețea.

Sustenabilitatea financiară este asigurată: fluxul de numerar cumulat devine pozitiv în perioada de operare, iar costurile de operare și întreținere (40.500 lei/an) și costul de înlocuire a echipamentelor sunt acoperite din economiile la factura de energie electrică.

- Raportul beneficiu/cost = 1,57 (> 1).

Rezultatele au caracter teoretic: valorile pozitive ale indicatorilor reflectă economiile ipotetice la factura de energie electrică, proiectul nefiind generator de venituri. Mobilul realizării investiției este contribuția la beneficiile sociale și de mediu și reducerea cheltuielilor publice cu energia electrică, finanțarea nerambursabilă fiind esențială în decizia de a investi, în lipsa resurselor financiare proprii ale beneficiarului.

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

Tariful energiei electrice utilizat în analizele financiară, economică, de senzitivitate și de riscuri (1,16 lei/kWh) este un tarif mediu estimat pentru clienții noncasnici (ANRE, 2025), iar rezultatele reprezintă o cuantificare teoretică: proiectul nu produce venituri, beneficiile fiind economiile ipotetice la factura de energie electrică.
Analiza economică s-a realizat la prețuri fără TVA, cu rata socială de actualizare de 5%; beneficiile economice cuprind costul resursei evitate și valoarea emisiilor de CO_2 evitate (I.2 × prețul de piață estimat al certificatelor de emisii EUA de 88 EUR/tCO_2 – contract EUA decembrie 2026, cotație septembrie 2026 –, constant pe perioada de analiză).

Indicator economic	Valoare
VANE – valoarea actualizată netă economică (5%)	1.820.530,37 lei
RIRE – rata internă de rentabilitate economică	19,67 %
Raport B/C economic	2,02

Proiectul este oportun din punct de vedere socio-economic: VANE > 0, RIRE > 5% și B/C > 1.

Conform HG 907/2016 *Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, 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.*

Analiza cost-eficacitate are ca scop evaluarea relației dintre costurile totale ale proiectului și rezultatele măsurabile obținute, în situațiile în care beneficiile nu pot fi cuantificate integral în termeni monetari, dar pot fi exprimate prin indicatori de performanță tehnică, energetică sau de mediu.

În cazul prezentului proiect, analiza cost-eficacitate este utilizată pentru a demonstra **eficiența utilizării fondurilor publice** prin raportarea investiției la efectele sale tangibile, precum:

- Capacitatea instalată de producere a energiei electrice (MWp)
- capacitatea instalată de stocare a energiei (MWh);
- energia regenerabilă suplimentară valorificată prin evitarea curtailment-ului (MWh/an);
- reducerea pierderilor de energie din surse regenerabile (%);
- creșterea gradului de autoconsum și reducerea dependenței față de rețea (%);
- contribuția la reducerea emisiilor de CO_2 (tone/an).

Așa cum se poate observat, efectele tangibile sunt în directă legătura cu indicatorul tehnic capacitatea instalată de stocare a energiei, exprimată în MWh, care determină implicit ceilalți indicatori. Astfel, indicatorul principal de eficacitate este determinat prin raportul:

CE = Cost total al investiției (fără TVA) / capacitatea instalată de stocare E_stoc [lei/kWh]; indicatori complementari: CE_E = Cost total / producția pe perioada de referință (I.4 = 4.849,33 MWh) [lei/MWh] și CE_CO_2 = Cost total / emisiile de GES evitate pe perioada de referință (I.2 × 20 ani = 2.853,83 tCO_2) [lei/tCO_2]. Capacitatea de stocare, producția și emisiile evitate sunt identice în cele două scenarii (aceeași capacitate de producție și de stocare), diferind numai costul investiției.

Raportul Cost-Eficacitate are următoarele valori:

SCENARIUL 1: CE = 1.574.906,47 lei / 522 kWh = 3.017,06 lei/kWh; CE_E = 324,77 lei/MWh; CE_CO_2 = 551,86 lei/tCO_2.

SCENARIUL 2: CE = 1.782.265,44 lei / 522 kWh = 3.414,30 lei/kWh; CE_E = 367,53 lei/MWh; CE_CO_2 = 624,52 lei/tCO_2.

Scenariul 1 are un cost pe unitatea de efect cu 11,6% mai mic decât Scenariul 2, fiind scenariul cu cea mai bună eficacitate a costurilor și scenariul recomandat. Analiza nu utilizează tariful energiei electrice; indicatorii ACB bazați pe tarif au caracter teoretic.

4.8. Analiza de senzitivitate

Tariful energiei electrice utilizat în analizele financiară, economică, de senzitivitate și de riscuri (1,16 lei/kWh) este un tarif mediu estimat pentru clienții noncasnici (ANRE, 2025), iar rezultatele reprezintă o cuantificare teoretică: proiectul nu produce venituri, beneficiile fiind economiile ipotetice la factura de energie electrică.
Analiza de senzitivitate (anexa ACB) a variat cu ±10% și ±20% investiția, producția, tariful evitat și costurile de operare. Rezultatele (lei):

Variabilă	VANF/C −20%	VANF/C +20%	VANE −20%	VANE +20%
Investiție	1.546.859,50	932.398,03	2.074.601,91	1.566.458,83
Producție	560.285,71	1.918.971,82	1.099.719,22	2.541.341,52
Tarif evitat	560.285,71	1.918.971,82	1.259.089,83	2.381.970,92
Cost O&M	1.340.572,67	1.138.684,86	1.903.955,08	1.737.105,66

Variabilele critice sunt producția și tariful evitat; indicatorii rămân pozitivi în toate cazurile analizate.

Conform HG 907/2016 *Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, 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.*

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

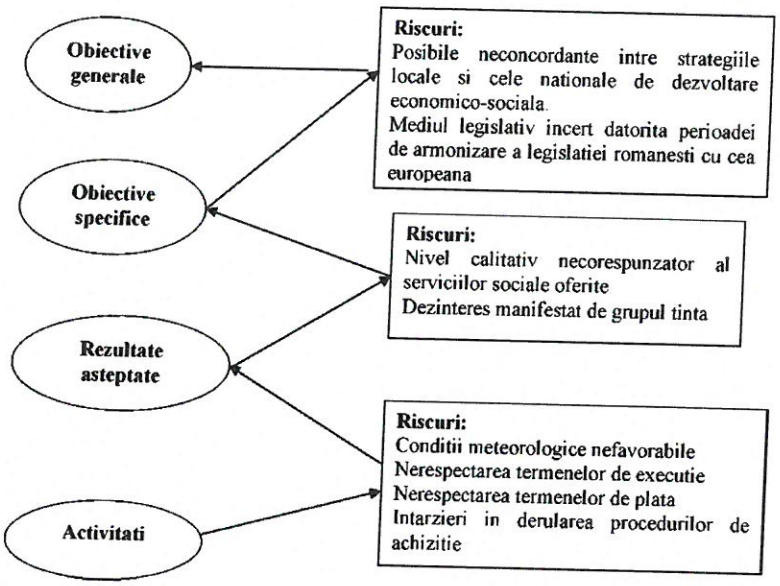
Tariful energiei electrice utilizat în analizele financiară, economică, de senzitivitate și de riscuri (1,16 lei/kWh) este un tarif mediu estimat pentru clienții noncasnici (ANRE, 2025), iar rezultatele reprezintă o cuantificare teoretică: proiectul nu produce venituri, beneficiile fiind economiile ipotetice la factura de energie electrică.
Managementul riscurilor presupune urmatoarele etape:

- conceperea planului de management al riscurilor;
- identificarea riscurilor;
- analiza calitativa a riscurilor;
- elaborarea planului de masuri pentru contracararea/ evitarea riscurilor;
- monitorizarea riscurilor identificate si identificarea unor noi amenintari.

1. Conceperea planului de management al riscurilor presupune in primul rand cunoasterea caracteristicilor esentiale ce definesc riscurile iar, in al doilea rand, cunoasterea tuturor celor implicate in derularea proiectului si masura in care ei pot participa la procesul de identificare si contracarare a riscurilor.

2. Identificarea riscurilor

Riscurile proiectului au fost identificate pornind de la analiza cauzelor aplicata asupra matricei cadrului logic al proiectului.



Riscurile proiectului au fost identificate pornind de la analiza cauzelor potențiale de întârziere, neîndeplinire a indicatorilor sau creștere a costurilor, raportate la activitățile din matricea logică a proiectului.

Nivelul 1 – Riscuri operaționale în implementare

- Întârzieri în livrarea echipamentelor din cauza problemelor din lanțul de aprovizionare.
- Întârzieri în obținerea avizelor, autorizațiilor și aprobărilor necesare.
- Coordonare deficitară între proiectant, antreprenor și furnizori.
- Creșterea neprevăzută a costurilor de materiale și echipamente.
- Lipsa sau indisponibilitatea personalului calificat pentru lucrări de montaj.
- Condiții meteorologice nefavorabile care pot întârzia execuția (ploi abundente, îngheț).
- Erori în execuție sau neconformități tehnice apărute în timpul lucrărilor.
- Accidente de muncă sau incidente SSM în șantier.
- Probleme de logistică privind transportul echipamentelor grele la amplasament.
- Neconcordanțe între planificarea financiară și fluxul efectiv de plăți (întârzieri la rambursare / decontare).

Nivelul 2 – Riscuri tehnice și de exploatare

- Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, module, sistem de management).
- Pierderea performanței celulelor de stocare în timp (degradare accelerată).

- Neconcordanță între sistemul fotovoltaic proiectat și sistemul de stocare (integrare software / hardware).
- Defecțiuni ale sistemului de ventilație și răcire a bateriilor.
- Riscuri de incendiu, supratensiuni sau scurtcircuite în instalații.
- Erori de calibrare a sistemului de monitorizare și control (SCADA, BMS).
- Pierderi de date sau erori de comunicare între echipamentele de control.
- Lipsa mentenanței preventive periodice.

Nivelul 3 – Riscuri externe și de context

- Condiții meteorologice extreme (furtuni, grindină, caniculă, ger).
- Schimbări legislative sau fiscale privind producerea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum.
- Fluctuații semnificative ale prețului energiei electrice pe piață.
- Creșteri ale dobânzilor sau inflației care afectează costurile financiare.
- Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor de control.
- Lipsa stabilității politice sau a politicilor de sprijin pentru energia verde.
- Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, limitări de putere, curtailment).
- Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii naturale).
- Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală, ONG-uri de mediu).
- Întârzieri în plățile din fonduri publice / europene din cauze administrative externe.

Nr.	Risc identificat	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Nivel de risc	Clasificare
1	Întârzieri în livrarea echipamentelor din cauza problemelor din lanțul de aprovizionare	4	3	**12**	Mediu
2	Întârzieri în obținerea avizelor, autorizațiilor și aprobărilor necesare	3	3	**9**	Mediu
3	Coordonare deficitară între proiectant, antreprenor și furnizori	4	2	**8**	Mediu
4	Creșterea neprevăzută a costurilor de materiale și echipamente	4	3	**12**	Mediu
5	Lipsa sau indisponibilitatea personalului calificat pentru lucrări de montaj	3	3	**9**	Mediu
6	Condiții meteorologice nefavorabile care pot întârzia execuția	3	4	**12**	Mediu
7	Erori în execuție sau neconformități tehnice apărute în timpul lucrărilor	4	2	**8**	Mediu
8	Accidente de muncă sau incidente SSM în șantier	5	2	**10**	Mediu

9	Probleme de logistică privind transportul echipamentelor grele la amplasament	3	3	**9**	Mediu
10	Neconcordanțe între planificarea financiară și fluxul efectiv de plăți	4	3	**12**	Mediu

Nr.	Risc identificat	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Nivel de risc	Clasificare
1	Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, module, sistem de management)	4	2	**8**	Mediu
2	Pierderea performanței celulelor de stocare în timp (degradare accelerată)	3	4	**12**	Mediu
3	Neconcordanță între sistemul fotovoltaic proiectat și sistemul de stocare	3	3	**9**	Mediu
4	Defecțiuni ale sistemului de ventilație și răcire a bateriilor	4	2	**8**	Mediu
5	Riscuri de incendiu, supratensiuni sau scurtcircuite în instalații	5	2	**10**	Mediu
6	Erori de calibrare a sistemului de monitorizare și control (SCADA, BMS)	3	3	**9**	Mediu
7	Pierderi de date sau erori de comunicare între echipamentele de control	3	2	**6**	Scăzut
8	Lipsa mentenanței preventive periodice	4	3	**12**	Mediu

Nr.	Risc identificat	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Nivel de risc	Clasificare
1	Condiții meteorologice extreme (furtuni, grindină, caniculă, ger)	4	3	**12**	Mediu
2	Schimbări legislative sau fiscale privind producerea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum	4	3	**12**	Mediu
3	Creșteri ale dobânzilor sau inflației care afectează costurile financiare	3	3	**9**	Mediu
4	Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor de control	4	2	**8**	Mediu
5	Lipsa stabilității politice sau a politicilor de sprijin pentru energia verde	4	2	**8**	Mediu
6	Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, limitări de putere, curtailment)	4	3	**12**	Mediu
7	Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii naturale)	5	2	**10**	Mediu

8	Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală, ONG-uri de mediu)	3	2	6	Scăzut

Măsuri de atenuare/diminuare a riscurilor identificate:

Nr.	Risc identificat	Responsabil principal	Descriere / Cauză	Măsuri de atenuare / diminuare
1	Întârzieri în livrarea echipamentelor din cauza problemelor din lanțul de aprovizionare	**Executant**	Probleme logistice, lipsă stocuri	Solicitarea unui grafic de livrări realist; clauze contractuale privind termenele și penalitățile; posibilitatea înlocuirii furnizorului, cu menținerea specificațiilor de performanță.
2	Întârzieri în obținerea avizelor, autorizațiilor și aprobărilor necesare	**Beneficiar**	Proceduri administrative greoaie	Contractarea separată și timpurie a serviciilor de proiectare tehnică. Inițierea timpurie a procedurilor; monitorizare permanentă a stadiului avizelor; dialog cu autoritățile emitente.
3	Coordonare deficitară între proiectant, diriginte de șantier și executant	**Beneficiar / Executant**	Lipsă de comunicare și control	Organizarea periodică a ședințelor de progres; clarificarea responsabilităților prin dispoziții de șantier; management contractual activ.
4	Creșterea neprevăzută a costurilor de materiale și echipamente	**Executant (în limita ofertei ferme)**	Fluctuații ale pieței	Ofertă fermă, fără ajustare de preț datorită termenului scăzut de implementare; prevederea în buget a unei rezerve de ajustare (5–10%); utilizarea clauzei de revizuire doar în cazuri excepționale.
5	Lipsa sau indisponibilitatea personalului calificat pentru lucrări de montaj	**Executant**	Forță de muncă insuficientă	Cerințe minime de calificare în procedura de atribuire; verificarea resurselor umane la ofertare;
6	Condiții meteorologice nefavorabile care pot întârzia execuția	**Executant**	Ploi, îngheț, caniculă	Programare sezonieră a lucrărilor; ajustare a graficului de execuție; protejarea materialelor și echipamentelor. Organizarea procedurilor de achiziție în așa fel încât execuția efectivă să se poată desfășura pe timp favorabil

7	Erori în execuție sau neconformități tehnice	**Executant**	Nerespectarea proiectului sau a normativelor	Control tehnic de calitate prin diriginți de șantier; recepții parțiale; verificări de către dirigintele de șantier; refacerea lucrărilor neconforme pe cheltuiala executantului.
8	Accidente de muncă sau incidente SSM	**Executant**	Nerespectarea normelor de protecție	Plan SSM obligatoriu; implementarea planului de asigurare a calității.
9	Probleme logistice privind transportul echipamentelor grele	**Executant**	Acces dificil la amplasament	Verificarea rutelor înainte de execuție; obținerea avizelor și acordurilor prealabile
10	Întârzieri în fluxul de plăți / rambursări	**Beneficiar**	Proceduri administrative și birocrație	Planificare financiară realistă; depunere completă a documentelor de decont; comunicare activă cu autoritatea finanțatoare.

Nr.	Risc identificat	Responsabil principal	Descriere / Cauză	Măsuri de atenuare / diminuare
1	Defecțiuni ale sistemului de stocare (baterii, BMS, module)	**Executant / Furnizor**	Probleme de fabricație sau montaj	Achiziție de echipamente certificate CE; garanție minim 5 ani; testare la recepție.
2	Pierderea performanței celulelor de stocare în timp	**Beneficiar**	Îmbătrânire naturală, cicluri de utilizare	Mentenanță periodică; înlocuiri planificate conform specificațiilor producătorului.
3	Neconcordanță între sistemul fotovoltaic și cel de stocare	**Executant**	Integrare software / hardware defectuoasă	Testare completă la punerea în funcțiune; implicarea proiectantului în verificarea compatibilității.
4	Defecțiuni ale sistemului de ventilație / răcire a bateriilor	**Executant / Beneficiar**	Defecte tehnice sau întreținere necorespunzătoare	Monitorizare temperatură; verificări semestriale; mentenanță preventivă.
5	Riscuri de incendiu, supratensiuni, scurtcircuite	**Executant / Beneficiar**	Defecte electrice, protecții insuficiente	Echipamente cu sistem de stingere automată a incendiilor; împământare corectă; verificări PRAM periodice.

6	Erori de calibrare SCADA / BMS /BESS	**Executant**	Setări incorecte sau software neactualizat	Validarea parametrilor de către furnizor; testarea funcționării înainte de recepție.
7	Pierderi de date / erori de comunicare	**Beneficiar**	Probleme de conectivitate	Backup automat; actualizări software; redundanță de rețea.
8	Lipsa mentenanței preventive periodice	**Beneficiar**	Neglijarea planului de întreținere	Elaborarea unui plan de mentenanță anual; asigurarea de service post-garanție.

Nr.	**Risc identificat**	**Responsabil principal**	**Descriere / Cauză**	**Măsuri de atenuare / diminuare**
1	Condiții meteorologice extreme (furtuni, grindină, ger)	**Beneficiar / Executant**	Fenomene naturale	Asigurare pentru riscuri naturale; structură dimensionată corespunzător; verificări anuale ale ancorajelor și prinderilor mecanice.
2	Schimbări legislative sau fiscale privind producerea energiei din surse regenerabile pentru autoconsum	**Beneficiar**	Modificări ale cadrului legal	Monitorizare permanentă a legislației; adaptarea documentațiilor și procedurilor; consultanță juridică la nevoie
3	Creșteri ale dobânzilor / inflației	**Beneficiar**	Context economic general	Ajustarea fluxului de numerar; constituirea unei rezerve bugetare; ajutor public nerambursabil.
4	Riscuri de securitate cibernetică asupra sistemelor SCADA	**Beneficiar**	Atacuri informatice	Firewall, autentificare în doi pași, actualizări periodice; audit de securitate informatică.
5	Lipsa stabilității politice / schimbări în politicile energetice	**Beneficiar**	Factori politici externi	Flexibilitate în planificare; scenarii de ajustare bugetară.
6	Probleme în rețeaua de distribuție (întreruperi, curtailment)	**Beneficiar / Operator de rețea**	Limitări de putere impuse de operator	Comunicarea permanentă cu operatorul; integrarea unui sistem de stocare suficient de flexibil.
7	Dezastre naturale (inundații, cutremure, incendii)	**Beneficiar / Executant**	Factori de forță majoră	Amplasare sigură; proiectare conform normativelor P100 și I7; asigurare facultativă.

8	Riscuri reputaționale (opinia publică, comunitate locală)	**Beneficiar**	Percepție negativă locală	Informare publică transparentă; consultări cu comunitatea; campanii de comunicare privind beneficiile.

5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)

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

Analiza comparativă a celor două scenarii tehnico–economice propuse are ca scop identificarea soluției optime pentru implementarea instalației de producere și a sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) în cadrul centralei fotovoltaice.

Criteriile de analiză utilizate vizează performanța tehnică, eficiența economică și financiară, ușurința în implementare, sustenabilitatea operațională și gradul de risc tehnologic. În vederea determinări scenariului recomandat a fost efectuată o analiză de tip scoring extinsă, pe baza analizei tehnico-economice efectuate, rezultatele fiind după cum urmează:

Parametru de analiza	Scenariul 1	Scenariul 2
Performanța tehnică (randament, fiabilitate, disponibilitate)	5	4
Costul investiției	5	4
Întreținere și exploatare	5	3
Ușurința în implementare (proces de avizare – invertoare pe lista agreată a operatorului de distribuție)	5	3
Sustenabilitate operațională	5	4
Risc tehnologic	5	3
TOTAL PUNCTAJ (maximum 30)	30	21
Valoarea investiției (lei, fără TVA)	1.574.906,47	1.782.265,44

Toate criteriile au folosit o scara simpla de la 1 la 5 astfel:

1. Situatia cea mai proasta
2. Situatie defavorabila
3. Situatie neutra
4. Situatie favorabila
5. Situatie excelenta

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

Din analiza punctajelor obținute (Scenariul 1 – 30 puncte; Scenariul 2 – 21 puncte, din maximum 30), scenariul recomandat este SCENARIUL 1, care îndeplinește toate obiectivele autorității publice locale, are costul de investiție cel mai redus, este realizabil într-un timp mai scurt, datorită faptului că invertoarele folosite se regăsesc pe lista agreată de distribuitorul de energie electrică, și comportă costuri mai mici de realizare și de mentinere în stare optimă de funcționare.

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

Terenul este in proprietatea beneficiarului, nemafiind necesare proceduri de obtinere a terenului.
Amenajarea terenul se refera la urmatoarele operatiuni principale:
- Indepartarea vegetatiei existente
- Nivelarea terenului si aplatizarea curbelor de nivel

Amplasamentul este comun pentru instalația de producere și cea de stocare.

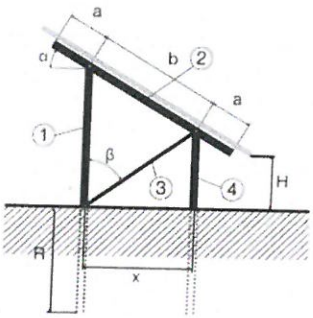
b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Obiectivul necesita racordarea la reteaua nationala de distributie a energiei electrice.

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

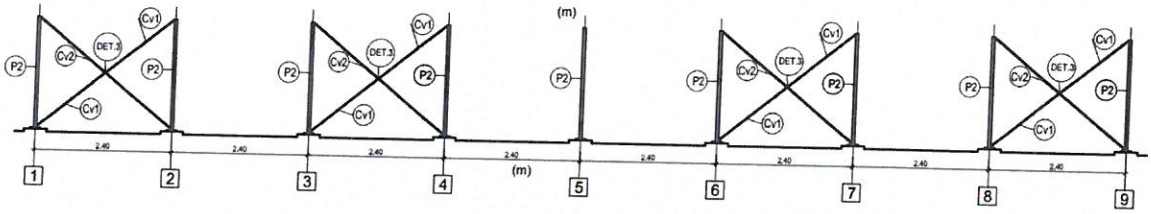
Centrala electrica fotovoltaica pentru acoperirea consumului de energie înregistrat pe conturul studiat este propusa a fi construita pe terenul, in suprafata de 4.012 mp, aflat in proprietatea comunei Ion Creangă, in conformitate cu Extrasul de carte funciara nr. 52308.

Parcul fotovoltaic efectiv consta din structuri metalice incastrate in pamant prin baterea cu soneta, organizate pe randuri cu o proiectie la sol de circa 4 m si distanta dintre randuri de circa 5 m. Pe structura metalica se monteaza panouri fotovoltaice cu aria de circa 2 mp si o greutate de circa 16-23 kg, in functie de marca. Tot pe structurile metalice se monteaza si invertoarele trifazate, distribuite dupa principiul reducerii pierderilor de energie electrica produse.



Schema de principiu montaj panou fotovoltaic pe structura metalica

Structura metalica va fi confectionata din otel si va fi încastrată în sol prin batere cu soneta. Cadrele vor fi contravantuite dupa schema de principiu:



(contravantuiri cadre metalice)

În plan longitudinal, vor fi montate sine de aluminiu pe care vor fi montate panourilor fotovoltaice.



Punctul de producere va fi racordat la punctele de consum. Contorul va fi prevăzut cu trei transformatoare de măsură de curent și port de comunicație serială.

Amplasarea invertoarelor se va realiza la exterior, pe cât posibil, în centrul de greutate al rețelei de curent continuu, pentru evitarea pierderilor în cablu. Se va utiliza drept suport, structura de susținere a panourilor.

Magistrala de comunicație dintre invertoare și contorul inteligent se va realiza cu un cablu ecranat de tip STP Cat 6e.

Structura de sustinere va fi legată la o priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 Ω.

Centrala fotovoltaică va oferi posibilitatea monitorizării de la distanță. Platforma web de monitorizare va avea capacitatea de centralizare si raportare a datelor privind productia si consumul de energie electrica și va permite crearea de conturi pentru operatori multipli.

Principalele capacitati fizice ale obiectivului sunt:

Denumire	Cantitate
Panou fotovoltaic min. 625 Wp	320 buc
Invertor trifazic 50 kW	4 buc

*Putere instalata unitara informativa

(Principalele capacitati fizice instalate)

Distributia panourilor a avut in vedere nivelul de incarcare al invertoarelor, cu balansarea stringurilor pentru o eficienta optima.

Împrejmuirea este cu plasa sudata montata pe stâlpi metalici la 2m distanta la înăltimea de 2,0m. Stâlpii metalici sunt de 2,5-3 țoli si sunt fixați in beton intr-un orificiu cu diametru de 30 cm si adâncimea de 0,5m. În condițiile în care terenul permite, stâlpii pot fi montați și prin batere cu soneta.
După priza betonului, pământul in exces se tasează in jurul fundației pentru creșterea rezistentei. Stâlpii din cele 4 colturi și din dreptul porții vor avea un diametru de 4-5 țoli si vor fi ingropati 70cm. Forma împrejmuirii este ca in imaginea alăturata.



Invertoarele au functia principala de a colecta energia electrica generata de panourile fotovoltaice sub forma de curent continuu si de a o transforma in energie electrica cu caracteristici necesare consumatorilor , invertoarele cele mai performante utilizate in acest domeniu pot avea eficiente maxime de 98,6% . In designul instalatiei se propun invertoare de inalta eficienta

Legăturile electrice dintre grupurile generatoare fotovoltaice şi invertoare / tablourile electrice de forţă se realizează în cabluri.

Se va prevedea deconectarea şi oprirea individuală a generatoarelor fotovoltaice la avarii sau la apariţia unor situaţii ce conduc la avarii, precum şi transmiterea de semnale la punctul în care există prevăzută prezenţa permanentă a personalului de supraveghere / exploatare.

Cuplarea la reţea se va efectua automat, prin intermediul invertoarelor de putere, care realizează şi funcţia de comandă de cuplare precum şi funcţia de sincronizare automată.

Cablurile pentru curentul alternativ vor avea sectiune din aluminiu, izolaţia şi secţiunile fiind alese corespunzător tensiunii şi curenţilor de lucru.

Pozarea cablurilor se va face cu respectarea tuturor cerinţelor şi condiţiilor impuse de normativele în vigoare, în privinţa protejării acestora cât şi a instalaţiilor cu care se pot intersecta acestea pe traseul de montaj.

Instalaţia de automatizare trebuie să îndeplinească următoarele funcţiuni:
• Conducerea în condiţii de deplină siguranţă a funcţionării procesului, în oricare fază a acestuia (pornire, funcţionare de durată, oprire);
• Protecţia personalului şi echipamentelor la avarii şi regimuri periculoase;
• Asigurarea calităţii energiei livrate;
• Mărirea gradului de siguranţă în funcţionare şi a disponibilităţii instalaţiilor şi echipamentelor electrice;
• Conducerea centralei, atât în regim de funcţionare interconectată, cât şi în regim de izolare sau de insularizare cu consumatorii de servicii interne.

Instalaţia de legare la pământ se va folosi în comun pentru următoarele destinaţii:
• Protecţia împotriva electrocutărilor prin atingere indirectă;
• Protecţia împotriva supratensiunilor atmosferice şi de comutaţie;
• Protecţia împotriva influenţelor prin cuplaj rezistiv, inductiv sau capacitiv asupra cablurilor de comandă – control (măsură, protecţie).
Pentru scenariul tehnic recomandat au fost luate în calcul pierderi de aproximativ 18%, rezultate din umbriri temporare, defectiuni de functionare sau de comunicare intre echipamente, cat si din pierderile de energie la transportul in cablu.

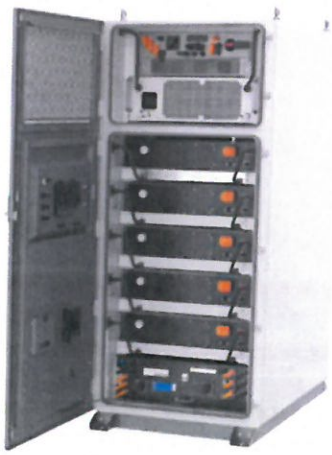
Reducerea pierderilor:

a. designul instalatiei se va face astfel incat pierderile datorate umbririi si autoumbririi sa fie minime
b. pentru micsorarea pierderilor in cablurile electrice se var alege cabluri cu rezistivitate scazuta

Soluția tehnică propusă constă în instalarea unui sistem electrochimic de stocare a energiei de tip Battery Energy Storage System (BESS), în configurație modulară, containerizată, proiectat pentru a funcționa în paralel cu centrala fotovoltaică nou propusă prin proiect și pentru a asigura echilibrarea fluxurilor de energie la nivelul punctului de conexiune. Sistemul utilizează tehnologia de baterii Litiu-Fier-Fosfat (LFP), având o capacitate energetică dimensionată conform cerințelor rezultate din analiza de producție și consum, respectiv în banda obligatorie de 2-4 ore raportată la puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice ($2\ h \times P\_PV \leq E\_stoc \leq 4\ h \times P\_PV$).

Plecând de la necesarul de stocare calculat, de minim 400 kWh capacitate utilă ($E\_util,min = 2\ h \times P\_PV$; $E\_nom,min = 2\ h \times P\_PV / 0,90 = 444,4$ kWh), soluția tehnică reprezintă înființarea unei capacități de stocare a energiei electrice produse de instalația fotovoltaică, distribuită pe module individuale legate în paralel cu capacitatea de 261 kWh fiecare.





(unități modulare de stocare – exemplificativ)

Capacitatea de stocare nominală va fi, astfel, de 0,522 MWh și va fi alcătuită din 2 unități cu capacitatea de 261 kWh fiecare.

Puterea nominală totală de încărcare/descărcare a sistemului de stocare va fi cel puțin egală cu puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice (P_stoc ≥ P_PV, respectiv R_P ≥ 1,00, conform indicatorului AC.4), iar celulele vor avea o capacitate minimă de 280 Ah fiecare. Adâncimea de descărcare (DoD) va fi de 90% (capacitate utilă E_util = E_nom × 0,90). Unitățile modulare vor fi destinate pentru exterior, cu un grad de protectie minim IP55 și cu capacitatea de a funcționa la temperaturi cuprinse în intervalul minim -30°C / +55°C. Modulele vor fi dotate cu sistem de răcire pe bază de lichid și aer cu admisie forțată. Pentru stingerea eventualului incendiu, modulele vor fi dotate cu un sistem de stingere complex aerosoli/apă. Modulele vor avea capacitatea de comunicație prin minim un port RS485.

Racordarea la instalația electrică a parcului fotovoltaic proiectat se realizează printr-o linie electrică subterană, de regulă în tabloul general de joasă tensiune sau direct în transformatorul de medie tensiune al parcului, în funcție de soluția ce va fi descrisă de Avizul tehnic de racordare care va fi obținut pentru noul loc de producere.

Din punct de vedere constructiv, sistemul este amplasat pe o platformă de beton armat, dimensionată pentru greutatea specifică și încărcările dinamice ale modulelor. Canalizațiile pentru cablurile AC și semnal sunt realizate îngropat, pe un pat de nisip, utilizând cabluri de aluminiu dimensionate conform sarcinii. Toate echipamentele vor fi conectate la o priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 Ω.

Sistemul va beneficia de un sistem de management dinamic al puterii capabil să monitorizeze în timp real fluxurile din punctul de delimitare si să plafoneze instantaneu și automat injecția de energie în rețeaua națională la pragul maxim de injecție de 400 kW per loc de producere.

Dată fiind valoarea mare de inventar a echipamentelor montate prin prezentul proiect, se propune inființarea unui sistem de iluminat zonal care să asigure securitatea fizică împreună cu un sistem de camere de supraveghere pentru un management optim de securitate. Sistemul auxiliar va fi format din:

- 5 Stâlpi metalici cu înălțimea minimă de 6 m
- 10 Aparate de iluminat LED cu puterea instalata 30-40 W
- 10 Controllere de telegestiune iluminat, controlabile de la distanta din platforma software
- 1 Sistem de supraveghere video cu 4 camere
- Linie electrică subterană de alimentare, comună cu traseul de fibră optică

d) probe tehnologice și teste.

Inainte de inceperea lucrarilor, constructorul are obligatia sa instruiasca personalul tehnic

si de executie pentru fiecare faza/etapa din procesul de realizare al lucrarii.

Va respecta toate prevederile din fisele tehnologie specifice de executie din dotare, cat si prevederile din fisele tehnice livrate de furnizor odata cu fiecare echipament.

Conform NP-I7-2011, art. 4.2.29 intre curentii nominali a doua sigurante consecutive, diferenta trebuie sa fie de cel putin 2 (doua) trepte pentru asigurarea selectivitatii in protectie.

Nota : Cantitatile efective se vor stabili si confirma la fata locului, in functie de situatia concreta din teren si in urma stabilirii pozitiei cu sectia de exploatare din cadrul distribuitorului de energie.

Executarea legaturilor de protectie împotriva tensiunilor accidentale.

1. La fiecare invertor de putere trifazat:
Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază /, puterea / energia activă / reactivă şi factor de putere.
Contorizare număr ore de funcţionare.
2. Pe barele tablourilor din postul de transformare:
Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază / tensiunii de linie, puterea / energia activă / reactivă şi factor de putere.
3. Pe racordul spre transformator din postul de transformare a generatoarelor fotovoltaice:
Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază /, puterea / energia activă / reactivă şi factor de putere.
Măsurarea factorului total de distorsiune de curent THDI, factorului total de distorsiune de tensiune THDU, Armonice de curent / armonice de tensiune (până la armonica 50), factor de nesimetrie de secvenţă negativă, coeficient de flicker.
4. Pentru serviciile auxiliare:
Măsurarea curentului de fază / tensiunii de fază / puterea / energia activă / reactivă şi factor de putere
În vederea punerii în funcţiune a sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) şi a integrării acestuia în instalaţia energetică proiectată, se vor executa o serie de probe tehnologice, verificări funcţionale şi teste de conformitate, conform standardelor şi normativelor naţionale, cât şi conform instrucţiunilor producătorului echipamentelor.

Verificări preliminare:

- inspecţia vizuală a echipamentelor (module baterii, tablouri AC/DC);
- verificarea conexiunilor electrice – strângere şuruburi, integritate mecanică, polaritate DC, continuitate conductoare;
- măsurarea rezistenţei de izolaţie pe circuitele nou înfiinţate
- verificarea sistemului de împământare cu emiterea buletinelor de măsură;
- testarea funcţionării sistemelor auxiliare: iluminat şi supraveghere video.

Probe electrice şi teste funcţionale ale modulului de baterii:

- Test de încărcare iniţială, cu încărcarea controlată până la 100% şi verificarea temperaturilor înregistrate
- Test de descărcare controlată, până la DoD specificat de producător

- Test de autodescărcare, conform specificațiilor producătorului
- Test pentru software-ul de monitorizare și control

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

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

Reprezintă valoarea totală a obiectivului de investiții, exprimată în lei, cu și fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), conform devizului general.
Devizul general al investiției, precum și devizele pe obiecte, sunt prezentate ca anexă la prezentul studiu de fezabilitate.

Indicator economic	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	Cu TVA (lei)
Valoare totală proiect	1.574.906,47	329.751,19	1.904.657,66
Din care: C+M	287.520,00	60.379,20	347.899,20

Devizul include: livrarea, montarea și punerea în funcțiune a instalației de producere fotovoltaică, livrarea, montarea și integrarea sistemului de stocare a energiei electrice (BESS) în infrastructura electrică, lucrările de platformă tehnică, instalațiile de protecție și comunicație, instalațiile accesorii precum și probele tehnologice și testele funcționale.
La actualizarea devizului general, în conformitate cu prevederile HG nr. 907/2016, și pentru respectarea cerinței din Ghidul solicitantului (secț. 3.1.3) privind utilizarea cursului BCE valabil la data întocmirii studiului de fezabilitate, s-a utilizat cursul de referință 1 EUR = 5,2547 lei, publicat de Banca Centrală Europeană la data de 11.09.2026, data reviziei 1 a studiului de fezabilitate.
Valoarea totală a investiției este de 1.574.906,47 lei fără TVA, respectiv 1.904.657,66 lei cu TVA (299.713,87 EUR fără TVA / 362.467,44 EUR cu TVA), din care C+M 287.520,00 lei fără TVA (347.899,20 lei cu TVA), conform Documentației economice.

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

Conform Ghidului de finanțare, indicatorii de proiect (I.1–I.7) și indicatorii de autoconsum și stocare (AC.1–AC.5) sunt prezentați în Tabelul 5.4.b-1 „Sinteza indicatorilor de proiect" și în modalitatea de calcul a indicatorilor, de mai jos.

**Puterea instalată din invertoare este egală cu puterea instalată din panourile fotovoltaice.*

ΔCO_2 = P_an × 0,5885 [t CO_2 echiv./an]
unde:

- **P_an = producția anuală de energie electrică din sursă solară [MWh/an] (indicatorul I.3);**
- **0,5885 = factorul de emisie pentru energia electrică [t CO_2/MWh], conform raportului ANRE pentru anul 2023.**

Factorul de capacitate al centralei a fost calculat după formula: Producţia medie anuală de energie din surse regenerabile / (Capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile * 8760 h) * 100, respectiv **Indicatorul I.3 / (Indicatorul I.1 *8760 h) * 100**

Fișa indicatorilor de proiect conform Ghidului solicitantului

Tabelul 5.4.b-1. Sinteza indicatorilor de proiect

Nr.	Cod	Indicator	UM	Valoare	Document suport
1	I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	MW	0,200	SF §5.3.c, §5.7.1
2	I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	t CO_2 echiv./an	142,69	calcul §5.4.b
3	I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	MWh/an	242,467	raport de simulare
4	I.4	Producția totală de energie electrică pentru perioada de referință (20 ani)	MWh	4.849,334	calcul §5.4.b
5	I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	%	13,84	calcul §5.4.b
6	I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei	MWh	0,522	SF §5.7.2
7	I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	kW	Nu este cazul	SF §5.3.c
8	AC.1	C_an – consum anual de referință (consumatori existenți, facturi 12 luni)	kWh/an	275.353,00	centralizatorul facturilor / audit electroenergetic
9	AC.2	P_an – producția anuală estimată	kWh/an	242.466,70	raport de simulare
10	AC.3	R_ac = P_an / C_an – raport de dimensionare pentru autoconsum	–	0,881	calcul; ≤ 1,00
11	AC.4	R_P – raport putere stocare / putere PV	–	1,00	fișa 5.7.1
12	AC.5	E_stoc – capacitatea de stocare a energiei	kWh	E_nom 522 / E_util 469,8 (DoD 90%)	fișa 5.7.2

Parametri auxiliari: P_panouri = 200 kWp; P_inv = 200 kW; P_PV = 200 kW; P_stoc ≥ 200 kW; E_nom = 522 kWh; DoD = 90%; E_util = 469,8 kWh; durata = 2,35 h; FE = 0,5885 t CO_2/MWh.

Modalitatea de calcul a indicatorilor

I.1 – I.1 = min(Σ P_nom invertoare; Σ P_panouri) / 1000 = min(4 × 50 kW; 320 × 625 Wp / 1000) / 1000 = min(200; 200) / 1000 = 0,200 MW. Condiție îndeplinită (I.1 = valoarea mai mică dintre invertoare și panouri).

I.2 – I.2 = I.3 × FE = 242,467 MWh/an × 0,5885 t CO_2/MWh (ANRE 2023) = 142,69 t CO_2 echiv./an.

I.3 – I.3 = P_an / 1000 = 242.466,70 / 1000 = 242,467 MWh/an (rezultatul simulării cu program de specialitate).

I.4 – I.4 = I.3 × 20 ani = 242,467 × 20 = 4.849,334 MWh.

I.5 – I.5 = I.3 / (I.1 × 8760 h) × 100 = 242,467 / (0,200 × 8760) × 100 = 13,84 %.

I.6 – I.6 = E_nom / 1000 = 522 / 1000 = 0,522 MWh; capacitate utilă E_util = E_nom × 0,90 = 469,8 kWh.
I.7 – I.7 = Σ P_nom pompe de căldură – nu este cazul (proiectul nu include pompe de căldură).
AC.1 – AC.1 = Σ C_lună, 12 luni consecutive (august 2025 – iulie 2026), pe locurile de consum declarate = 275.353,00 kWh/an.
AC.2 – AC.2 = P_an = 242.466,70 kWh/an (simulare).
AC.3 – AC.3 = R_ac = P_an / C_an = 242.466,70 / 275.353,00 = 0,881; condiție R_ac ≤ 1,00 – îndeplinită pe consumul existent, fără consumatori viitori.
AC.4 – AC.4 = R_P = P_stoc / P_PV = 200 / 200 = 1,00; condiție R_P ≥ 1,00 – îndeplinită.
AC.5 – AC.5: 2 h × P_PV ≤ E_util ≤ 4 h × P_PV → 400 kWh ≤ 469,8 kWh ≤ 800 kWh; durata = E_util / P_PV = 2,35 h – condiție îndeplinită.

Indicatorii se vor verifica pe baza rapoartelor de monitorizare și a auditului electroenergetic anual, pe durata perioadei de monitorizare de 5 ani de la punerea în funcțiune.

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

Se certifică faptul că pe conturul studiat se află clădiri și consumatori publici. Pe conturul studiat nu au fost identificate activități economice sau consumatori care utilizează energía pentru activități economice.

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

Durata pentru prestarea serviciilor de proiectare și obținere a avizelor, acordurilor și autorizațiilor necesare este de 2 luni, iar perioada de execuție efectivă a lucrărilor este estimată la 10 luni.

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

Proiectul se inscrie in linia impusa politicile la nivel national si european, si anume:
- Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050
- Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030

De asemenea, proiectul respecta prevederile normativelor si ale prescriptiilor de proiectare in vigoare si anume:

- Normativ NTE 007/08/00 pentru proiectarea şl executarea reţelelor de cabluri electrice
- Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor, indicativ I7-2011
- Cod de proiectare. Evaluarea actiunii vantului asupra constructiilor, indicativ CR 1-1-4/2012
- Cod de proiectare. Bazele proiectarii constructiilor CR 0-2012

- Legislatia privind prevenirea si stingerea incendiilor
- HG 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice
- Legea 10/1995 privind calitatea in constructii

Standarde aplicabile pentru instalația de producere: IEC 61215, IEC61730, IEC61701, EN50549-1, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62109
Standarde aplicabile pentru instalația de stocare: IEC 62619, IEC 63056, IEC 61000, IEC 62477, UL9540A
Nota: Lista nu este limitativa, aplicandu-se toate standardele, normativele si prescriptiile in vigoare.

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

Obiectivul de investiții va fi propus spre finanțare prin Fondul de modernizare, prin măsura Sprijinirea investițiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie solară, cu capacităţi de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entităţi publice, fapt pentru care studiul de fezabilitate este aliniat prevederilor Ghidului de finanțare. Contribuția proprie, determinată conform Ghidului de finanțare, este susținută de la bugetul local al comunei Ion Creangă.

5.7. Indicatori de dimensionare pentru autoconsum și stocare (AC.1 – AC.5)

Dimensionarea investiției a fost realizată în conformitate cu metodologia indicatorilor AC.1 – AC.5 din Ghidul solicitantului. Consumul anual de referință a fost determinat pe baza consumurilor facturate aferente ultimelor 12 luni consecutive, pentru locurile de consum declarate în proiect. Puterea instalată eligibilă a centralei fotovoltaice (P_PV) a fost stabilită ca valoarea cea mai mică dintre suma puterilor nominale ale invertoarelor și puterea totală instalată în panouri, conform metodologiei indicatorului I.1.

Ind.	Denumire	U.M.	Valoare	Condiție obligatorie
AC.1	C_an – consum anual de referință	kWh/an	275.353,00	12 luni consecutive
AC.2	P_an – producție anuală estimată	kWh/an	242.466,70	simulare anexată
AC.3	R_ac = P_an / C_an	–	0,881	R_ac ≤ 1,00
–	P_PV – putere instalată eligibilă	kW	200	min(Σ invertoare; panouri)
AC.4	P_stoc – putere nominală BESS	kW	200	parametru minim asumat
AC.4	R_P = P_stoc / P_PV	–	1,00	R_P ≥ 1,00

Ind.	Denumire	U.M.	Valoare	Condiție obligatorie
AC.5	E_util – capacitate utilă (E_nom × DoD 90%)	kWh	469,8	2h × P_PV ≤ E_util ≤ 4h × P_PV
–	E_nom / DoD	kWh / %	522,00 / 90	parametri minimi asumați
–	Durata de stocare = E_util / P_PV	h	2,35	2 h – 4 h

Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect. Sistemul de stocare nu se încarcă din rețeaua electrică de distribuție/SEN; încărcarea din rețea este blocată prin configurarea sistemului de management al energiei (EMS) și a sistemului de conversie (PCS), încărcarea fiind permisă exclusiv din producția centralei fotovoltaice proprii. Tehnologia de stocare utilizată este Litiu-Fier-Fosfat (LFP), fiind excluse tehnologiile pe bază de plumb, NiCd sau NiMH.

5.7.1. Fișa de parametri minimi asumați – P_PV și P_stoc

Parametrii de mai jos sunt asumați ca praguri minime, fără indicarea unui model sau a unei mărci de echipamente, urmând a fi confirmați prin documentația tehnică a echipamentelor livrate la etapa de achiziție și recepție.

Parametru	Valoare minimă asumată	Mod de confirmare
Putere instalată în panouri	200,00 kW	fișe tehnice la recepție
Putere nominală totală invertoare	200,00 kW (4 × 50 kW)	fișe tehnice la recepție
P_PV eligibil	min(P_inv; P_panouri) = 200 kW	documentație tehnică
P_stoc (încărcare/descărcare)	≥ 200 kW	fișe tehnice PCS
Tehnologie baterie	LFP (exclus Pb, NiCd, NiMH)	fișe tehnice
Sursa energiei de încărcare a sistemului de stocare	100% din instalația fotovoltaică proprie; încărcare din rețea blocată	configurare EMS/PCS, verificată la punerea în funcțiune

5.7.2. Fișa de parametri minimi asumați – E_nom și DoD

Parametru	Valoare minimă asumată	Observații
E_nom – capacitate nominală	2 × 261 kWh = 522,00 kWh	capacitate nominală
DoD – adâncime de descărcare	≥ 90 %	prag minim asumat
Randament ciclu complet	≥ 90 %	parametru minim
Număr cicluri garantate	≥ 6.000	la DoD asumat
E_util – capacitate utilă (E_nom × DoD)	469,8 kWh	durata 2,35 h la P_PV (2 h – 4 h)

Fișele tehnice ale echipamentelor nu se anexează la depunerea cererii de finanțare. Acestea se prezintă la etapa de achiziție/recepție și la prima cerere de prefinanțare, plată sau rambursare,

parametrii echipamentelor livrate urmând să fie cel puțin egali cu parametrii minimi asumați prin prezentul studiu.

5.8. Strategia de operare a sistemului de stocare

Strategia de operare a sistemului de stocare este corelată cu profilul de consum al beneficiarului, rezultat din analiza consumurilor facturate pe cele 12 luni consecutive de referință.

- Profilul de consum: curba zilnică tipică diferențiată pe zile lucrătoare și weekend, respectiv pe sezonul rece și cald, cu identificarea vârfurilor de consum.
- Suprapunerea curbei de producție fotovoltaică simulate peste curba de consum, cu determinarea intervalelor de surplus și de deficit și a energiei medii zilnice de deficit.
- Logica de încărcare: Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect. Sistemul se încarcă în intervalele în care producția depășește consumul instantaneu al locului de consum.
- Logica de descărcare: acoperirea consumului în intervalele fără producție, prioritar în vârful de seară și în perioada nocturnă.
- Praguri de operare: stările de încărcare minimă și maximă admise, rezerva tehnică și limitarea automată a injecției la pragul de 400 kW per loc de producere, prin sistemul de management dinamic al puterii.
- Justificarea duratei alese în banda 2-4 ore prin raportare la energia medie zilnică de deficit rezultată din analiza de mai sus.

Concluzii privind strategia de operare, pe baza datelor din auditul electroenergetic:

Pe baza consumurilor lunare facturate și a producției simulate rezultă: consum mediu zilnic 754 kWh/zi, din care componenta continuă (apă, canalizare, pompare) ≈ 0,3 kW medie (8 kWh/zi) și clădiri publice 746 kWh/zi.

În lunile de vară, producția medie zilnică (≈ 929 kWh/zi în iunie–august) depășește consumul diurn (≈ 561 kWh/zi), rezultând un surplus de ≈ 367 kWh/zi. Energia de deficit nocturn este ≈ 3 kWh/zi.

Capacitatea utilă de 469,8 kWh (2,35 h la P_PV) permite stocarea integrală a deficitului nocturn mediu de vară; rezerva de capacitate preia surplusul din zilele cu producție ridicată și din zilele nelucrătoare.

În lunile de iarnă (producție ≈ 281 kWh/zi în decembrie), producția este consumată integral direct, iar bateria funcționează cu un număr redus de cicluri.

Logica de operare: (1) ziua, producția PV alimentează prioritar consumul instantaneu; (2) surplusul încarcă BESS până la SoC max = 100% din E_util; (3) seara și noaptea, BESS se descarcă pentru acoperirea consumului (prioritar pompare) până la SoC min corespunzător DoD 90%; (4) încărcarea din rețea este blocată – BESS se încarcă exclusiv din energia produsă de instalația

fotovoltaică proiectată; (5) injecția este limitată automat de sistemul de management dinamic al puterii.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Conform prevederilor Legii nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor, obiectivul proiectat este supus reglementărilor privind obținerea unei autorizații de construire numai în ceea ce privește instalația de stocare. Conform Art. 2 din actul normativ sus amintit Autorizația de construire constituie actul final de autoritate al administrației publice locale pe baza căruia este permisă executarea lucrărilor de construcții corespunzător măsurilor prevăzute de lege referitoare la amplasarea, conceperea, realizarea, exploatarea și postutilizarea construcțiilor.

Procedura de autorizare a executării lucrărilor de construcții începe odată cu depunerea cererii pentru emiterea certificatului de urbanism în scopul obținerii, ca act final, a autorizației de construire și cuprinde următoarele etape:

a) emiterea certificatului de urbanism;

b) emiterea punctului de vedere al autorității competente pentru protecția mediului pentru investițiile care nu se supun procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului;

c) notificarea de către solicitant a autorității administrației publice competente cu privire la menținerea solicitării de obținere, ca act final, a autorizației de construire, pentru investițiile la care autoritatea competentă pentru protecția mediului a stabilit necesitatea evaluării impactului asupra mediului și a emis îndrumarul conform legislației privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;

d) emiterea avizelor și acordurilor, precum și a actului administrativ al autorității pentru protecția mediului competente privind investițiile evaluate din punctul de vedere al impactului asupra mediului;

e) elaborarea documentației tehnice necesare pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții, denumită în continuare documentație tehnică - D.T.;

f) depunerea documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente;

g) emiterea autorizației de construire.

Se anexează prezentei Certificatul de urbanism care atestă condițiile necesar a fi îndeplinite pentru execuția obiectivului.

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

Se anexează extrasul de carte functiară nr. 52308 care atestă dreptul de proprietate și disponibilitate a amplasamentului, împreună cu categoria de folosință a acestuia.

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

ACORD DE MEDIU consta in decizia autoritatii competente pentru protectia mediului, care da dreptul titularului de proiect sa realizeze proiectul. Acordul de mediu este un act tehnico-juridic eliberat in scris prin care se stabilesc conditiile de realizare a proiectului, din punct de vedere al protectiei mediului.

Acordul de mediu se emite numai daca proiectul prevede eliminarea consecintelor negative asupra mediului in raport cu prevederile aplicabile din normele tehnice si reglementarile in vigoare.

ACORD INTEGRAT DE MEDIU act tehnico-juridic emis de autoritatea competenta de protectie a mediului, conform dispozitiilor legale in vigoare, care acorda dreptul de a stabili conditiile de realizare a unei activitati inca in etapa de proiectare, care sa asigure ca instalatia corespunde cerintelor legislatiei in vigoare. Acordul poate fi eliberat pentru una sau mai multe instalatii ori parti ale instalatiilor situate pe acelasi amplasament.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Se vor obtine avizele solicitate prin certificatul de urbanism, inclusiv avizul tehnic de racordare al instalației de la distribuitorul de energie eléctrica.

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

A fost elaborat studiul topografic al amplasamentului nr. 903/2023 elaborat de Giurgila A. N. Gelu pentru obiectivul proiectat.

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

Este necesara elaborarea unui studiu de solutie de racordare, pe baza caruia se va obtine Avizul Tehnic de Racordare (ATR). Cheltuielile cuprinse in ATR, atat pe tarif de racordare, cat si pe tarif de utilizare vor respecta cotatiile distribuitorului de energie electrica..

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este Comuna Ion Creangă:
Adresa: Strada I.C. Brătianu, nr. 105, Județul Neamț, România
Telefon: 0233 780 013
Email: primariaioncreanga@gmail.com

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

Soluția tehnică propusă pentru instalația de producere constă în construirea unei centrale electrice fotovoltaice cu montaj la sol, pe structură metalică galvanizată încastrată în sol prin batere cu soneta, panouri fotovoltaice de mare putere și invertoare trifazate. Transportul energiei electrice se va face în curent alternativ, de la invertoare la tabloul electric general, pentru minimizarea pierderilor.

Soluția tehnică propusă pentru sistemul de stocare constă în instalarea unui sistem electrochimic de stocare a energiei (BESS), containerizat, amplasat pe aceeași platformă tehnică cu parcul fotovoltaic proiectat. Sistemul este conceput pentru funcționarea în regim on-grid, cu posibilitatea de a absorbi surplusul de energie produs în perioadele de iradiere ridicată și de a o restitui rețelei interne a UAT în intervalele orare cu consum ridicat – în special în timpul nopții.

Durata totală a implementării este de 12 luni, din care 10 luni pentru execuția efectivă. Investiția va fi finalizată, instalată, conectată la rețea și pusă în funcțiune până cel târziu la data de 31.12.2029, conform Ghidului solicitantului, secț. 1.1.

Achiziția lucrărilor, echipamentelor și serviciilor se realizează cu respectarea Legii nr. 98/2016 privind achizițiile publice și a HG nr. 395/2016, pe baza fișelor de parametri minimi asumați, fără indicarea unor mărci sau modele de echipamente.

Pe perioada de exploatare a obiectivului sunt necesare urmatoarele activitati:

- Paza preventiva sau sistem de camere de supraveghere
- Manevre de mentenanta ale centralei
- Lucrari de intretinere a cailor de acces interioare
- Servicii de refacere a vopselei pentru structurile metalice
- Raportare periodica

În instalațiile cu personal permanent, controlul curent se execută de două ori pe schimb, respectiv la preluarea schimbului și o dată pe parcursul schimbului.

La preluarea schimbului, se vor identifica, în mod obligatoriu modificările apărute în instalaţiile aflate în exploatare.

Controlul în timpul schimbului va cuprinde toate obiectivele energetice aflate în amplasamentul centralei.

Controale neperiodice se execută cu ocazia unor evenimente deosebite, cum sunt:

a) Incidente sau avarii în instalaţii;

b) Manevre în instalaţii;

c) Fenomene naturale deosebite în zona instalaţiei (furtună, descărcări atmosferice, înzăpeziri, inundaţii, etc.)

În timpul exploatării grupurilor generatoare fotovoltaice, se execută următoarele categorii de *lucrări de deservire operativă*:

• *Controale curente periodice* (periodicitatea va fi identificată cu aceea stabilită pentru controlul aparatajului primar) care sunt constituite din:

a) Verificarea curăţeniei (depunerilor de praf, corpuri străine, zăpadă), ordinii şi aspectului general al instalaţiilor;

b) Verificarea stării generale de funcţionare prin date obţinute de la sistemul de achiziţie de date a grupurilor generatoare fotovoltaice;

• *Lucrări de întreţinere curentă* (programate sau neprogramate) pentru:

a) eliminarea murdăririi panourilor fotovoltaice,

b) remedierea defecţiunilor apărute la panourile fotovoltaice, instalaţiile de curent continuu sau a invertoarelor de putere.

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

Strategia de exploatare a instalațiilor proiectate ține cont de următoarele principii:

- Automatizare
- Minimizarea riscului de defectare
- Maximizarea duratei de viață a echipamentelor

Mentenanța preventivă se va asigura conform celor stabilite prin studiul de fezabilitate. Se va achiziționa o subscriptie la un software de monitorizare și control integrate în vederea gestionării de la distanță a instalației.

Se vor prevea actualizări software/firmware gratuite pe durata de garanție a echipamentelor

Din punct de vedere administrativ, se va asigura mentenanța amplasamentului, prin cosirea vegetației, întreținerea corespunzătoare a drumurilor acces și mentenanța sistemelor de drenaj/evacuare.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Responsabilitatile pentru asigurarea unei functionalitati cu randament maxim a instalatiei fotovoltaice de producere a energiei apartine conducerii beneficiarului investitiei. Politica si strategia de asigurare a calitatii si functionalitatii instalatiei urmeaza principiul implementarii graduale, de tip piramidal.

Se recomandă ca din echipa de implementare să facă parte (indiferent care dintre părțile interesate pun la dispoziție specialiștii):

- **Manager de proiect** – responsabil de coordonarea globală, relația cu finanțatorul, raportare și implementarea calendarului.
- **Responsabil tehnic (RTE)** – inginer autorizat ISC cu experiență în sisteme electroenergetice, responsabil de avizarea soluțiilor tehnice, coordonarea lucrărilor și verificarea conformității tehnice.
- **Responsabil achiziții** – cu experiență în legislația achizițiilor publice, responsabil de derularea procedurilor de atribuire și de verificarea conformității contractelor.
- **Responsabil financiar** – pentru asigurarea bugetării, urmăririi cheltuielilor eligibile și pregătirea documentelor financiar-contabile.
- **Responsabil mediu și sănătate–securitate în muncă** – pentru conformarea la obligațiile privind protecția mediului și implementarea măsurilor de securitate pe șantier.

Pentru buna operare și exploatare a sistemului este recomandabilă gestionarea delegată a complexului format din instalația fotovoltaică și cea de stocare. Pentru conformarea cu cerințele Ghidului de finanțare se va numi un responsabil de proiect, care va asigura comunicarea în relația cu autoritatea finanțatoare.

7.5. Respectarea principiului DNSH

Proiectul nu prejudiciază în mod semnificativ, pe durata întregului ciclu de viață al investiției, niciunul dintre cele șase obiective de mediu prevăzute la art. 17 din Regulamentul privind taxonomia (UE) 2020/852, completat cu Regulamentul delegat (UE) 2021/2139. Evaluarea de fond a fost realizată pentru obiectivele care o necesită, conform Anexei 3 la Ghidul solicitantului.

a) Atenuarea schimbărilor climatice

Investiția contribuie substanțial la atenuarea schimbărilor climatice prin înlocuirea consumului de energie din surse fosile cu energie produsă din sursă regenerabilă solară, destinată integral autoconsumului. Reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră a fost calculată prin înmulțirea producției anuale estimate cu factorul de emisie mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile, de 0,5885 tCO2/MWh, conform raportului ANRE, și este reflectată în

indicatorul I.2. Proiectul nu generează emisii semnificative de gaze cu efect de seră în faza de operare.

b) Adaptarea la schimbările climatice

A fost realizată o evaluare a riscurilor climatice și a vulnerabilității, pe baza clasificării pericolelor legate de climă din Apendicele A la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, utilizând proiecții climatice în cadrul unei serii de scenarii viitoare, în concordanță cu durata de viață preconizată a instalațiilor. Riscurile climatice fizice identificate ca relevante pentru amplasament și soluțiile de adaptare încorporate în soluția tehnică sunt prezentate în tabelul următor.

Risc climatic fizic	**Soluția de adaptare prevăzută în proiect**
Vânt maxim și rafale	Dimensionarea structurii de susținere la încărcări din vânt conform normativelor în vigoare; sisteme de prindere verificate la smulgere
Sarcină din zăpadă	Dimensionarea structurii la încărcări din zăpadă specifice zonei; unghi de înclinare care favorizează evacuarea
Grindină	Module cu clasă de rezistență mecanică la impact conform standardelor aplicabile
Temperaturi extreme	Echipamente de stocare cu interval de funcționare minim -30 °C / +55 °C, cu sistem de răcire pe bază de lichid și aer cu admisie forțată
Precipitații intense, inundații	Grad de protecție minim IP55; amplasarea echipamentelor pe platformă ridicată; canalizații dimensionate pentru evacuare
Descărcări atmosferice	Priză de pământ cu rezistența de dispersie de maximum 4 Ω; protecții la supratensiuni pe circuitele DC și AC
Incendiu	Sistem de stingere integrat de tip aerosoli/apă la nivelul modulelor de stocare

Soluțiile de adaptare puse în aplicare nu afectează negativ eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență la riscurile fizice legate de climă ale altor persoane, ale naturii, ale altor active sau activități economice și sunt în concordanță cu strategiile naționale și locale de adaptare la schimbările climatice. Concluzia evaluării de fond: proiectul nu conduce la creșterea efectului negativ al climatului actual și viitor preconizat.

c) Tranziția către o economie circulară

La momentul elaborării documentațiilor tehnico-economice și de achiziție, beneficiarul va evalua disponibilitatea și, acolo unde este posibil, va achiziționa echipamente și componente cu durabilitate și reciclabilitate ridicate, care pot fi demontate și pregătite pentru reciclare în mod facil, cu respectarea principiilor produselor durabile și a ierarhiei deșeurilor.

La momentul realizării lucrărilor de construcție și montaj, deșeurile rezultate vor fi colectate selectiv, sortate la locul de producere prin grija constructorului și predate operatorilor economici autorizați în vederea valorificării sau eliminării, pe bază de contracte. Constructorului i se va solicita ca cel puțin 70% din greutatea deșeurilor nepericuloase rezultate din construcții și

demolări, cu excepția materialelor naturale din categoria 17 05 04, să fie pregătite 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. Aceste prevederi vor fi incluse în documentațiile de achiziție și vor face obiectul raportărilor din perioada de implementare.

În etapa de operare și de dezafectare, deșeurile de echipamente electrice și electronice, respectiv panourile fotovoltaice, invertoarele și modulele de baterii ajunse la sfârșitul duratei de viață, vor fi gestionate în conformitate cu Directiva 2012/19/UE, transpusă în legislația națională prin OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, prin predare către operatori autorizați, cu asigurarea trasabilității. Concluzia evaluării de fond: proiectul nu conduce la o creștere semnificativă a generării de deșeuri și nu generează ineficiențe semnificative în utilizarea resurselor naturale.

d) Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor

Actul final de reglementare emis de autoritatea competentă pentru protecția mediului, în conformitate cu prevederile Directivei 2014/52/UE, transpusă în legislația națională prin Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, va fi depus cel târziu în etapa de precontractare.

Investiția nu afectează terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității subterane, respectiv terenuri încadrate în clasele de calitate I și II, nu afectează terenuri recunoscute ca având o valoare ridicată a biodiversității sau care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție și nu afectează terenuri forestiere ori alte terenuri împădurite, astfel cum sunt definite conform definiției FAO a pădurii. Amplasamentul nu este situat în interiorul sau în vecinătatea unor zone sensibile din punctul de vedere al biodiversității.

Documentele justificative aferente vor fi prezentate astfel: declarație pe propria răspundere privind neincluderea terenului în fondul forestier, în etapa de evaluare; studiu pedologic, cel târziu în etapa de precontractare, în cazul terenurilor incluse în circuitul agricol; dovada scoaterii din circuitul agricol, înainte de depunerea cererii de prefinanțare sau, după caz, a primei cereri de rambursare.

Obiectivele privind utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine, respectiv prevenirea și controlul poluării, nu necesită evaluare de fond, conform Anexei 3 la Ghidul solicitantului și prevederilor Regulamentului delegat (UE) 2021/2139.

7.6. Încadrarea în regulile privind ajutorul de stat

Activitățile economice desfășurate de beneficiar au caracter strict auxiliar și nu depășesc 20% din capacitatea anuală totală a instituției. Beneficiarul se angajează să mențină acest prag pe toată

perioada de implementare și de monitorizare a proiectului și să asigure evidență contabilă separată, pe conturi analitice distincte, pentru eventualele activități economice desfășurate în spațiile deservite de instalația finanțată. Energia produsă prin implementarea proiectului este utilizată integral pentru autoconsumul, în proporție de 100%.

7.7. Încadrarea în plafonul unitar de finanțare

Ajutorul public nerambursabil solicitat se încadrează în plafoanele stabilite prin Ghidul solicitantului, respectiv 900.000 euro/MW instalat, fără TVA, pentru proiectele care nu includ pompe de căldură și 1.100.000 euro/MW instalat, fără TVA, pentru cele care includ și pompe de căldură. Cursul de schimb utilizat este cursul BCE valabil la data întocmirii prezentului studiu de fezabilitate.

Element	Valoare	Observații
P_PV eligibil	0,200 MW	min(invertoare; panouri)
Plafon aplicabil	900.000 euro/MW	după includerea sau nu a pompelor de căldură
Ajutor maxim admisibil	180.000,00 euro	P_PV × plafon
Valoare eligibilă solicitată	180.000,00 euro	ELIGIBIL FINAL fără TVA (Bugetul proiectului) = 945.846,00 lei; ≤ ajutor maxim
Curs de referință	1 EUR = 5,2547 lei	BCE, 11.09.2026 (data reviziei 1 a SF)

7.8. Durabilitatea investiției și monitorizarea

Beneficiarul se angajează ca, pe o perioadă de 5 ani de la punerea în funcțiune, să mențină în funcțiune sistemul de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum, să permită accesul reprezentanților finanțatorului și ai instituțiilor abilitate pentru verificări, inclusiv la fața locului, să permită accesul persoanelor autorizate în vederea colectării datelor referitoare la energia electrică produsă, să nu afecteze investiția finanțată și funcționarea acesteia prin modificarea imobilului pe care se implementează proiectul și să nu înstrăineze imobilul respectiv. Documentele aferente proiectului se păstrează pe o perioadă de 10 ani de la data ultimului ajutor plătit.

Beneficiarul se angajează de asemenea să demonstreze, în toate etapele de implementare, modul în care investiția contribuie la atingerea țintelor stabilite în Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice privind utilizarea energiei din surse regenerabile, la țintele stabilite în cadrul Fondului pentru Modernizare, precum și la obiectivul de neutralitate climatică pentru anul 2050.

7.9. Informare și publicitate

Activitățile de informare și publicitate se realizează cu respectarea măsurilor minime obligatorii din Manualul de identitate vizuală pentru Fondul pentru Modernizare, elaborat de Ministerul Energiei, și sunt detaliate în Planul de informare și publicitate anexat cererii de finanțare. Costurile aferente sunt prevăzute la poziția 5.4 din devizul general.

- Comunicat de presă pentru începerea proiectului, în termen de 30 de zile de la semnarea contractului de finanțare.
- Secțiune dedicată pe website-ul propriu, cuprinzând denumirea proiectului, valoarea totală cu reflectarea procentului de finanțare prin Fondul pentru Modernizare, localizarea cu identificarea fiecărei componente investiționale, activitățile principale, indicatorii proiectului și datele de contact.
- Afiș de dimensiunea A2, din material rezistent, amplasat la intrarea principală în clădire, pentru proiectele a căror valoare nu depășește 500.000 euro; panou temporar de 3 m x 2 m pentru proiectele care depășesc acest prag, expus în maximum 4 luni de la emiterea ordinului de începere a lucrărilor.
- Placă permanentă cu dimensiuni minime de 80 cm x 50 cm, montată în cel mult 3 luni de la finalizarea proiectului și menținută 2 ani de la data închiderii oficiale a Fondului pentru Modernizare.
- Comunicat de presă pentru finalizarea implementării, în termen de 30 de zile de la efectuarea ultimei rambursări.
- Toate materialele de informare și publicitate vor conține logo-ul Uniunii Europene, sigla Guvernului României și logo-ul Băncii Europene de Investiții, fiecare siglă având minimum 1 cm, precum și textul "Finanțat prin Fondul pentru Modernizare".

8. Concluzii și recomandări

Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect. Energia electrică produsă și stocată este destinată în proporție de 100% autoconsumului beneficiarului.

Analiza tehnică, economică și strategică realizată în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate evidențiază necesitatea și oportunitatea implementării unui sistem de producere și stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru Comuna. Investiția propusă este pe deplin justificată atât din perspectiva funcțională, cât și din perspectiva integrării în politicile și obiectivele naționale și europene privind tranziția energetică, decarbonizarea și creșterea eficienței energetice.

Necesitatea obiectivului de investiții este certă, rezultând din:

- consumul de energie electrică al locurilor de consum ale beneficiarului, acoperit în prezent integral din rețea;

- componenta nocturnă a consumului, care nu poate fi acoperită direct din producția fotovoltaică fără stocare;

Sistemul BESS integrat reprezintă soluția tehnică optimă pentru utilizarea în regim de autoconsum a energiei fotovoltaice proprii, asigurând:

- transferul surplusului de producție din timpul zilei spre intervalele fără producție;
- reducerea puterii absorbite din SEN în orele de tarif ridicat;
- creșterea gradului de autoconsum al energiei regenerabile;
- gestionarea inteligentă a consumului nocturn (iluminat public și alte consumuri ale UAT).

Proiectant: RED SOCKET SRL
Beneficiar: Comuna Ion Creanga
Obiect: Centrala electrica fotovoltaica cu sistem de stocare a energiei

DEVIZ OBIECT privind cheltuielile necesare realizarii				
Nr cap. Deviz General	**Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli**	**Valoare (fara TVA)**	**TVA**	**Valoare (cu TVA)**
		Lei	**Lei**	**Lei**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Cheltuieli pentru investitia de baza				
CAPITOL I Constructii si instalatii				
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistenta	71.040,00	14.918,40	85.958,40
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	84.680,00	17.782,80	102.462,80
4.1.5	Alte categorii de constructii	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL I		**155.720,00**	**32.701,20**	**188.421,20**
CAPITOL II Montaj				
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	131.800,00	27.678,00	159.478,00
TOTAL CAPITOL II		**131.800,00**	**27.678,00**	**159.478,00**
CAPITOL III Procurare				
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	798.675,00	167.721,75	966.396,75
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL III		**798.675,00**	**167.721,75**	**966.396,75**
TOTAL DEVIZ OBIECT		**1.086.195,00**	**228.100,95**	**1.314.295,95**

Proiectant
RED SOCKET SRL

Proiectant:	RED SOCKET SRL
Beneficiar:	Comuna Ion Creanga
Capacitati de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu in Comuna Ion Creanga, județul Neamț	

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
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	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	**39.000,00**	**8.190,00**	**47.190,00**
	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/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	25.000,00	5.250,00	30.250,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2.000,00	420,00	2.420,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție		0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	12.000,00	2.520,00	14.520,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	30.000,00	6.300,00	36.300,00
3.7	Consultanță	**90.000,00**	**18.900,00**	**108.900,00**
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	3.7.2. Auditul financiar	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8	Asistență tehnică	**3.000,00**	**630,00**	**3.630,00**

	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	**1.500,00**	**315,00**	**1.815,00**
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	750,00	157,50	907,50
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	750,00	157,50	907,50
	3.8.2. Dirigenție de șantier	1.500,00	315,00	1.815,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		**162.000,00**	**34.020,00**	**196.020,00**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	155.720,00	32.701,20	188.421,20
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	131.800,00	27.678,00	159.478,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	798.675,00	167.721,75	966.396,75
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		**1.086.195,00**	**228.100,95**	**1.314.295,95**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	**7.000,00**	**1.470,00**	**8.470,00**
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	7.000,00	1.470,00	8.470,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	**4.662,72**	**0,00**	**4.662,72**
	finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	1.437,60	0,00	1.437,60
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	287,52	0,00	287,52
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	1.437,60	0,00	1.437,60
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	1.500,00	0,00	1.500,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	7.000,00	1.470,00	8.470,00
Total capitol 5		**18.662,72**	**2.940,00**	**21.602,72**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	3.500,00	735,00	4.235,00
Total capitol 6		**3.500,00**	**735,00**	**4.235,00**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	304.548,75	63.955,24	368.503,99
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		**304.548,75**	**63.955,24**	**368.503,99**
TOTAL GENERAL		**1.574.906,47**	**329.751,19**	**1.904.657,66**
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**287.520,00**	**60.379,20**	**347.899,20**

Proiectant
RED SOCKET SRL

Septembrie
2026

Beneficiar,
Comuna Ion Creanga

Capacitati de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu in Comuna Ion Creanga, județul Neamț

INDICATORI DE PROIECT

Scurtă descriere: Proiectul vizează realizarea unei capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară (centrală fotovoltaică cu puterea instalată eligibilă P_PV = 200 kW), cu capacitate de stocare integrată de 0,522 MWh (capacitate utilă 469,8 kWh la DoD 90%), destinată exclusiv autoconsumului beneficiarului. Energia stocată în capacitățile de stocare provine în procent de 100% din instalația proprie de producție de energie electrică din sursă solară realizată prin proiect.

Obiectivul principal al proiectului este creșterea gradului de independență energetică, acoperirea unei părți din consumul propriu de energie electrică al locurilor de consum declarate, reducerea costurilor operaționale și a emisiilor de gaze cu efect de seră.

INDICATORI TEHNICI

Indicator	Valoare
Panou fotovoltaic 625 Wp	320 buc
Invertor trifazic 50 kW	4 buc
Modul de stocare 261 kWh	2 buc
Capacitate nou înființată de producere a energiei electrice (P_PV eligibil)	200 kW
Capacitatea de stocare (E_nom / DoD)	522,00 kWh / 90 %
Capacitatea utilă de stocare (E_util = E_nom × 90%)	469,8 kWh
Puterea nominală a sistemului de stocare (P_stoc)	200 kW
Durata de stocare (E_util / P_PV)	2,35 h

INDICATORI ECONOMICI

INDICATOR	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	TVA inclus (lei)
VALOARE TOTALĂ PROIECT	1.574.906,47	329.751,19	1.904.657,66
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	287.520,00	60.379,20	347.899,20

Proiectul va fi depus spre finanțare prin Fondul pentru Modernizare, Programul-cheie 1 – „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produsă din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice".

Capacitati de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu in Comuna Ion Creanga, județul Neamț

INDICATORI DE PROIECT (Ghid – I.1–I.7 și AC.1–AC.5, conform SF §5.4.b)

Cod	Indicator	UM	Valoare	Document suport
I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară	MW	0,200	SF §5.3.c, §5.7.1
I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	t CO_2 echiv./an	142,69	calcul §5.4.b
I.3	Producția medie de energie electrică din surse regenerabile de energie solară	MWh/an	242,467	raport de simulare
I.4	Producția totală de energie electrică pentru perioada de referință (20 ani)	MWh	4.849,334	calcul §5.4.b
I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	%	13,84	calcul §5.4.b
I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei	MWh	0,522	SF §5.7.2
I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	kW	Nu este cazul	SF §5.3.c
AC.1	C_an – consum anual de referință (consumatori existenți, facturi 12 luni)	kWh/an	275.353,00	centralizatorul facturilor / audit electroenergetic
AC.2	P_an – producția anuală estimată	kWh/an	242.466,70	raport de simulare
AC.3	R_ac = P_an / C_an – raport de dimensionare pentru autoconsum	–	0,881	calcul; ≤ 1,00
AC.4	R_P – raport putere stocare / putere PV	–	1,00	fișa 5.7.1
AC.5	E_stoc – capacitatea de stocare a energiei	kWh	E_nom 522 / E_util 469,8 (DoD 90%)	fișa 5.7.2

Proiectant,
RED SOCKET SRL

Proiectant:	
Beneficiar:	RED SOCKET SRL
	Comuna Ion Creanga
Capacitati de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu in Comuna Ion Creanga, județul Neamț	

DEVIZ GENERAL - SCENARIUL NERECOMANDAT

al obiectivului de investiții

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
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	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	**39.000,00**	**8.190,00**	**47.190,00**
	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/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	25.000,00	5.250,00	30.250,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2.000,00	420,00	2.420,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție		0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	12.000,00	2.520,00	14.520,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	30.000,00	6.300,00	36.300,00
3.7	Consultanță	**90.000,00**	**18.900,00**	**108.900,00**
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	80.000,00	16.800,00	96.800,00
	3.7.2. Auditul financiar	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8	Asistență tehnică	**3.000,00**	**630,00**	**3.630,00**

	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	**1.500,00**	**315,00**	**1.815,00**
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	750,00	157,50	907,50
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	750,00	157,50	907,50
	3.8.2. Dirigenție de șantier	1.500,00	315,00	1.815,00
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006	0,00	0,00	0,00
Total capitol 3		**162.000,00**	**34.020,00**	**196.020,00**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	155.720,00	32.701,20	188.421,20
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	146.820,00	30.832,20	177.652,20
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	949.410,00	199.376,10	1.148.786,10
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		**1.251.950,00**	**262.909,50**	**1.514.859,50**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	**7.000,00**	**1.470,00**	**8.470,00**
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	7.000,00	1.470,00	8.470,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	**4.827,94**	**0,00**	**4.827,94**
	finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	1.512,70	0,00	1.512,70
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	302,54	0,00	302,54
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	1.512,70	0,00	1.512,70
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	1.500,00	0,00	1.500,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	7.000,00	1.470,00	8.470,00
Total capitol 5		**18.827,94**	**2.940,00**	**21.767,94**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	3.500,00	735,00	4.235,00
Total capitol 6		**3.500,00**	**735,00**	**4.235,00**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	345.987,50	72.657,38	418.644,88
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		**345.987,50**	**72.657,38**	**418.644,88**
TOTAL GENERAL		**1.782.265,44**	**373.261,88**	2.155.527,32
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**302.540,00**	**63.533,40**	**366.073,40**

Proiectant
RED SOCKET SRL

Septembrie
2026

Beneficiar,
Comuna Ion Creanga

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investiții (EUR)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	**Obținerea terenului**	0,00	0,00	0,00
1.2	**Amenajarea terenului**	0,00	0,00	0,00
1.3	**Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială**	0,00	0,00	0,00
1.4	**Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților**	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
	Total capitol 2	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	**Studii**			
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	**Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații**	0,00	0,00	0,00
3.3	**Expertizare tehnică**	0,00	0,00	0,00
3.4	**Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor**	0,00	0,00	0,00
3.5	**Proiectare**	7.421,93	1.558,61	8.980,54
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/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	4.757,65	999,11	5.756,76
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	380,61	79,93	460,54
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	2.283,67	479,57	2.763,24
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziție**	5.709,17	1.198,93	6.908,10
3.7	**Consultanță**	17.127,53	3.596,78	20.724,31
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	15.224,47	3.197,14	18.421,61
3.7.2	Auditul financiar	1.903,06	399,64	2.302,70
3.8	**Asistență tehnică**	570,92	119,89	690,81
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	285,46	59,94	345,40
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	142,73	29,97	172,70
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către ISC	142,73	29,97	172,70
3.8.2	Dirigenție de șantier	285,46	59,95	345,41
	Total capitol 3	**30.829,55**	**6.474,21**	**37.303,76**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	**Construcții și instalații**	29.634,42	6.223,23	35.857,65
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale**	25.082,31	5.267,28	30.349,59
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj**	151.992,50	31.918,43	183.910,93
4.4	**Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport**	0,00	0,00	0,00
4.5	**Dotări**	0,00	0,00	0,00
4.6	**Active necorporale**	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	**206.709,23**	**43.408,94**	**250.118,17**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	**Organizare de șantier**	1.332,14	279,75	1.611,89
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	1.332,14	279,75	1.611,89
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	887,34	0,00	887,34
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	273,58	0,00	273,58
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	54,72	0,00	54,72
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	273,58	0,00	273,58
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	285,46	0,00	285,46
5.3	**Cheltuieli diverse și neprevăzute**	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
5.4	**Cheltuieli pentru informare şi publicitate**	1.332,14	279,75	1.611,89
	Total capitol 5	**3.551,62**	**559,50**	**4.111,12**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	0,00	0,00	0,00
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	666,07	139,87	805,94
	Total capitol 6	**666,07**	**139,87**	**805,94**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ				
7.1	**Cheltuieli aferente marjei de buget 25%**	57.957,40	12.171,05	70.128,45
7.2	**Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ**	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	**57.957,40**	**12.171,05**	**70.128,45**
	TOTAL GENERAL	**299.713,87**	**62.753,57**	**362.467,44**
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**54.716,73**	**11.490,51**	**66.207,24**

Proiectant,
SC RED SOCKET SRL

Beneficiar,
Comuna Ion Creangă

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, judeţul Neamţ

Capacităţi de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, judeţul Neamţ

DEVIZ GENERAL – SCENARIUL NERECOMANDAT (EUR)

Curs de referinţă: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obţinerea şi amenajarea terenului				
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
	Total capitol 1	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităţilor necesare obiectivului de investiţii				
	Total capitol 2	**0,00**	**0,00**	**0,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare şi asistenţă tehnică				
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**	7.421,93	1.558,61	8.980,54
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	4.757,65	999,11	5.756,76
3.5.4	Documentaţiile tehnice necesare în vederea obţinerii avizelor/acordurilor/autorizaţiilor	380,61	79,93	460,54
3.5.6	Proiect tehnic şi detalii de execuţie	2.283,67	479,57	2.763,24
3.6	**Organizarea procedurilor de achiziţie**	5.709,17	1.198,93	6.908,10
3.7	**Consultanţă**	17.127,53	3.596,78	20.724,31
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiţii	15.224,47	3.197,14	18.421,61
3.7.2	Auditul financiar	1.903,06	399,64	2.302,70
3.8	**Asistenţă tehnică**	570,92	119,89	690,81
3.8.1	Asistenţă tehnică din partea proiectantului	285,46	59,94	345,40
3.8.1.1	pe perioada de execuţie a lucrărilor	142,73	29,97	172,70
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuţie, avizat de către ISC	142,73	29,97	172,70
3.8.2	Dirigenţie de şantier	285,46	59,95	345,41
	Total capitol 3	**30.829,55**	**6.474,21**	**37.303,76**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiţia de bază				
4.1	**Construcţii şi instalaţii**	29.634,42	6.223,23	35.857,65
4.2	**Montaj utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale**	27.940,70	5.867,55	33.808,25
4.3	**Utilaje, echipamente tehnologice şi funcţionale care necesită montaj**	180.678,25	37.942,43	218.620,68
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
	Total capitol 4	**238.253,37**	**50.033,21**	**288.286,58**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	**Organizare de şantier**	1.332,14	279,75	1.611,89
5.1.1	Lucrări de construcţii şi instalaţii aferente organizării de şantier	0,00	0,00	0,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării şantierului	1.332,14	279,75	1.611,89
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	918,80	0,00	918,80
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	287,88	0,00	287,88
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism şi pentru autorizarea lucrărilor de construcţii	57,58	0,00	57,58
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	287,88	0,00	287,88
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme şi autorizaţia de construire/desfiinţare	285,46	0,00	285,46
5.3	**Cheltuieli diverse şi neprevăzute**	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor şi subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA EUR	TVA EUR	Valoare cu TVA EUR
1	2	3	4	5
5.4	**Cheltuieli pentru informare şi publicitate**	1.332,14	279,75	1.611,89
	Total capitol 5	**3.583,08**	**559,50**	**4.142,58**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste				
6.1	**Pregătirea personalului de exploatare**	0,00	0,00	0,00
6.2	**Probe tehnologice şi teste**	666,07	139,87	805,94
	Total capitol 6	**666,07**	**139,87**	**805,94**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ				
7.1	**Cheltuieli aferente marjei de buget 25%**	65.843,44	13.827,12	79.670,56
7.2	**Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ**	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 7	**65.843,44**	**13.827,12**	**79.670,56**
	TOTAL GENERAL	**339.175,51**	**71.033,91**	**410.209,42**
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**57.575,12**	**12.090,78**	**69.665,90**

Proiectant,
SC RED SOCKET SRL

Beneficiar,
Comuna Ion Creangă

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

ANALIZA COST-BENEFICIU – IPOTEZE

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Parametru	Valoare	UM	Sursă / stare
Curs de referință	5,2547	lei/EUR	Tabelul proiectelor – BCE 11.09.2026
An de bază (anul SF)	2026	–	SF rev. 1
Primul an al implementării	2027	–	implementare 12 luni, PIF ≤ 31.12.2029
Perioada de operare	20	ani	Ghid 1.5 (I.4 – 20 ani)
Rata de actualizare financiară	0,0500	–	5% – decizie beneficiar/proiectant (U-10)
Rata socială de actualizare	0,0500	–	5% – decizie beneficiar/proiectant (U-10)
Producția anuală P_an (anul 1)	242.466,70	kWh/an	SF – simulare (AC.2)
Degradare anuală producție	0,0040	–	0,4%/an – decizie (U-10)
Autoconsum	1	–	100% autoconsum (Ghid 1.3.1) – energia evacuată are valoare 0
Tarif mediu evitat (cu TVA)	1,1600	lei/kWh	preț mediu estimat al energiei electrice pentru clienții noncasnici din România – 1,16 lei/kWh (ANRE, prețul mediu plătit de consumatorii noncasnici în 2025, date prezentate de vicepreședintele ANRE, economica.net, 19.11.2025); valoarea este considerată în analiză ca preț final cu TVA (ipoteză conservatoare). Tariful este un tarif mediu estimat, utilizat exclusiv pentru cuantificarea teoretică a beneficiilor (economii la factura de energie electrică)
Costuri O&M anuale	40.500,00	lei/an	SF §3.3 (tabel costuri de operare: total 40.500 lei/an) – considerate cu TVA
An înlocuire echipamente	15	–	anul 15 de operare – decizie (U-10)
Cost înlocuire echipamente	241.599,19	lei	25% din cap. 4.3 al DG (integral), cu TVA: 0,25 × 966.396,75 lei – decizie (U-10)
Investiție cu TVA (fără cap. 7)	1.536.153,67	lei	ION CREANGA_Documentatie-economica.pdf – DG: total general − cap. 7
Investiție fără TVA (fără cap. 7)	1.270.357,72	lei	ION CREANGA_Documentatie-economica.pdf
Ajutor public nerambursabil (ELIGIBIL FINAL cu TVA)	1.144.473,66	lei	Bugetul proiectului
Factor de emisie	0,5885	tCO_2/MWh	Ghid (ANRE 2023)
Factor de conversie prețuri (economic)	0,8264	–	prețuri fără TVA; alți factori = 1
Valoare reziduală	0	lei	0 – metodă conservatoare

Proiectant: SC RED SOCKET SRL			
Preț CO_2 (certificate EUA)	88	EUR/tCO_2	preț de piață estimat: contract EUA decembrie 2026, cotație septembrie 2026 (embapower.ro); constant pe întreaga perioadă de analiză, identic pentru toate pozițiile
Consum anual previzionat – limita energiei valorizate	275.353,00	kWh/an	AC.1 + consumatori noi (audit electroenergetic) – energia produsă peste consum nu se valorizează
Notă: analiza cost-beneficiu este o cuantificare teoretică. Proiectul nu va produce efectiv venituri; „veniturile” (beneficiile) sunt ipotetice și reprezintă economiile la factura de energie electrică realizate de beneficiar prin autoconsum.			

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

ANALIZA COST-BENEFICIU – INDICATORI

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Indicator	Valoare	Condiție / interpretare
VANF/C – valoarea actualizată netă financiară a investiției [lei]	1.239.628,76	—
RIRF/C – rata internă de rentabilitate financiară a investiției	13,81 %	—
VANF/K – valoarea actualizată netă financiară a capitalului propriu [lei]	2.384.102,42	—
RIRF/K – rata internă de rentabilitate a capitalului	60,97 %	—
Raport B/C financiar	1,57	> 1
Perioada de recuperare (flux cumulat FC ≥ 0) [ani]	7,00	ani de operare
VANE – valoarea actualizată netă economică [lei]	1.820.530,37	> 0
RIRE – rata internă de rentabilitate economică	19,67 %	> rata socială (5%)
Raport B/C economic	2,02	> 1

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

ANALIZA DE SENZITIVITATE (VANF/C și VANE, lei)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Variabilă	−20%	−10%	+10%	+20%	Valoare de comutare
Investiție – VANF/C	1.546.859,50	1.393.244,13	1.086.013,40	932.398,03	+80,7%
Investiție – VANE	2.074.601,91	1.947.566,14	1.693.494,60	1.566.458,83	+143,3%
Producție – VANF/C	560.285,71	899.957,24	1.579.300,29	1.918.971,82	-36,5%
Producție – VANE	1.099.719,22	1.460.124,80	2.180.935,95	2.541.341,52	-50,5%
Tarif evitat – VANF/C	560.285,71	899.957,24	1.579.300,29	1.918.971,82	-36,5%
Tarif evitat – VANE	1.259.089,83	1.539.810,10	2.101.250,64	2.381.970,92	-64,9%
Cost O&M – VANF/C	1.340.572,67	1.290.100,72	1.189.156,81	1.138.684,86	+245,6%
Cost O&M – VANE	1.903.955,08	1.862.242,73	1.778.818,01	1.737.105,66	+436,4%

t	An	Energie autoconsumată [kWh]	Beneficiu – cost evitat [lei]	O&M [lei]	Înlocuiri [lei]	Investiție [lei]	Flux net FC (fără grant) [lei]	Flux net FK (cu grant) [lei]	Flux cumulat FC [lei]
0	2027	0,00	0,00	0,00	0,00	1.536.153,67	-1.536.153,67	-391.680,01	-1.536.153,67
1	2028	242.466,70	281.261,37	40.500,00	0,00	0,00	240.761,37	240.761,37	-1.295.392,30
2	2029	241.496,83	280.136,33	40.500,00	0,00	0,00	239.636,33	239.636,33	-1.055.755,97
3	2030	240.530,85	279.015,78	40.500,00	0,00	0,00	238.515,78	238.515,78	-817.240,19
4	2031	239.568,72	277.899,72	40.500,00	0,00	0,00	237.399,72	237.399,72	-579.840,47
5	2032	238.610,45	276.788,12	40.500,00	0,00	0,00	236.288,12	236.288,12	-343.552,35
6	2033	237.656,01	275.680,97	40.500,00	0,00	0,00	235.180,97	235.180,97	-108.371,39
7	2034	236.705,38	274.578,24	40.500,00	0,00	0,00	234.078,24	234.078,24	125.706,86
8	2035	235.758,56	273.479,93	40.500,00	0,00	0,00	232.979,93	232.979,93	358.686,79
9	2036	234.815,53	272.386,01	40.500,00	0,00	0,00	231.886,01	231.886,01	590.572,80
10	2037	233.876,26	271.296,47	40.500,00	0,00	0,00	230.796,47	230.796,47	821.369,26
11	2038	232.940,76	270.211,28	40.500,00	0,00	0,00	229.711,28	229.711,28	1.051.080,54
12	2039	232.009,00	269.130,44	40.500,00	0,00	0,00	228.630,44	228.630,44	1.279.710,98
13	2040	231.080,96	268.053,91	40.500,00	0,00	0,00	227.553,91	227.553,91	1.507.264,89
14	2041	230.156,64	266.981,70	40.500,00	0,00	0,00	226.481,70	226.481,70	1.733.746,59
15	2042	229.236,01	265.913,77	40.500,00	241.599,19	0,00	-16.185,42	-16.185,42	1.717.561,17
16	2043	228.319,07	264.850,12	40.500,00	0,00	0,00	224.350,12	224.350,12	1.941.911,29
17	2044	227.405,79	263.790,72	40.500,00	0,00	0,00	223.290,72	223.290,72	2.165.202,00
18	2045	226.496,17	262.735,55	40.500,00	0,00	0,00	222.235,55	222.235,55	2.387.437,55
19	2046	225.590,18	261.684,61	40.500,00	0,00	0,00	221.184,61	221.184,61	2.608.622,16
20	2047	224.687,82	260.637,87	40.500,00	0,00	0,00	220.137,87	220.137,87	2.828.760,04

t	An	Beneficiu – cost evitat fără TVA [lei]	Emisii evitate [tCO_2]	Beneficiu CO_2 [lei]	O&M fără TVA [lei]	Înlocuiri fără TVA [lei]	Investiție fără TVA [lei]	Flux economic net [lei]
0	2027	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.270.357,72	-1.270.357,72
1	2028	232.447,41	142,69	65.982,56	33.471,07	0,00	0,00	264.958,90
2	2029	231.517,63	142,12	65.718,63	33.471,07	0,00	0,00	263.765,18
3	2030	230.591,55	141,55	65.455,76	33.471,07	0,00	0,00	262.576,24
4	2031	229.669,19	140,99	65.193,93	33.471,07	0,00	0,00	261.392,05
5	2032	228.750,51	140,42	64.933,16	33.471,07	0,00	0,00	260.212,59
6	2033	227.835,51	139,86	64.673,42	33.471,07	0,00	0,00	259.037,86
7	2034	226.924,17	139,30	64.414,73	33.471,07	0,00	0,00	257.867,82
8	2035	226.016,47	138,74	64.157,07	33.471,07	0,00	0,00	256.702,47
9	2036	225.112,41	138,19	63.900,44	33.471,07	0,00	0,00	255.541,77
10	2037	224.211,96	137,64	63.644,84	33.471,07	0,00	0,00	254.385,72
11	2038	223.315,11	137,09	63.390,26	33.471,07	0,00	0,00	253.234,30
12	2039	222.421,85	136,54	63.136,70	33.471,07	0,00	0,00	252.087,47
13	2040	221.532,16	135,99	62.884,15	33.471,07	0,00	0,00	250.945,24
14	2041	220.646,03	135,45	62.632,62	33.471,07	0,00	0,00	249.807,58
15	2042	219.763,45	134,91	62.382,09	33.471,07	199.668,75	0,00	49.005,71
16	2043	218.884,39	134,37	62.132,56	33.471,07	0,00	0,00	247.545,88
17	2044	218.008,86	133,83	61.884,03	33.471,07	0,00	0,00	246.421,81
18	2045	217.136,82	133,29	61.636,49	33.471,07	0,00	0,00	245.302,24
19	2046	216.268,27	132,76	61.389,95	33.471,07	0,00	0,00	244.187,15
20	2047	215.403,20	132,23	61.144,39	33.471,07	0,00	0,00	243.076,51

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

BUGETUL PROIECTULUI (lei)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Sursa valorilor: DG (scenariul 1) din ION CREANGA_Documentatie-economica.pdf, prin referință vie (foaia DG_lei). TVA este eligibilă (entitate publică, TVA nedeductibilă). Finanțarea maximă: 900.000 EUR/MW fără TVA, respectiv 1.089.000 EUR/MW cu TVA — sumele fără TVA se compară cu plafonul fără TVA, cele cu TVA cu plafonul cu TVA. Cap. 3.7.1 eligibil în limita a 20.000 EUR fără TVA. Curs: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026).

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
Obținerea și amenajarea terenului	Obținerea terenului	1.1	DG!C10	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajarea terenului	1.2	DG!C11	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1.3	DG!C12	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Asigurarea utilităților	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	1.4	DG!C13	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	2	DG!C16	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Proiectare și asistență tehnică	Studii de teren	3.1.1	DG!C19	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Raport privind impactul asupra mediului	3.1.2	DG!C20	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Alte studii specifice	3.1.3	DG!C21	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Obținerea de avize, acorduri și autorizații	3.2	DG!C22	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Expertizare tehnică	3.3	DG!C23	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Certificarea performanței energetice și auditul energetic	3.4	DG!C24	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — temă de proiectare	3.5.1	DG!C26	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — studiu de prefezabilitate	3.5.2	DG!C27	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — SF/DALI și deviz general	3.5.3	DG!C28	25.000,00	5.250,00	30.250,00	DA	25.000,00	30.250,00	0,00	0,00
	Proiectare — documentații pentru avize/acorduri/autorizații	3.5.4	DG!C29	2.000,00	420,00	2.420,00	DA	2.000,00	2.420,00	0,00	0,00
	Proiectare — proiect tehnic și detalii de execuție	3.5.6	DG!C30	12.000,00	2.520,00	14.520,00	DA	12.000,00	14.520,00	0,00	0,00
	Organizarea procedurilor de achiziție	3.6	DG!C31	30.000,00	6.300,00	36.300,00	NU	0,00	0,00	30.000,00	36.300,00
	Consultanță și management de proiect	3.7.1	DG!C33	80.000,00	16.800,00	96.800,00	DA	80.000,00	96.800,00	0,00	0,00
	Auditul financiar	3.7.2	DG!C34	10.000,00	2.100,00	12.100,00	DA	10.000,00	12.100,00	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — execuție	3.8.1.1	DG!C37	750,00	157,50	907,50	DA	750,00	907,50	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — faze ISC	3.8.1.2	DG!C38	750,00	157,50	907,50	DA	750,00	907,50	0,00	0,00
	Plata diriginților de șantier	3.8.2	DG!C39	1.500,00	315,00	1.815,00	DA	1.500,00	1.815,00	0,00	0,00
Investiția de bază	Construcții și instalații	4.1	DG!C42	155.720,00	32.701,20	188.421,20	DA	155.720,00	188.421,20	0,00	0,00
	Montaj utilaje și echipamente	4.2	DG!C43	131.800,00	27.678,00	159.478,00	DA	131.800,00	159.478,00	0,00	0,00
	Utilaje și echipamente care necesită montaj	4.3	DG!C44	798.675,00	167.721,75	966.396,75	DA	798.675,00	966.396,75	0,00	0,00
	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	4.4	DG!C45	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Dotări	4.5	DG!C46	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Active necorporale	4.6	DG!C47	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Organizare de șantier	Lucrări de construcții și instalații	5.1.1	DG!C51	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli conexe	5.1.2	DG!C52	7.000,00	1.470,00	8.470,00	DA	7.000,00	8.470,00	0,00	0,00
Comisioane, cote, taxe, costul creditului	Comisioane și dobânzi aferente creditului	5.2.1	DG!C54	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
	Cota ISC — controlul calității lucrărilor	5.2.2	DG!C55	1.437,60	0,00	1.437,60	NU	0,00	0,00	1.437,60	1.437,60
	Cota ISC — urbanism și autorizare	5.2.3	DG!C56	287,52	0,00	287,52	NU	0,00	0,00	287,52	287,52
	Cota Casei Sociale a Constructorilor	5.2.4	DG!C57	1.437,60	0,00	1.437,60	NU	0,00	0,00	1.437,60	1.437,60
	Taxe pentru acorduri, avize și autorizația de construire	5.2.5	DG!C58	1.500,00	0,00	1.500,00	NU	0,00	0,00	1.500,00	1.500,00
Diverse și neprevăzute	Cheltuieli diverse și neprevăzute	5.3	DG!C59	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Informare și publicitate	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.4	DG!C60	7.000,00	1.470,00	8.470,00	DA	7.000,00	8.470,00	0,00	0,00
Probe tehnologice și teste	Pregătirea personalului de exploatare	6.1	DG!C63	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Probe tehnologice și teste	6.2	DG!C64	3.500,00	735,00	4.235,00	DA	3.500,00	4.235,00	0,00	0,00
Marja de buget	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	7.1	DG!C67	304.548,75	63.955,24	368.503,99	NU	0,00	0,00	304.548,75	368.503,99
Rezervă pentru ajustarea de preț	Rezervă de implementare pentru ajustarea de preț	7.2	DG!C68	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CONFORM GHID				**1.574.906,47**	**329.751,19**	**1.904.657,66**		**1.235.695,00**	**1.495.190,95**	**339.211,47**	**409.466,71**

CONTROL ȘI PLAFONAREA LA VALOAREA FINANȚĂRII	fără TVA	cu TVA
Total din buget	1.574.906,47	1.904.657,66
TOTAL GENERAL din DG	1.574.906,47	1.904.657,66
Diferență buget − DG (trebuie 0)	0,00	0,00
Eligibil conform Ghid	1.235.695,00	1.495.190,95
Neeligibil conform Ghid	339.211,47	409.466,71
Valoare finanțare (900.000 / 1.089.000 EUR/MW × I.1)	945.846,00	1.144.473,66
Depășire a finanțării de către eligibilul din Ghid	289.849,00	350.717,29
ELIGIBIL FINAL (plafonat la finanțare)	**945.846,00**	**1.144.473,66**
NEELIGIBIL FINAL (Ghid + depășirea finanțării)	**629.060,47**	**760.184,00**
Verificare: eligibil final + neeligibil final − total (trebuie 0)	0,00	0,00
Contribuția beneficiarului = neeligibil final	629.060,47	760.184,00

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

BUGETUL PROIECTULUI (EUR)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Sursa valorilor: DG (scenariul 1) din ION CREANGA_Documentatie-economica.pdf, prin referință vie (foaia DG_lei). TVA este eligibilă (entitate publică, TVA nedeductibilă). Finanțarea maximă: 900.000 EUR/MW fără TVA, respectiv 1.089.000 EUR/MW cu TVA — sumele fără TVA se compară cu plafonul fără TVA, cele cu TVA cu plafonul cu TVA. Cap. 3.7.1 eligibil în limita a 20.000 EUR fără TVA. Curs: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026).

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
Obținerea și amenajarea terenului	Obținerea terenului	1.1	DG!C10	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajarea terenului	1.2	DG!C11	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1.3	DG!C12	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Asigurarea utilităților	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	1.4	DG!C13	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	2	DG!C16	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Proiectare și asistență tehnică	Studii de teren	3.1.1	DG!C19	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Raport privind impactul asupra mediului	3.1.2	DG!C20	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Alte studii specifice	3.1.3	DG!C21	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Obținerea de avize, acorduri și autorizații	3.2	DG!C22	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Expertizare tehnică	3.3	DG!C23	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Certificarea performanței energetice și auditul energetic	3.4	DG!C24	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — temă de proiectare	3.5.1	DG!C26	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — studiu de prefezabilitate	3.5.2	DG!C27	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Proiectare — SF/DALI și deviz general	3.5.3	DG!C28	4.757,65	999,11	5.756,76	DA	4.757,65	5.756,76	0,00	0,00
	Proiectare — documentații pentru avize/acorduri/autorizații	3.5.4	DG!C29	380,61	79,93	460,54	DA	380,61	460,54	0,00	0,00
	Proiectare — proiect tehnic și detalii de execuție	3.5.6	DG!C30	2.283,67	479,57	2.763,24	DA	2.283,67	2.763,24	0,00	0,00
	Organizarea procedurilor de achiziție	3.6	DG!C31	5.709,17	1.198,93	6.908,10	NU	0,00	0,00	5.709,17	6.908,10
	Consultanță și management de proiect	3.7.1	DG!C33	15.224,47	3.197,14	18.421,61	DA	15.224,47	18.421,61	0,00	0,00
	Auditul financiar	3.7.2	DG!C34	1.903,06	399,64	2.302,70	DA	1.903,06	2.302,70	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — execuție	3.8.1.1	DG!C37	142,73	29,97	172,70	DA	142,73	172,70	0,00	0,00
	Asistență tehnică din partea proiectantului — faze ISC	3.8.1.2	DG!C38	142,73	29,97	172,70	DA	142,73	172,70	0,00	0,00
	Plata diriginților de șantier	3.8.2	DG!C39	285,46	59,95	345,41	DA	285,46	345,41	0,00	0,00
Investiția de bază	Construcții și instalații	4.1	DG!C42	29.634,42	6.223,23	35.857,65	DA	29.634,42	35.857,65	0,00	0,00
	Montaj utilaje și echipamente	4.2	DG!C43	25.082,31	5.267,28	30.349,59	DA	25.082,31	30.349,59	0,00	0,00
	Utilaje și echipamente care necesită montaj	4.3	DG!C44	151.992,50	31.918,43	183.910,93	DA	151.992,50	183.910,93	0,00	0,00
	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	4.4	DG!C45	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Dotări	4.5	DG!C46	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Active necorporale	4.6	DG!C47	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Organizare de șantier	Lucrări de construcții și instalații	5.1.1	DG!C51	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Cheltuieli conexe	5.1.2	DG!C52	1.332,14	279,75	1.611,89	DA	1.332,14	1.611,89	0,00	0,00
Comisioane, cote, taxe, costul creditului	Comisioane și dobânzi aferente creditului	5.2.1	DG!C54	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00

Categorie	Subcategorie	Cap. deviz	Sursa	Valoare fără TVA	TVA	Valoare cu TVA	Elig.	Eligibil fără TVA	Eligibil cu TVA	Neeligibil fără TVA	Neeligibil cu TVA
	Cota ISC — controlul calității lucrărilor	5.2.2	DG!C55	273,58	0,00	273,58	NU	0,00	0,00	273,58	273,58
	Cota ISC — urbanism și autorizare	5.2.3	DG!C56	54,72	0,00	54,72	NU	0,00	0,00	54,72	54,72
	Cota Casei Sociale a Constructorilor	5.2.4	DG!C57	273,58	0,00	273,58	NU	0,00	0,00	273,58	273,58
	Taxe pentru acorduri, avize și autorizația de construire	5.2.5	DG!C58	285,46	0,00	285,46	NU	0,00	0,00	285,46	285,46
Diverse și neprevăzute	Cheltuieli diverse și neprevăzute	5.3	DG!C59	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
Informare și publicitate	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.4	DG!C60	1.332,14	279,75	1.611,89	DA	1.332,14	1.611,89	0,00	0,00
Probe tehnologice și teste	Pregătirea personalului de exploatare	6.1	DG!C63	0,00	0,00	0,00	DA	0,00	0,00	0,00	0,00
	Probe tehnologice și teste	6.2	DG!C64	666,07	139,87	805,94	DA	666,07	805,94	0,00	0,00
Marja de buget	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	7.1	DG!C67	57.957,40	12.171,05	70.128,45	NU	0,00	0,00	57.957,40	70.128,45
Rezervă pentru ajustarea de preț	Rezervă de implementare pentru ajustarea de preț	7.2	DG!C68	0,00	0,00	0,00	NU	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CONFORM GHID				**299.713,87**	**62.753,57**	**362.467,44**		**235.159,96**	**284.543,55**	**64.553,91**	**77.923,89**

CONTROL ȘI PLAFONAREA LA VALOAREA FINANȚĂRII	**fără TVA**	**cu TVA**
Total din buget	299.713,87	362.467,44
TOTAL GENERAL din DG (Deviz general EUR – suma valorilor rotunjite)	299.713,87	362.467,44
Diferență buget − DG (trebuie 0)	0,00	0,00
Eligibil conform Ghid	235.159,96	284.543,55
Neeligibil conform Ghid	64.553,91	77.923,89
Valoare finanțare (900.000 / 1.089.000 EUR/MW × I.1)	180.000,00	217.800,00
Depășire a finanțării de către eligibilul din Ghid	55.159,96	66.743,55
ELIGIBIL FINAL (plafonat la finanțare)	**180.000,00**	**217.800,00**
NEELIGIBIL FINAL (Ghid + depășirea finanțării)	**119.713,87**	**144.667,44**
Verificare: eligibil final + neeligibil final − total (trebuie 0)	0,00	0,00
Contribuția beneficiarului = neeligibil final	119.713,87	144.667,44

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

BUGET INDICATIV – structura Cererii de finanțare (EUR, fără zecimale)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Cap. CF	Denumire	Cap. DG sursă	Total [EUR]	Eligibil [EUR]	Neeligibil [EUR]	din care: depășirea plafonului de finanțare [EUR]
1.1	Obținerea terenului	1.1	0	0	0	0
1.2	Amenajarea terenului	1.2	0	0	0	0
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	1.3	0	0	0	0
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	1.4	0	0	0	0
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	2	0	0	0	0
3.1.1	Studii de teren	3.1.1	0	0	0	0
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	3.1.2	0	0	0	0
3.1.3	Alte studii specifice	3.1.3	0	0	0	0
3.2	Obținerea de avize, acorduri și autorizații	3.2	0	0	0	0
3.3	Expertizare tehnică	3.3	0	0	0	0
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic	3.4	0	0	0	0
3.5.1	Proiectare — temă de proiectare	3.5.1	0	0	0	0
3.5.2	Proiectare — studiu de prefezabilitate	3.5.2	0	0	0	0
3.5.3	Proiectare — SF/DALI și deviz general	3.5.3	5.757	4.406	1.351	1.351
3.5.4	Proiectare — documentații pentru avize/acorduri/autorizații	3.5.4	461	353	108	108
3.5.6	Proiectare — proiect tehnic și detalii de execuție	3.5.6	2.763	2.115	648	648
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	3.6	6.908	0	6.908	0
3.7.1	Consultanță și management de proiect	3.7.1	18.422	14.101	4.321	4.321
3.7.3	Auditul financiar	3.7.2	2.303	1.763	540	540
3.8.1.1	Asistență tehnică din partea proiectantului — execuție	3.8.1.1	173	132	41	41
3.8.1.2	Asistență tehnică din partea proiectantului — faze ISC	3.8.1.2	173	132	41	41
3.8.2	Plata diriginților de șantier	3.8.2	345	264	81	81
4.1	Construcții și instalații	4.1	35.858	27.447	8.411	8.411
4.2	Montaj utilaje și echipamente	4.2	30.350	23.231	7.119	7.119
4.3	Utilaje și echipamente care necesită montaj	4.3	183.908	140.771	43.137	43.138
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	4.4	0	0	0	0
4.5	Dotări	4.5	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	4.6	0	0	0	0
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații	5.1.1	0	0	0	0
5.1.2	Cheltuieli conexe	5.1.2	1.612	1.234	378	378
5.2.1	Comisioane și dobânzi aferente creditului	5.2.1	0	0	0	0
5.2.2	Cota ISC — controlul calității lucrărilor	5.2.2	274	0	274	0
5.2.3	Cota ISC — urbanism și autorizare	5.2.3	55	0	55	0
5.2.4	Cota Casei Sociale a Constructorilor	5.2.4	274	0	274	0
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize și autorizația de construire	5.2.5	285	0	285	0
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	5.3	0	0	0	0
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.4	1.612	1.234	378	378
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	6.1	0	0	0	0
6.2	Probe tehnologice și teste	6.2	806	617	189	189
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25%	7.1	70.128	0	70.128	0
7.2	Rezervă de implementare pentru ajustarea de preț	7.2	0	0	0	0
	TOTAL		**362.467**	**217.800**	**144.667**	**66.744**

Eligibil conform Ghidului, înainte de plafonare [EUR, cu TVA]	284.544
Valoarea finanțării – plafon (I.1 × 1.089.000 EUR/MW) [EUR, cu TVA]	217.800
Depășirea plafonului, încadrată la neeligibil [EUR, cu TVA]	66.744
Verificare: eligibil = ELIGIBIL FINAL; total = total DG (TRUE/FALSE)	1

Proiectant: SC RED SOCKET SRL

Beneficiar: Comuna Ion Creangă, județul Neamț

Capacități de producere energie din surse regenerabile de energie pentru consum propriu în comuna Ion Creangă, județul Neamț

PLAN FINANCIAR (EUR, cu TVA)

Curs de referință: 1 EUR = 5,2547 lei (BCE, 11.09.2026)

Sursa	Valoare [EUR]	%
Ajutor public nerambursabil (ELIGIBIL FINAL cu TVA)	217.800,00	60,09 %
Contribuția beneficiarului (NEELIGIBIL FINAL cu TVA)	144.667,44	39,91 %
TOTAL PROIECT	**362.467,44**	100,00 %