ROMÂNIA
CONSILIUL LOCAL AL COMUNEI PĂUŞEŞTI-MĂGLAŞI
JUDEŢUL VÂLCEA

HOTĂRÂREA NR. 52

Privind: aprobarea proiectului, a studiului de fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici, a bugetului şi a contribuţiei proprii pentru obiectivul de investiţii *„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea"*

Consiliul Local al Comunei Păuşeşti-Măglaşi, judeţul Vâlcea, întrunit în şedinţă extraordinară de îndată, în data de 16.10.2026, la care participă un număr de 13 consilieri comunali din numărul total de 13 aleşi în funcţie ;

Având în vedere temeiurile juridice, respectiv prevederile:

a) art. 15 alin. (2), art. 120 alin. (1) şi art. 121 alin. (1) şi alin. (2) din Constituția României, republicată;

b) art. 3 și 4 din Carta europeană a autonomiei locale, adoptată la Strasbourg la 15 octombrie 1985, ratificată prin Legea nr. 199/1997;

c) art. 7 alin. (2) din Codul civil al României, adoptat prin Legea nr. 287/2009, republicat, cu modificările și completările ulterioare;

d) art. 129 alin. (1), (2), lit. b), coroborat cu alin. (4), lit. d) din O.U.G. nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările şi completările ulterioare;

e) H.G. nr. 907/2016 privind etapele de elaborare si continutul-cadru al documentatiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investitii finantate din fonduri publice, cu modificările şi completările ulterioare;

f) O.U.G. nr. 60/2022 privind privind stabilirea cadrului institutional si financiar de implementare si gestionare a fondurilor alocate Romaniei prin Fondul pentru modernizare, precum si pentru modificarea si completarea unor acte normative, cu modificările şi completările ulterioare;

g) art. 44 alin. (1), art. 45 din Legea nr. 273/2006 privind finanţele publice locale, cu modificările şi completările ulterioare;

h) capitolului IX din Legea nr. 24/2000 privind normele de tehnică legislativă pentru elaborarea actelor normative, republicată, cu modificările și completările ulterioare;

i) H.C.L. nr. 26 din 20.05.2020 privind aprobarea regulamentului propriu cuprinzând măsurile metodologice, organizatorice, termenele și circulația proiectelor de hotarâri cu caracter normativ care se supun adoptării Consiliului Local al Comunei Păușești-Măglași;

j) H.C.L. nr. 55 din 05.11.2024 privind aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a Consiliului Local al Comunei Păușești-Măglași;

k) H.C.L. nr. 44 din 23.09.2026 privind alegerea președintelui de ședință pe lunile octombrie-decembrie 2026;

Luând act de :

a) proiectul de hotărâre inițiat de primarul comunei privind aprobarea proiectului, a studiului de fezabilitate, a indicatorilor tehnico-economici, a bugetului și a contribuției proprii pentru obiectivul de investiții *„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea;*

b) referatul de aprobare a proiectului de hotărâre întocmit de primarul comunei, în calitatea sa de inițiator, înregistrat sub nr. 8384 din 15.10.2026;

c) raportul compartimentului de resort din aparatul de specialitate al primarului, înregistrat sub nr. 8385 din 15.10.2026;

d) avizul consultativ al comisiei de specialitate pentru programe de dezvoltare economico-socială, buget-finanţe, administrarea domeniului public şi privat al localităţii, agricultură, gospodărire comunală, protecţia mediului, servicii şi comerţ;

În temeiul 139 alin. (3), lit. a), art. 140 alin. (1), art. 196 alin. (1), lit. a) art. 197 alin. (1), (2), (4), (5), art. 198 alin. (1), (2) din O.U.G. nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu completările și modificările ulterioare, cu un număr de 13 voturi „ pentru „ , 0 voturi „contra”, 0 „abţineri„ , adoptă următoarea:

HOTĂRÂRE

Art.1 Se aprobă proiectul *„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea”*, în vederea solicitării finanțării prin Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1, apelul destinat investițiilor în capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare, cu stocare integrată, pentru autoconsumul entităților publice.

Art.2 Se aprobă studiul de fezabilitate, inclusiv scenariul tehnico-economic recomandat, pentru obiectivul *„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea”*, prevăzut în Anexa nr. 1.

Art.3 Se aprobă indicatorii tehnico-economici pentru obiectivul *„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea”*, prevăzuți în Anexa nr. 2.

Art.4 Se aprobă devizul general pentru obiectivul *„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea”*, prevăzuț în Anexa nr. 3.

Art.5 Se aprobă bugetul proiectului în valoare totală de 2.102.154,34 lei inclusiv TVA, din care valoarea eligibilă și finanțarea nerambursabilă solicitată sunt de 1.702.279,70 lei, iar valoarea neeligibilă este de 399.874,64 lei, conform Anexei nr. 4.

Art.6 Se aprobă asigurarea din bugetul local al Comunei Păușești-Măglași a contribuției proprii în cuantum de 399.874,64 lei, reprezentând cheltuielile neeligibile ale proiectului, inclusiv TVA tratată ca neeligibilă în documentația financiară. Contribuția la cheltuielile eligibile este de 0 lei potrivit planului financiar anexat, sub rezerva confirmării eligibilității la contractare.

Art.7 Se aprobă suportarea din bugetul local a tuturor cheltuielilor suplimentare care pot apărea pe durata implementării, a cheltuielilor neeligibile rezultate din verificări și a costurilor de operare, întreținere și sustenabilitate, cu respectarea legislației bugetare și a condițiilor finanțării.

Art.8 Se împuternicește primarul Comunei Păușești-Măglași, domnul Ion RADI, să semneze cererea de finanțare, contractul de finanțare și documentele necesare depunerii și implementării proiectului, în condițiile legii.

Art.9 Anexele nr. 1- 4 fac parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.10 Primarul comunei, prin aparatul său de specialitate aduce la îndeplinire prevederile prezentei hotărâri.

Art.11 Prezenta hotărâre se comunică prin intermediul secretarului general al comunei Păușești-Măglași, în termenul prevăzut de lege, primarului comunei, prefectului județului Vâlcea și se depune la Monitorul Oficial al Comunei Păușești-Măglași, în format electronic, la pagina de internet www.primariapausesti-maglasi.ro, în subeticheta „Hotărârile autorității deliberative„ , pentru înscrierea în Registrul pentru evidența hotărârilor autorității deliberative și publicare, prin grija inspectorului din cadrul Compartimentului Monitorizarea procedurilor administrative.

Președinte de ședință,
Dumitru-Mircea HOGEA

Contrasemnează pentru legalitate
Secretarul general al comunei,
Mihaela-Florela POPESCU

Păușești-Măglași, 16.10.2026

ROCEDURI OBLIGATORII ULTERIOARE ADOPTĂRII HOTĂRÂRII CONSILIULUI LOCAL NR. 52/16.10.2026		
Nr. crt.	Operațiuni efectuate	Data ZZ/LL/AN
0	1	2
1	Adoptarea hotararii s-a făcut cu majoritate □ simplă x absolută □ calificată	16/10/2026
2	Comunicarea către primar	16/10/2026
3	Comunicarea către prefectul județului	16/10/2026
4	Aducerea la cunoștință publică	16/10/2026
5	Comunicarea, numai în cazul celei cu caracter individual	
6	Hotărârea devine obligatorie sau produce efecte juridice, după caz	16/10/2026

STUDIU DE FEZABILITATE

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI POMPE DE CĂLDURĂ, PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

Solicitant: U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea

Elaborator: Asocierea GOODARTOFNOON SRL - POWERGRID SOLUTIONS SRL

Lider Asocierea - GOODAI

Reprezentant legal Ruxandr

Proiectant general: Asocierea GOODARTOFNOON SRL - POWERGRID SOLUTIONS SRL

Lider Asocierea - G OON SRL

Reprezentant legal I e

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI POMPE DE CĂLDURĂ, PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

STUDIU DE FEZABILITATE

FOAIE DE SEMNĂTURI

Elaborator și contractant General:

Asocierea GOODARTOFNOON SRL SOLUTIONS SRL

Lider Asocierea NOO

Reprezentant leg are

Proiectant de Specialita

PAD CORPORATE SR

Reprezentant legal – Al

Comitet de elaborare

Ing. Marian D. Barbu – ANRE IIIA/IIIB

Dr. Ing. Andrei Tudose

Ing. Gheorghe Dumitru ANRE IIA 201813322/2018

1 INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII 6
1.1 Denumirea obiectivului de investiții 6
1.2 Ordonator principal de credite/investitor 7
1.3 Ordonator de credite (secundar/terțiar) 7
1.4 Beneficiarul investiției 7
1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate 8
2 SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII 8
2.1 Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză 8
2.2 Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare 9
2.2.1 O scurtă trecere în revistă a producției și pieței de energie electrică 11
2.2.2 Energia regenerabilă – nevoia de investiții și politicile publice de încurajare 12
2.2.3 Potențialul amplasamentului 12
2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor 15
2.4 Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții 18
2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice 20
3 IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII 21
3.1 Particularități ale amplasamentului 21
3.1.1 Descrierea amplasamentului 21
3.1.2 Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile 29
3.1.3 Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite 30
3.1.4 Surse de poluare existente în zonă 31
3.1.5 Date climatice și particularități de relief 31
3.1.6 Existența unor obstacole 33
3.1.7 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament 33
3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic 34

3.2.1 Caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții 34
3.2.2 Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia 40
3.2.3 Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse 47
3.3 Costurile estimative ale investiției 49
3.4 Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor 50
3.5 Grafice orientative de realizare a investiției 51
4 ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUS(E) 52
4.1 Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință 52
4.1.1 Opțiunea 0 (situația fără proiect) 53
4.1.2 Opțiunea 1 (situația cu proiect) 53
4.1.3 Analiza comparativă a opțiunilor 54
4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția 57
4.3 Situația utilităților și analiza de consum 58
4.4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții 59
4.4.1 Aspecte de mediu 59
4.4.2 Evaluarea impactului reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră 60
4.5 Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții 61
4.6 Analiza financiară și economică 62
4.6.1 Costurile investiției și sursele de finanțare 62
4.6.2 Costurile de operare și beneficiile financiare 63
4.6.3 Rezultatele analizei financiare și economice 64
4.7 Analiza de senzitivitate 65
4.8 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 66
5 SCENARIUL/OPȚIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 70
5.1 Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor 70
5.2 Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) 71

5.3 Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind: 71
5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții 73
5.4.1 Indicatori tehnici actualizați conform Ghidului 2026 75
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 76
5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice 77
6 URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME 77
6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire 77
6.2 Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege ..78
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 – RESPECTAREA PRINCIPIULUI „DO N SIGNIFICANT HARM" – DNSH 78
6.4 Avize conforme privind asigurarea utilităților 81
6.5 Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară 81
6.6 Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice 81
7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI 82
7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției 82
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 82
7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare 83
7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale 84
8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI 84
9 ANEXE LA STUDIU DE FEZABILITATE 86

1 INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1 Denumirea obiectivului de investiții

Obiectiv: **„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea"**

Prezentul Studiu de fezabilitate (SF) a fost elaborat în conformitate cu prevederile Hotărârii Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare (Anexa nr. 4 – Conținutul-cadru al studiului de fezabilitate), și cu cerințele Ghidului solicitantului aferent apelului „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" – Fondul pentru Modernizare, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Obiectivul de investiții are caracter **integrat** și cuprinde trei componente tehnologice, dimensionate unitar pe baza consumului de referință al beneficiarului, stabilit prin auditul electroenergetic:

- o **centrală electrică fotovoltaică (CEF)** nouă, cu puterea instalată de **290 kWp** (500 de module fotovoltaice × 580 Wp; invertoare 2 × 125 kW + 1 × 40 kW = 290 kW c.a.), amplasată pe un teren extravilan de 5.000 m², parte din imobilul cu nr. cadastral 37380 (zona izlazului „Cioangher");
- o **instalație de stocare a energiei electrice (IS)** integrată, cu puterea nominală de **290 kW** și capacitatea nominală de **580 kWh**, în tehnologie litiu-fier-fosfat (LFP), amplasată pe același teren, încărcată exclusiv din producția CEF;
- **sisteme de pompe de căldură (PDC)** aer-apă, 9 unități cu o capacitate nominală totală de **250 kW** (indicatorul I.7), montate la cinci clădiri publice ale comunei – Sediul Primăriei, Școala veche, Dispensarul, Grădinița și Centrul de informare – care asigură **100%** din necesarul de căldură al acestora și înlocuiesc integral încălzirea cu lemn de foc.

Tabel 1.1 Datele de identificare ale obiectivului de investiții

Element	Informație
Denumirea obiectivului	Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea
Program de finanțare	Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1; apelul Autoconsum RES – entități publice (2026)
Localizare	Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea, Regiunea de dezvoltare Sud-Vest Oltenia
Amplasament CEF + IS	teren extravilan 5.000 m², parte din nr. cad. 37380 (izlaz „Cioangher"), sat Păușești-Măglași

Element	Informație
Amplasamente PDC	Sediul Primăriei și Școala veche (CF 39156, str. Principală nr. 24); Dispensar (nr. cad. 37222, Punct Centru); Grădinița (CF 35085, str. Principală nr. 12); Centrul de informare (CF 35677, sat Valea Cheii, str. Principală nr. 62)
Configurație energetică	CEF 290 kWp / 290 kW c.a. + IS 290 kW / 580 kWh + PDC 250 kW
Valoarea totală a investiției	2.102.154,34 lei cu TVA, din care 1.737.317,64 lei fără TVA (curs BCE 13.10.2026: 5,3363 lei/€)
Faza de proiectare	Studiu de fezabilitate (SF)

1.2 Ordonator principal de credite/investitor

Ordonatorul principal de credite este **Primarul Comunei Păușești-Măglași**, în calitate de reprezentant legal al Unității Administrativ-Teritoriale Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea, conform prevederilor Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ și ale Legii nr. 273/2006 privind finanțele publice locale.

Investitorul este **U.A.T. Comuna Păușești-Măglași**, care asigură, din bugetul local, cofinanțarea și cheltuielile neeligibile ale proiectului (taxa pe valoarea adăugată, nerecuperabilă pentru U.A.T., și diferența care depășește plafonul ajutorului public pe MW instalat).

1.3 Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul.

1.4 Beneficiarul investiției

UNITATEA ADMINISTRATIV-TERITORIALĂ COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Element	Date de contact
Adresa	sat Păușești-Măglași, str. Principală nr. 24, comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea, cod poștal 247470
Cod de identificare fiscală	2540643
Telefon	0250-776.533
Fax	0250-776.533
E-mail	pausesti_maglasi@vl.e-adm.ro
Pagina de internet	www.primariapausesti-maglasi.ro

Notă: datele de contact au fost preluate din sursele publice ale instituției (pagina oficială a Primăriei) și se confirmă de beneficiar la semnarea documentației.

Comuna Păușești-Măglași este o unitate administrativ-teritorială de rang IV, cu o suprafață de aproximativ 32 km² și o populație de 3.929 de locuitori (Recensământul populației și locuințelor 2021), formată din șase sate: Păușești-Măglași (reședința), Coasta, Pietrari, Ulmețel, Valea Cheii și Vlăduceni. Comuna este situată în partea centrală a județului Vâlcea, pe valea râului Olănești, la circa 10 km vest-nord-vest de municipiul Râmnicu Vâlcea, între orașul Băile Olănești (la nord), comunele Stoenești (la vest), Bunești și orașul Ocnele Mari (la sud) și comuna Vlădești (la est).

1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate

Asocierea GOODARTOFNOON SRL - POWERGRID SOLUTIONS SRL

Lider Asocierea - GOODAROFNOON SRL

Reprezentant legal Ruxandra Soare

Conform cerinței Ghidului solicitantului (cap. 2.4 lit. s) și cap. 3.1.3), din echipa de elaborare a studiului de fezabilitate face parte personal **autorizat de ANRE în domeniul proiectării instalațiilor electrice**. Echipa de elaborare este prezentată în foaia de semnături.

2 SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII

2.1 Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

Pentru prezentul obiectiv de investiții **nu a fost elaborat un studiu de prefezabilitate**, acesta nefiind obligatoriu potrivit art. 5 din HG nr. 907/2016 pentru obiectivele de investiții de această dimensiune. Fundamentarea necesității și oportunității investiției s-a realizat direct în cadrul prezentului studiu, pe baza următoarelor documente-suport: centralizatorul consumurilor de energie electrică pus la dispoziție de beneficiar, auditul electroenergetic, nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură, extrasele de carte funciară și releveele clădirilor, planul de încadrare în zonă și planul topografic al amplasamentului CEF, simularea de producție PVGIS și analiza cost-beneficiu.

Concluziile analizei situației actuale, care justifică promovarea investiției, sunt următoarele:

- U.A.T. Comuna Păușești-Măglași are un consum anual de energie electrică de **238.375 kWh** (iulie 2025 – iunie 2026), repartizat pe **47 de locuri de consum**, dominat de iluminatul public (≈ 90%), și achiziționează integral această energie din rețea, la un cost de ordinul a **346.000 lei/an cu TVA**;

- cele cinci clădiri publice vizate (1.284,6 m² suprafață încălzită) sunt încălzite în prezent cu **lemn de foc**, în sobe și, la Sediul Primăriei, într-o centrală termică pe combustibil solid, cu randament scăzut (≈ 70%), consum de ≈ **255 mst/an**, cost de ≈ 102.000 lei/an, emisii importante de particule fine în centrul localității și un confort termic redus și neuniform;
- bugetul local este expus volatilității prețului energiei electrice, accentuată după eliminarea plafonării prețurilor la consumatorii finali (iulie 2025);
- comuna dispune de un teren extravilan propriu, liber de construcții, cu expunere sudică, situat la marginea unui post de transformare al operatorului de distribuție, adecvat pentru o centrală fotovoltaică la sol.

Pe această bază au fost identificate și analizate **două scenarii tehnico-economice: Scenariul 1** – CEF de 290 kWp la sol, pe terenul de pe izlaz, cu instalație de stocare de 290 kW / 580 kWh, racordată la postul de transformare aerian (PTA) existent al Distribuție Energie Oltenia de la marginea terenului, și pompe de căldură la cele cinci clădiri; **Scenariul 2** – panouri fotovoltaice montate pe acoperișurile fiecăreia dintre cele cinci clădiri, cu instalații de stocare distribuite și aceleași pompe de căldură. Analiza comparativă (cap. 4 și 5) arată că Scenariul 1 este singurul care permite acoperirea consumului de referință și este net superior din punct de vedere tehnic, economic și al riscurilor.

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

Proiectul se înscrie în cadrul strategic european și național privind tranziția energetică, decarbonizarea și creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final, precum și în politicile de eficiență energetică aplicabile sectorului public.

Cadrul european

- **Pactul Ecologic European (European Green Deal)** și **Legea europeană a climei** – Regulamentul (UE) 2021/1119 – care stabilesc obiectivul neutralității climatice a Uniunii până în 2050 și reducerea cu cel puțin 55% a emisiilor nete de gaze cu efect de seră până în 2030, față de 1990;
- **pachetul „Fit for 55"** și **planul REPowerEU** (2022), care accelerează implementarea energiei solare (Strategia UE pentru energia solară) și electrificarea încălzirii prin pompe de căldură;
- **Directiva (UE) 2018/2001**, modificată prin **Directiva (UE) 2023/2413 (RED III)**, privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, cu ținta obligatorie de minimum 42,5% energie regenerabilă în consumul final brut al UE în 2030 și cu prevederi privind autoconsumatorii de energie din surse regenerabile;
- **Directiva (UE) 2023/1791 privind eficiența energetică** (reformare), care impune sectorului public un rol exemplar: reducerea anuală a consumului final de energie al organismelor publice cu cel puțin 1,9%;

- **Directiva (UE) 2024/1275 privind performanța energetică a clădirilor** (reformare), care urmărește eliminarea treptată a combustibililor fosili din încălzire și instalarea de sisteme solare pe clădirile publice;
- **Directiva 2003/87/CE** (EU ETS), art. 10d, care instituie **Fondul pentru Modernizare**, alimentat din veniturile obținute din licitarea certificatelor de emisii, destinat modernizării sistemelor energetice ale statelor membre beneficiare, inclusiv României;
- **Regulamentul (UE) 2020/852 (Taxonomia UE)** și principiul „de a nu prejudicia în mod semnificativ" (DNSH), aplicabil investițiilor finanțate.

Cadrul național

- **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012**, cu modificările și completările ulterioare, inclusiv prevederile privind prosumatorii și compensarea cantitativă a energiei electrice livrate în rețea;
- **Legea nr. 220/2008** pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările ulterioare;
- **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică**, republicată, și **Legea nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor**, republicată;
- **Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021–2030 (PNIESC)** și actualizarea acestuia (2024), care prevăd creșterea ponderii surselor regenerabile în consumul final brut de energie la circa 38% în 2030 și o dezvoltare accelerată a capacităților fotovoltaice și de stocare;
- **Strategia Energetică a României 2025–2035, cu perspectiva anului 2050**, care consideră energia solară și stocarea pilonii noilor capacități de producție;
- **Strategia națională de renovare pe termen lung** a fondului de clădiri, care prevede electrificarea încălzirii clădirilor publice;
- **OUG nr. 60/2022** privind cadrul instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru Modernizare;
- **OUG nr. 57/2019 privind Codul administrativ**, care stabilește competențele autorităților publice locale în gestionarea patrimoniului și a serviciilor publice locale.

Structuri instituționale și financiare

Tabel 2.1 Structurile instituționale relevante pentru proiect

Instituție	Rol în raport cu proiectul
Ministerul Energiei	Autoritate responsabilă pentru implementarea Fondului pentru Modernizare (OUG nr. 60/2022); lansează apelul, evaluează, contractează și monitorizează proiectele
Comisia Europeană / Banca Europeană de Investiții	Confirmarea investițiilor finanțate din Fondul pentru Modernizare (art. 10d din Directiva 2003/87/CE)
ANRE	Reglementarea regimului prosumatorilor, a racordării la rețea și a compensării cantitative; autorizarea electricienilor și a proiectanților

Instituție	Rol în raport cu proiectul
Distribuție Energie Oltenia (DEO)	Operatorul de distribuție concesionar în județul Vâlcea; emite avizul tehnic de racordare (ATR) și certificatul de racordare, montează contorul bidirecțional
Agenția pentru Protecția Mediului Vâlcea	Emite actul de reglementare de mediu în procedura de autorizare a lucrărilor
Consiliul Local Păușești-Măglași	Aprobă SF, indicatorii tehnico-economici și cofinanțarea prin hotărâre (HCL)
Furnizorul de energie electrică	Facturează consumul și aplică regularizarea/compensarea cantitativă pe locurile de consum ale U.A.T.

Sursa de finanțare a investiției este Fondul pentru Modernizare, prin ajutor public nerambursabil de până la 100% din cheltuielile eligibile, în limita a **1.100.000 €/MW instalat** fără TVA pentru proiectele care includ pompe de căldură și a maximum 10 milioane € pe beneficiar. Diferența (TVA nerecuperabil și eventuala depășire a plafonului) se asigură din bugetul local al U.A.T. Comuna Păușești-Măglași.

2.2.1 O scurtă trecere în revistă a producției și pieței de energie electrică

Sistemul electroenergetic național (SEN) are o structură de producție diversificată, cu o pondere ridicată a surselor cu emisii reduse de carbon: centralele hidroelectrice, centrala nuclearo-electrică de la Cernavodă și, într-o măsură în creștere rapidă, centralele eoliene și fotovoltaice. Centralele pe cărbune și gaze naturale continuă să asigure o parte importantă din producție și din serviciile de echilibrare, însă ponderea cărbunelui se reduce constant, în conformitate cu angajamentele de decarbonizare asumate prin PNIESC și prin Planul Național de Redresare și Reziliență.

În ultimii ani, capacitatea fotovoltaică instalată în România a crescut accelerat, atât prin parcuri de mari dimensiuni, cât și prin prosumatori: numărul prosumatorilor a depășit câteva sute de mii, iar puterea instalată la aceștia a depășit 2.000 MW. Această evoluție a modificat profilul zilnic al prețului – prețuri foarte scăzute sau chiar negative la orele de amiază în zilele însorite și prețuri ridicate seara, la vârful de consum – și a evidențiat **necesitatea stocării**, motiv pentru care programele de finanțare actuale condiționează sprijinul pentru centralele fotovoltaice de integrarea unor capacități de stocare.

Piața de energie electrică din România este complet liberalizată pentru consumatorii noncasnici. Perioada 2021–2023 a fost marcată de o volatilitate fără precedent a prețurilor, care au atins, pe piața pentru ziua următoare, maxime de peste 1.000 lei/MWh. Măsurile de plafonare și compensare a prețurilor aplicate consumatorilor finali (OUG nr. 27/2022 și actele ulterioare) au încetat la 1 iulie 2025, astfel încât entitățile publice suportă integral prețul pieței, la care se adaugă tarifele reglementate de transport, distribuție și servicii de sistem, contribuția pentru cogenerare, certificatele verzi, acciza și TVA. Pentru beneficiar, prețul mediu all-in luat în calcul în prezentul studiu este de **1,20 lei/kWh fără TVA**.

În acest context, producția proprie de energie din surse regenerabile reprezintă pentru autoritățile locale cea mai eficientă cale de **stabilizare pe termen lung a cheltuielilor cu energia**: costul energiei produse de o centrală fotovoltaică este determinat aproape integral de investiția inițială și rămâne stabil pe toată durata de viață a instalației (25–30 de ani), independent de evoluția pieței.

2.2.2 Energia regenerabilă – nevoia de investiții și politicile publice de încurajare

Atingerea țintelor naționale pentru 2030 presupune instalarea a câteva mii de MW de capacități noi fotovoltaice și eoliene și a unor capacități de stocare de ordinul GW. Pentru sectorul public, politicile de încurajare urmăresc în special: (i) **autoconsumul** – producerea energiei în apropierea locului de consum, cu reducerea pierderilor în rețea și a cheltuielilor bugetare; (ii) **stocarea integrată** – care permite utilizarea energiei solare în orele fără producție, reduce injecțiile în rețea la amiază și sprijină stabilitatea rețelei locale; (iii) **electrificarea încălzirii** – înlocuirea combustibililor fosili și a biomasei arse ineficient cu pompe de căldură, alimentate în mare parte din energie regenerabilă proprie.

Fondul pentru Modernizare este principalul instrument financiar care susține aceste obiective în România. Apelul dedicat entităților publice finanțează în mod integrat **capacitatea fotovoltaică, stocarea și, opțional, pompele de căldură**, cu condiția ca întreaga energie produsă să fie destinată autoconsumului beneficiarului (100%). Proiectul de față valorifică pe deplin această abordare integrată: centrala fotovoltaică acoperă practic integral consumul U.A.T., stocarea mută energia de la amiază spre seară – când funcționează iluminatul public, principalul consumator – iar pompele de căldură transformă energia regenerabilă în căldură pentru cinci clădiri publice.

2.2.3 Potențialul amplasamentului

România se situează într-o zonă cu potențial solar bun, cu o iradiere globală orizontală anuală cuprinsă între circa 1.250 kWh/m² în nordul țării și peste 1.450 kWh/m² în sud și pe litoral. Județul Vâlcea, aflat în partea de sud a Carpaților Meridionali, beneficiază, în zona subcarpatică și colinară în care se află comuna Păușești-Măglași, de o iradiere globală orizontală anuală de aproximativ 1.300–1.350 kWh/m² și de un potențial fotovoltaic specific de circa 1.100–1.200 kWh/kWp pe an.

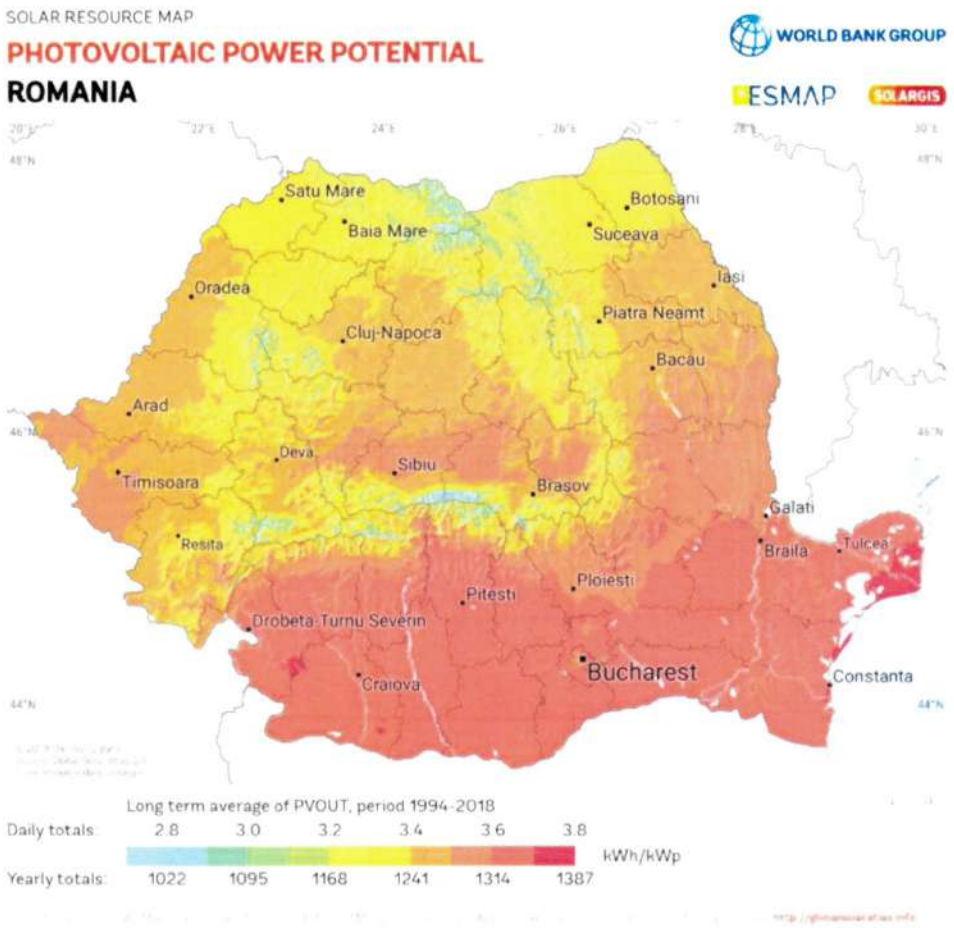


Figura 2.1 *Potențialul fotovoltaic anual pentru panouri fotovoltaice cu înclinare optimă – România*

Sursa: Global Solar Atlas (globalsolaratlas.info), © The World Bank / Solargis.

Pentru amplasamentul concret al CEF (45,137° N; 24,248° E), producția a fost simulată cu instrumentul **PVGIS-5** al Centrului Comun de Cercetare (JRC) al Comisiei Europene, pe baza de date de radiație **PVGIS-SARAH3**, cu orizontul calculat automat din modelul digital al terenului. Pentru o înclinare de 15° și orientare sudică (azimut 0°), iradierea anuală în planul modulelor este de **1.531,11 kWh/m²**, iar producția specifică rezultată este de **1.111 kWh/kWp** pe an, după includerea pierderilor de sistem de 20% (valoare prudentă, care acoperă pierderile în cabluri, invertoare, murdărire, neconcordanță, indisponibilitate și degradarea inițială).

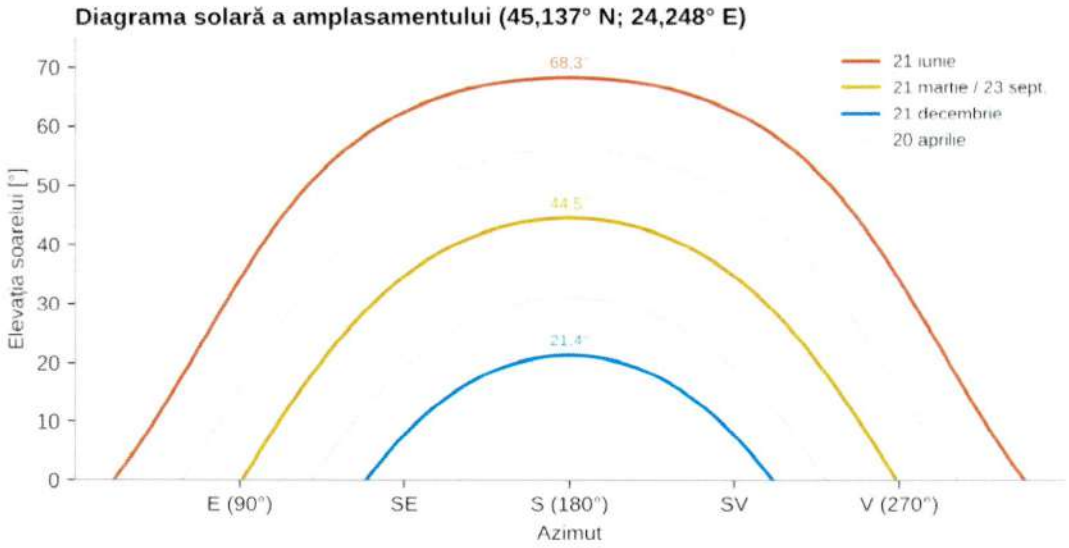


Figura 2.2 *Diagrama solară a amplasamentului – traiectoria soarelui la solstiții și echinocții*
Sursa: calcul propriu pe baza coordonatelor geografice ale amplasamentului.

Diagrama solară arată că, la solstițiul de iarnă, soarele atinge la amiază o elevație de 21,4°, iar la solstițiul de vară de 68,3°. Elevația minimă de iarnă determină distanța dintre rândurile de module necesară pentru evitarea umbririi reciproce (cap. 3.2.2). Orizontul amplasamentului, calculat de PVGIS, nu prezintă obstacole semnificative pe direcțiile sud-est – sud – sud-vest, în care se concentrează cea mai mare parte a radiației anuale.

Tabel 2.2 Principalele rezultate ale simulării PVGIS pentru CEF de 290 kWp

Parametru	Valoare
Coordonate amplasament	45,137° N; 24,248° E
Bază de date radiație	PVGIS-SARAH3
Tehnologie module	siliciu cristalin
Putere instalată	290 kWp
Înclinare / azimut	15° / 0° (sud)
Pierderi de sistem considerate	20%
Iradiere anuală în planul modulelor	1.531,11 kWh/m²
Producție anuală estimată (P_an)	322.193,05 kWh/an
Producție specifică	1.111 kWh/kWp·an
Variabilitate interanuală (abatere standard)	13.492,91 kWh (4,2%)
Efectul unghiului de incidență / spectral / temperaturii și iradierii scăzute	−3,16% / +1,12% / −7,38%
Pierderi totale	−27,44%

Sursa: raport PVGIS-5 generat la 13.10.2026, anexat la studiu.

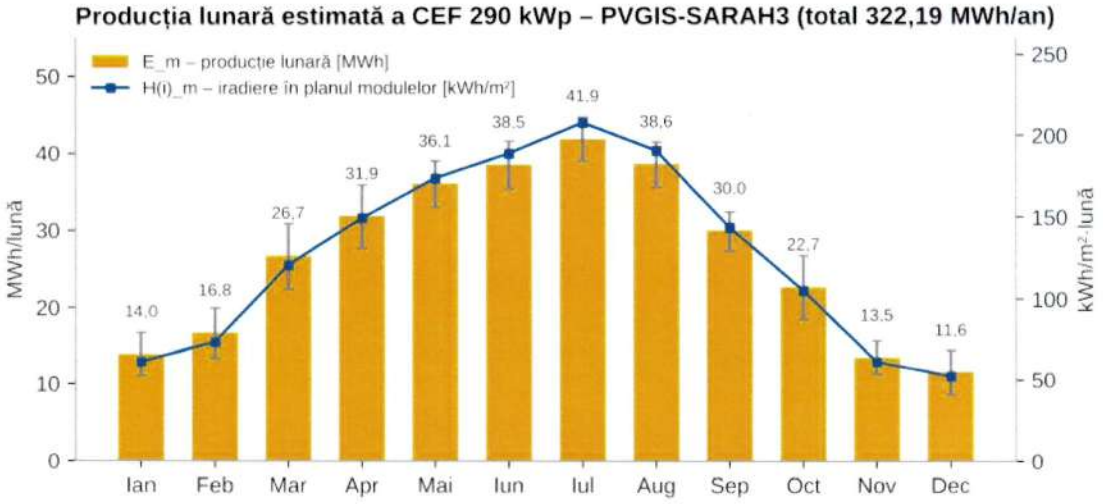


Figura 2.3 *Producția lunară estimată și iradierea în planul modulelor*
Sursa: PVGIS-5, baza de date PVGIS-SARAH3; barele de eroare reprezintă abaterea standard interanuală.

Producția lunară variază între 11,6 MWh în decembrie și 41,9 MWh în iulie; lunile aprilie–septembrie asigură aproximativ două treimi din producția anuală. Această distribuție sezonieră, opusă celei a consumului (maxim iarna, prin iluminatul public și pompele de căldură), este echilibrată în bilanțul anual prin mecanismul compensării cantitative a energiei livrate în rețea pe locurile de consum ale U.A.T., iar la scară zilnică prin instalația de stocare.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Situația existentă a fost analizată pe două componente: **consumul de energie electrică** al U.A.T. (cele 47 de locuri de consum) și **sistemul de încălzire** al celor cinci clădiri publice vizate de proiect.

A. Consumul de energie electrică

Consumul existent a fost determinat în auditul electroenergetic din **centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar**, care conține consumurile lunare facturate pe locuri de consum pentru perioada martie 2025 – august 2026. După eliminarea înregistrărilor duplicate (98 de rânduri corespunzătoare unui număr de 47 de POD-uri unice), beneficiarul a optat pentru intervalul de 12 luni consecutive complete **iulie 2025 – iunie 2026**, cu un consum total de **238.375 kWh**.

Tabel 2.3 Consumul lunar de energie electrică al U.A.T. – centralizator pus la dispoziție de beneficiar

Luna	Consum [kWh]	Cost fără TVA [lei]	Cost cu TVA [lei]
Iulie 2025	48.734	58.480,80	70.761,77
August 2025	13.378	16.053,60	19.424,86
Septembrie 2025	13.148	15.777,60	19.090,90
Octombrie 2025	14.512	17.414,40	21.071,42

Luna	Consum [kWh]	Cost fără TVA [lei]	Cost cu TVA [lei]
Noiembrie 2025	34.122	40.946,40	49.545,14
Decembrie 2025	31.073	37.287,60	45.118,00
Ianuarie 2026	21.594	25.912,80	31.354,49
Februarie 2026	13.800	16.560,00	20.037,60
Martie 2026	-11.989	-14.386,80	-17.408,03
Aprilie 2026	14.624	17.548,80	21.234,05
Mai 2026	23.110	27.732,00	33.555,72
Iunie 2026	22.269	26.722,80	32.334,59
TOTAL 12 luni	**238.375**	**286.050,00**	**346.120,50**

Sursa: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (47 POD unice), prelucrat în auditul electroenergetic. Preț mediu all-in 1,20 lei/kWh fără TVA. Valorile din iulie 2025 și martie 2026 includ regularizări ale furnizorului.

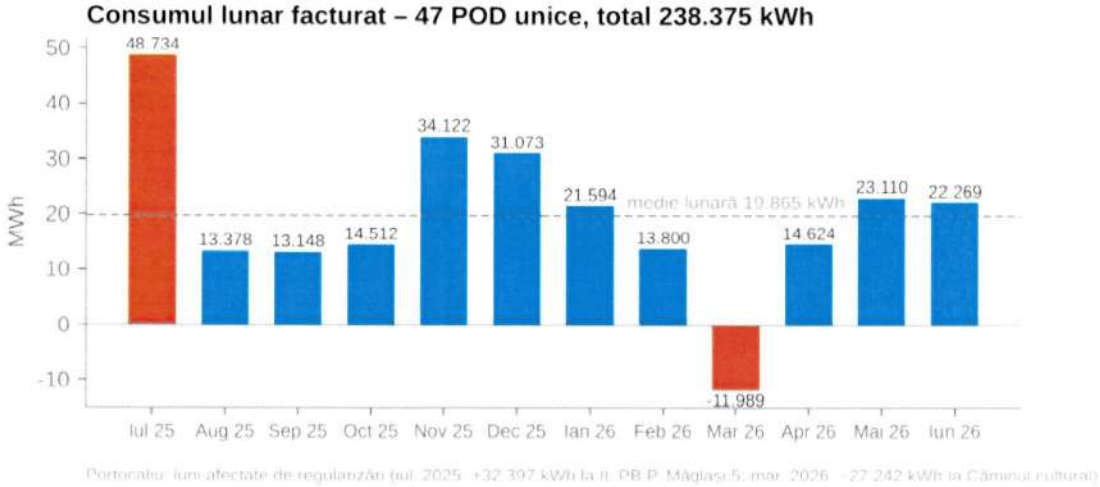


Figura 2.4 *Consumul lunar facturat în intervalul de referință (iulie 2025 – iunie 2026) Sursa: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (47 POD unice), prelucrat în auditul electroenergetic.*

Structura consumului pe categorii de consumatori arată o **dominanță netă a iluminatului public**, care reprezintă 89,9% din consumul total (214.351 kWh/an), urmat de clădirile publice (7,7%) și de alte consumuri – sistemul de supraveghere video, terenul de sport, ateliere (2,3%). Stațiile de pompare și de epurare nu au avut consum facturat în perioada analizată.

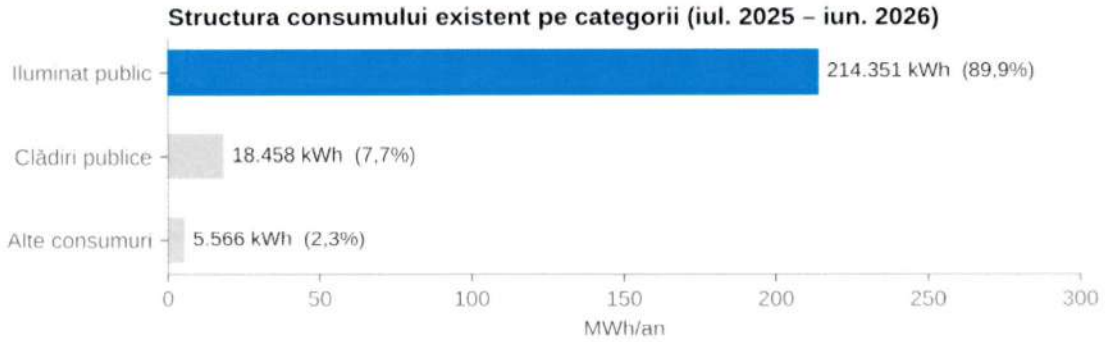


Figura 2.5 *Structura consumului existent de energie electrică pe categorii de consumatori Sursa: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (47 POD unice), prelucrat în auditul electroenergetic.*

Consecința directă pentru proiect este că **consumul este preponderent nocturn**: iluminatul public funcționează între apus și răsărit, adică exact în orele în care o centrală fotovoltaică nu produce. Fără stocare, producția solară ar putea acoperi instantaneu doar circa 20% din energia produsă; de aceea, instalația de stocare este o componentă esențială, nu opțională, a soluției.

B. Sistemul de încălzire al clădirilor publice

Cele cinci clădiri publice vizate au o suprafață încălzită totală de **1.284,6 m²** și un volum încălzit de **4.007,7 m³**. Toate sunt construcții din zidărie de cărămidă, neizolate termic, cu vechimi cuprinse între câteva decenii și peste 130 de ani (Sediul Primăriei – 1894; Școala veche – 1902). Încălzirea se realizează în prezent cu **lemn de foc**, în sobe individuale și, la Sediul Primăriei, într-o centrală termică pe combustibil solid amplasată în construcția anexă C2 (centrală construită în anul 2000).

Tabel 2.4 Clădirile publice în care se instalează pompe de căldură – situația existentă

Clădire	Identificare	Regim / an / material	Af încălzită [m²]	V încălzit [m³]	Program
Sediul Primăriei	CF 39156, C1	P+1 / 1894 / cărămidă	350,0	1.155,0	L–V 07–16
Școala veche	CF 39156, C9	P / 1902 / cărămidă	162,4	584,7	L–V 07–15
Dispensar	nr. cad. 37222	P+1 / cărămidă	337,0	977,4	L–V 07–16
Grădinița	CF 35085, C1	P+1 / cărămidă	300,2	885,6	L–V 07–15
Centrul de informare	CF 35677, C1	P / cărămidă	135,0	405,0	L–V 07–16
TOTAL			**1.284,6**	**4.007,7**	

Sursa: extrase de carte funciară, relevee, Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură.

Necesarul anual de energie termică utilă al celor cinci clădiri, determinat conform SR EN 12831-1 și Mc 001-2022, este de **303.716 kWh/an**. La un randament mediu sezonier al sobelor și centralei pe lemne de 70%, energia din combustibil este de ≈ 433.880 kWh/an, adică aproximativ **255 metri steri de lemn pe an** (puterea calorifică ≈ 1.700 kWh/mst). La prețul de 400 lei/mst cu TVA, costul anual al lemnului de foc este de ≈ 102.000 lei.

C. Deficiențe identificate

Tabel 2.5 Deficiențele situației existente și răspunsul proiectului

Deficiență	Efect	Răspunsul proiectului
Achiziția integrală a energiei electrice din rețea	cheltuieli bugetare de ≈ 346.000 lei/an, expuse volatilității prețurilor	CEF 290 kWp acoperă ≈ 99% din consumul anual de referință
Consum preponderent nocturn (iluminat public 90%)	producția solară nu poate fi utilizată direct	IS 290 kW / 580 kWh mută energia de la amiază spre seară
Încălzire cu lemn în sobe, randament ≈ 70%	consum ≈ 255 mst/an, cost ≈ 102.000 lei/an, manipulare și depozitare lemn	PDC aer-apă cu SCOP ≥ 3,5, acoperire 100%
Emisii locale de particule (PM2,5 ≈ 1,16 t/an), fum, risc de incendiu	calitatea aerului redusă în clădiri cu copii și pacienți	eliminarea arderii lemnului în cele 5 clădiri
Confort termic neuniform, fără reglaj	temperaturi variabile, supraîncălzire/subîncălzire	sistem hidronic cu reglaj automat, programe orare, robinete termostatice
Lipsa monitorizării consumurilor	gestiune energetică dificilă	EMS, SCADA, contorizare electrică și termică dedicată

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

Cererea de energie a beneficiarului are două componente: **cererea existentă de energie electrică**, documentată prin centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar, și **cererea viitoare** generată de pompele de căldură, documentată prin nota tehnică de dimensionare și prin auditul electroenergetic.

Cererea existentă (238.375 kWh/an) este relativ stabilă și inelastică, fiind determinată de servicii publice obligatorii – iluminatul public al celor șase sate, funcționarea instituțiilor publice, a sistemului de supraveghere video și a infrastructurii sportive. În orizontul de analiză nu se anticipează reduceri semnificative: eventuala modernizare a iluminatului public (LED) ar fi compensată de extinderea rețelei de iluminat și de electrificarea altor servicii (stații de pompare, încărcare vehicule electrice, digitalizare). Prin urmare, pentru dimensionare s-a considerat menținerea nivelului actual de consum.

Cererea suplimentară provine din pompele de căldură: necesarul anual de energie termică utilă de 303.716 kWh, asigurat cu un coeficient sezonier de performanță SCOP = 3,5 (pragul minim al ghidului, ipoteză acoperitoare), conduce la un consum electric suplimentar de **86.776 kWh/an**, rotunjit în auditul electroenergetic la **86.800 kWh/an**. Consumul este concentrat în sezonul rece (octombrie–aprilie), cu circa 57% în lunile decembrie–februarie.

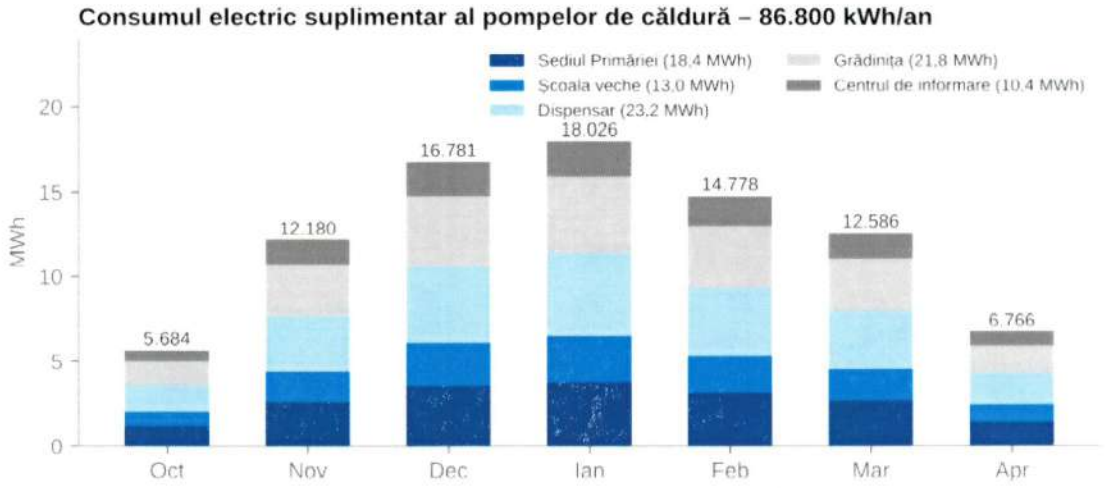


Figura 2.6 *Repartizarea lunară a consumului electric suplimentar al pompelor de căldură Sursa: Nota tehnică PDC și auditul electroenergetic – repartizare pe grade-zile.*

Tabel 2.6 Consumul anual de referință (AC.1)

Componentă	Valoare [kWh/an]	Document suport
Consum existent – 12 luni consecutive (iul. 2025 – iun. 2026)	238.375	centralizator de consum pus la dispoziție de beneficiar
Consum suplimentar – pompe de căldură	86.800	Nota tehnică PDC; audit electroenergetic
Consum anual de referință C_an	**325.175**	**audit electroenergetic**

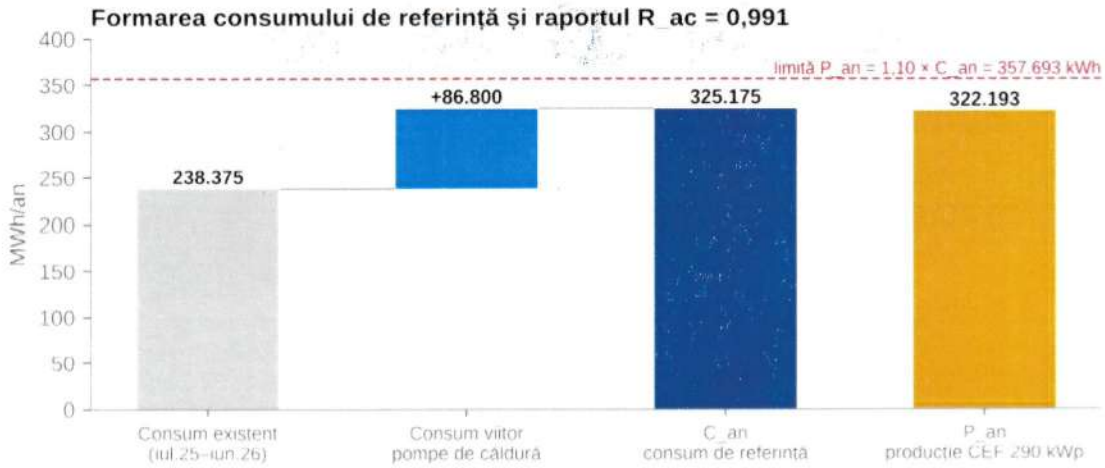


Figura 2.7 *Formarea consumului anual de referință și raportul de dimensionare R_ac*

Sursa: auditul electroenergetic.

Prognoza pe termen mediu și lung. Pe perioada de referință de 20 de ani, cererea de energie a beneficiarului se menține la nivelul consumului de referință, iar prețul energiei electrice este estimat să crească în medie cu 2%/an (ipoteză prudentă). Proiectul răspunde acestei cereri prin producție proprie, la un cost marginal practic nul, ceea ce asigură o protecție bugetară durabilă. Ghidul solicitantului (pct. 1.3.2, Notă) acceptă explicit supradimensionarea autoconsumului față de consumul probat prin facturi pentru proiectele care includ pompe de căldură, cu condiția probării prin audit electroenergetic și studiu de fezabilitate – condiție îndeplinită prin documentele anexate.

2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general al investiției este creșterea capacității de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare pentru autoconsumul U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, cu stocare integrată, și decarbonizarea încălzirii a cinci clădiri publice prin pompe de căldură, în vederea reducerii cheltuielilor publice cu energia și a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Obiectivele specifice sunt:

1. instalarea unei capacități noi de producere a energiei electrice din sursă solară de **0,290 MW** (I.1), cu o producție medie anuală de **322,193 MWh** (I.3) și de **6.443,86 MWh** pe perioada de referință de 20 de ani (I.4);
2. instalarea unei capacități noi de stocare de **0,580 MWh** (I.6), cu puterea de 290 kW, care să crească autoconsumul energiei solare de la ≈ 20% la ≈ 63% din producție;
3. instalarea a **250 kW** de pompe de căldură (I.7) care să acopere 100% din necesarul de căldură al celor cinci clădiri publice;
4. reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu **189,61 tCO_2/an** (I.2), conform metodologiei ghidului;
5. reducerea cheltuielilor anuale ale U.A.T. cu utilitățile energetice cu ≈ **380.000 lei** în primul an de operare (≈ 85%);
6. eliminarea arderii a ≈ 255 mst de lemn pe an și îmbunătățirea calității aerului interior și exterior în centrul localității.

Tabel 2.7 Indicatorii de proiect ai investiției

Cod	Indicator	Valoare țintă
I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei electrice din surse solare	0,290 MW
I.2	Reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră	189,61 tCO_2/an
I.3	Producția medie anuală de energie electrică din surse regenerabile	322,193 MWh/an
I.4	Producția totală pe perioada de referință (20 ani)	6.443,86 MWh
I.5	Factorul de capacitate	12,68%

Cod	Indicator	Valoare țintă
I.6	Capacitatea nou instalată de stocare	0,580 MWh
I.7	Capacitatea nou instalată pentru pompe de căldură	250 kW

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

Pentru realizarea obiectivului de investiții au fost identificate și analizate două scenarii tehnico-economice, care diferă prin amplasarea centralei fotovoltaice și a instalației de stocare. Componenta de pompe de căldură este identică în ambele scenarii, întrucât este determinată de necesarul termic al celor cinci clădiri și se amplasează obligatoriu la fiecare clădire deservită.

Tabel 3.1 Scenariile tehnico-economice analizate

Element	Scenariul 1 – recomandat	Scenariul 2 – alternativ
Amplasament CEF	teren extravilan propriu de 5.000 m² (izlaz, nr. cad. 37380), la sol	acoperișurile celor 5 clădiri publice
Putere CEF	290 kWp / 290 kW c.a.	≈ 60 kWp (limitată de suprafața utilă a acoperișurilor)
Structuri de susținere	mese fixe din oțel zincat, fundații prin batere, 15°, orientare sud	sisteme de prindere pe învelitori existente, orientări și înclinări impuse de acoperișuri
Instalație de stocare	centralizată, 290 kW / 580 kWh, LFP	5 instalații mici, ≈ 60 kW / 120 kWh total
Racordare	un singur racord nou 0,4 kV la PTA DEO existent, la marginea terenului	5 racorduri / modificări ale branșamentelor existente
Pompe de căldură	9 unități aer-apă, 250 kW, la cele 5 clădiri	identic
Lucrări specifice	fundații batere, LES scurt, platformă IS, împrejmuire	expertize tehnice, consolidări de șarpante, refacerea învelitorilor, linii de viață, schele

3.1 Particularități ale amplasamentului

3.1.1 Descrierea amplasamentului

Investiția se realizează pe **șase amplasamente** aflate în proprietatea publică a Comunei Păușești-Măglași: terenul extravilan de pe izlaz, pe care se montează centrala fotovoltaică și instalația de stocare, și cele cinci imobile pe care se află clădirile publice în care se montează pompele de căldură.

A. Amplasamentul centralei fotovoltaice și al instalației de stocare

Centrala fotovoltaică și instalația de stocare se amplasează pe un **teren separat, situat în extravilanul comunei**, cu suprafața de **5.000 m²**, reprezentând parte din imobilul cu numărul cadastral **37380**, în zona cunoscută sub denumirea de izlazul „Cioangher", în partea de nord a satului Păușești-Măglași, la circa 400 m nord de drumul național care străbate comuna pe valea Olăneștiului. Terenul are categoria de folosință pășune (izlaz), este liber de construcții și de vegetație forestieră și se află în proprietatea publică a comunei.

Figura 3.1 *Încadrarea în teritoriu a amplasamentului CEF și IS (imagine satelitară)*
Sursa: imagine satelitară cu marcarea amplasamentului, pusă la dispoziție de beneficiar.

Conform planului topografic, întocmit în sistemul de proiecție Stereografic 1970 și în sistemul de referință altimetric Marea Neagră 1975, parcela propusă are formă poligonală neregulată, delimitată de punctele 140–141–100–101–135–136–137–138–139, cu laturi de circa 70–90 m. Suprafața calculată din coordonatele punctelor de contur este de **4.999 m²**, corespunzătoare celor 5.000 m² din plan. Terenul are o pantă ușoară, descendentă spre sud și sud-est, cu cote cuprinse între ≈ **395 m** și ≈ **405 m**, favorabilă orientării sudice a rândurilor de module.

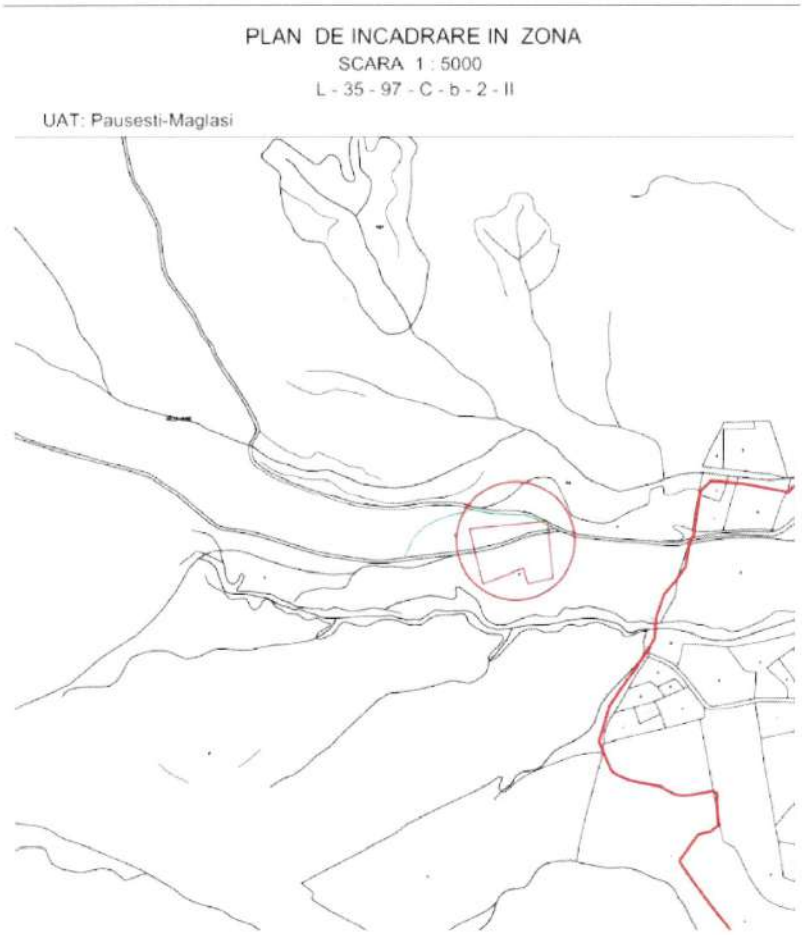


Figura 3.2 *Plan de încadrare în zonă, sc. 1:5000 – amplasamentul CEF și IS*
Sursa: PFA Rizea Ioana Marina – document pus la dispoziție de beneficiar.

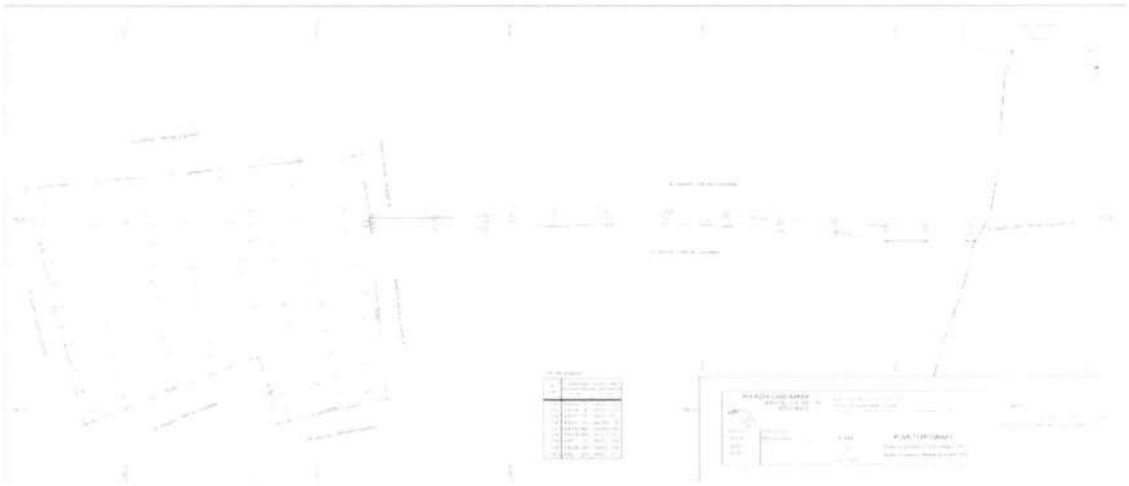


Figura 3.3 *Plan topografic, sc. 1:500 – parcela de 5.000 m² propusă pentru CEF și IS*
Sursa: PFA Rizea Ioana Marina – document pus la dispoziție de beneficiar.

Tabel 3.2 Coordonatele punctelor de contur ale parcelei CEF + IS (Stereo 70)

Punct	X [m]	Y [m]
140	406.208,439	440.224,109

Punct	X [m]	Y [m]
141	406.217,204	440.311,077
100	406.199,197	440.313,122
101	406.198,140	440.313,224
135	406.153,537	440.317,621
136	406.147,169	440.289,236
137	406.164,580	440.284,094
138	406.146,868	440.239,161
139	406.177,120	440.231,394

Sursa: plan topografic sc. 1:500. Suprafața calculată din coordonate: 4.999 m² (5.000 m² conform planului).

Necesarul de teren pentru o centrală de 290 kWp, la un grad de ocupare de 0,40–0,45 specific structurilor fixe cu înclinare de 15°, este de circa 3.000–3.500 m², la care se adaugă platforma instalației de stocare, tabloul general, căile de acces interioare și distanțele de siguranță. Suprafața de 5.000 m² este așadar **suficientă**, permițând totodată o distanțare generoasă între rânduri (pas de 7,5 m), care elimină umbrirea reciprocă și facilitează mentenanța.

Întrucât terenul este situat în extravilan și are categoria de folosință pășune, beneficiarul va respecta condițiile prevăzute la **art. 92 alin. (2) lit. j) din Legea fondului funciar nr. 18/1991**, cu modificările și completările ulterioare, conform cerinței de la lit. o) a condițiilor de eligibilitate a proiectului din Ghidul solicitantului. Dreptul de proprietate publică al U.A.T. asupra imobilului se probează prin extras de carte funciară, valabil la data depunerii, și este valabil pe o durată de peste 5 ani de la data plății finale.

B. Amplasamentele pompelor de căldură

Pompele de căldură se amplasează la fiecare dintre cele cinci clădiri deservite, în exteriorul acestora, pe postamente de beton, în imediata apropiere a spațiilor tehnice în care se montează vasele tampon și echipamentele hidraulice. Datele de identificare ale imobilelor sunt sintetizate în tabelul următor.

Tabel 3.3 Imobilele pe care se amplasează pompele de căldură

Clădire	Carte funciară / nr. cadastral	Adresă	Teren [m²]	Sc clădire [m²]
Sediul Primăriei (C1)	CF 39156, nr. cad. 39156-C1	sat Păușești-Măglași, str. Principală nr. 24	2.524 (intravilan)	231
Școala veche (C9)	CF 39156, nr. cad. 39156-C9	idem (același imobil)	idem	211
Dispensar	nr. cad. 37222	sat Păușești-Măglași, Punct Centru	1.077	217,46

Clădire	Carte funciară / nr. cadastral	Adresă	Teren [m²]	Sc clădire [m²]
Grădinița (C1)	CF 35085, nr. cad. 35085-C1	sat Păușești-Măglași, str. Principală nr. 12	–	≈ 177
Centrul de informare (C1)	CF 35677, nr. cad. 35677-C1	sat Valea Cheii, str. Principală nr. 62	1.000 (măsurat)	167

Sursa: extrase de carte funciară, relevee.

Sediul Primăriei și Școala veche se află pe același imobil (CF 39156, teren intravilan de 2.524 m²), alături de construcțiile anexe C2 – centrala termică (cărămidă, anul 2000, 15 m²), C3 – anexă din lemn, C4 – moară, C5 – magazie, C6 – garaj, C7 – remiza PSI și C8 – anexă. Sediul Primăriei (C1) este o clădire P+1 din cărămidă, construită în anul 1894, cu 17 camere; Școala veche (C9) este o clădire parter din cărămidă, construită în anul 1902, cu 3 săli. Unitățile exterioare ale pompelor de căldură se amplasează în curtea interioară, iar pentru Sediul Primăriei echipamentele hidraulice se montează în construcția C2 – centrala termică existentă, care își păstrează funcțiunea.

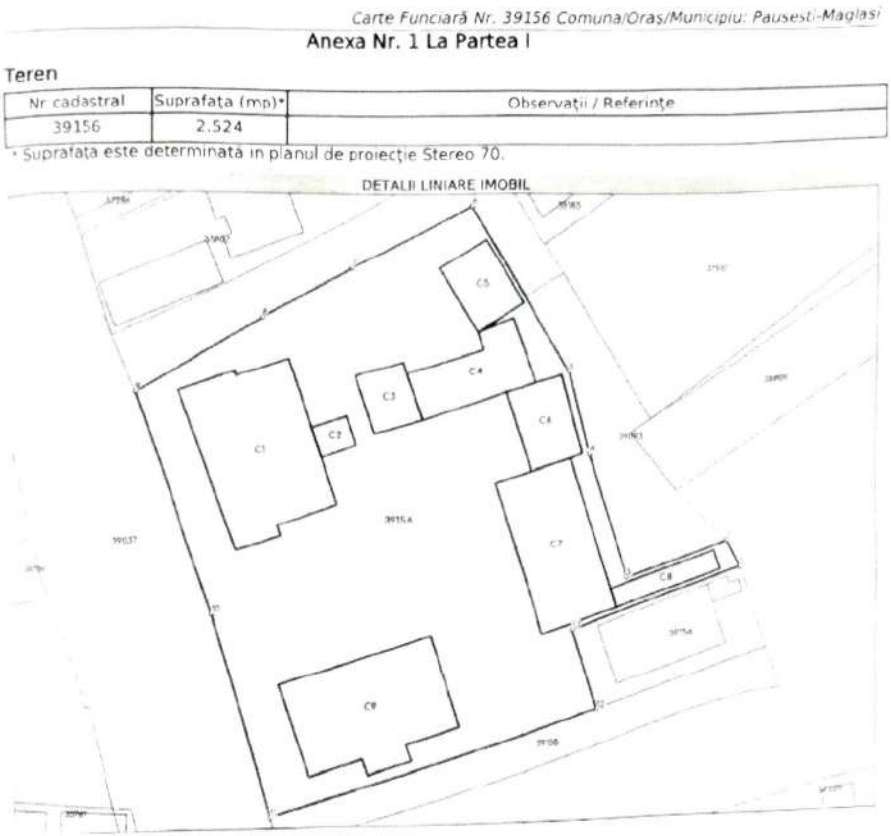


Figura 3.4 *Planul imobilului CF 39156 – Sediul Primăriei (C1), Școala veche (C9) și anexele*

Sursa: extras de carte funciară nr. 39156 (04.02.2026) – document pus la dispoziție de beneficiar.

Dispensarul (nr. cadastral 37222, teren de 1.077 m²) este o clădire P+1, cu cabinete medicale, săli de așteptare, arhivă și grupuri sanitare la ambele niveluri; suprafața încălzită este de 337,02 m². La etaj, o suprafață utilă de 33,04 m² este concesionată unui cabinet medical (9,8% din suprafața încălzită), aspect tratat la capitolul privind activitățile economice.

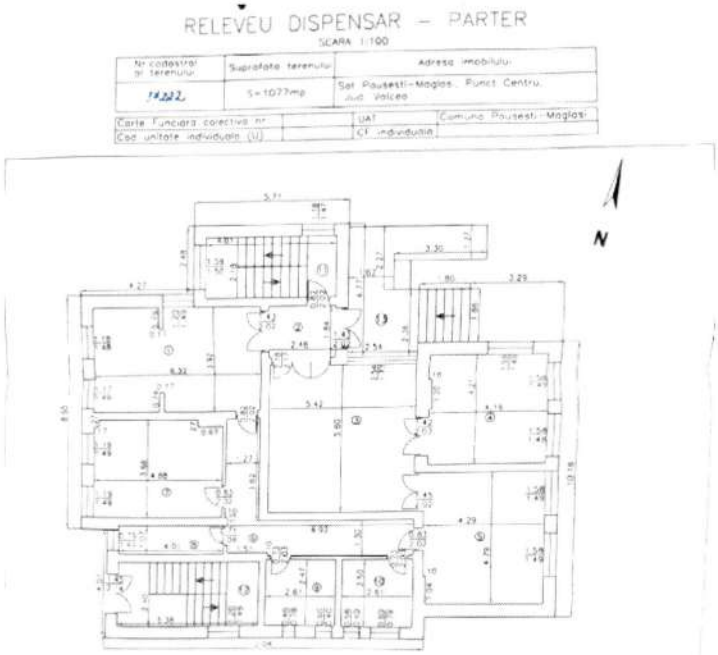


Figura 3.5 *Releveu Dispensar – parter*
Sursa: releveu din 24.07.2017, recepționat OCPI Vâlcea – document pus la dispoziție de beneficiar.

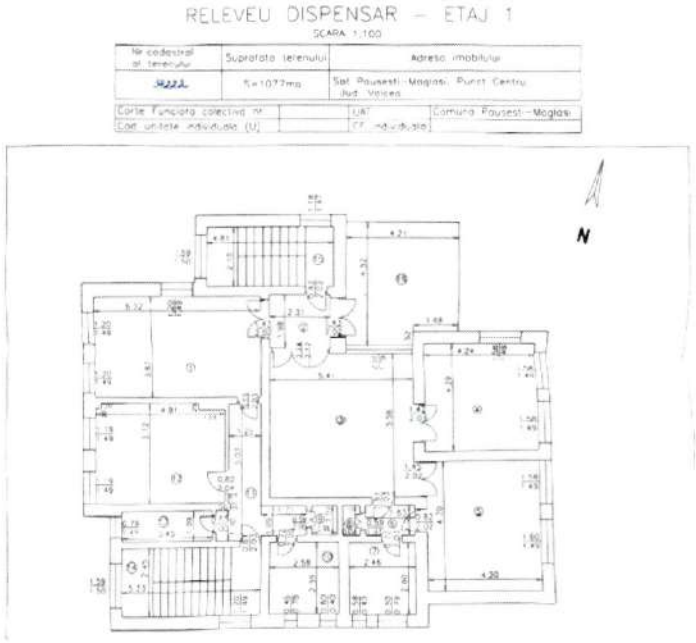


Figura 3.6 *Releveu Dispensar – etaj*
Sursa: releveu din 24.07.2017 – document pus la dispoziție de beneficiar.

Grădinița (CF 35085) este o clădire P+1, cu două săli de grupă la fiecare nivel (66,2 m² și 49,1 m²), holuri, grupuri sanitare și spații de depozitare; suprafața încălzită este de 300,2 m², iar înălțimile libere sunt de 3,00 m la parter și 2,90 m la etaj.

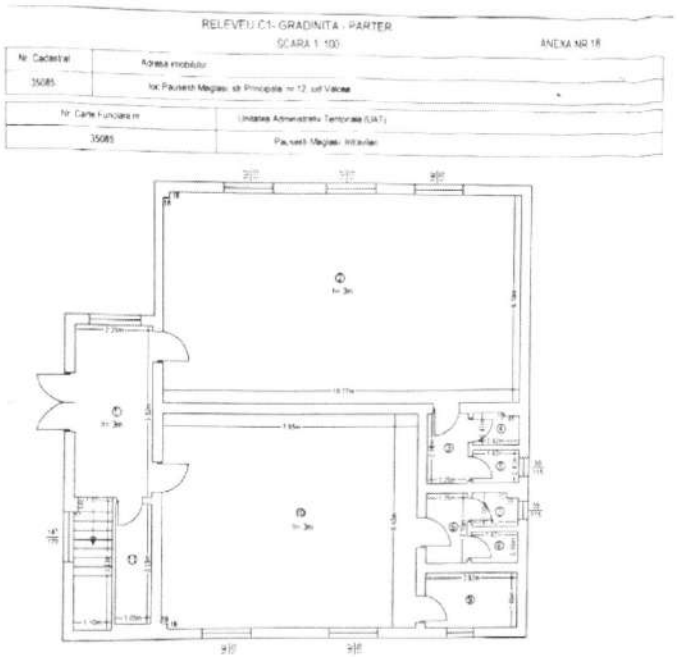


Figura 3.7 *Releveu Grădiniță – parter*
Sursa: releveu din 18.09.2025 – document pus la dispoziție de beneficiar.

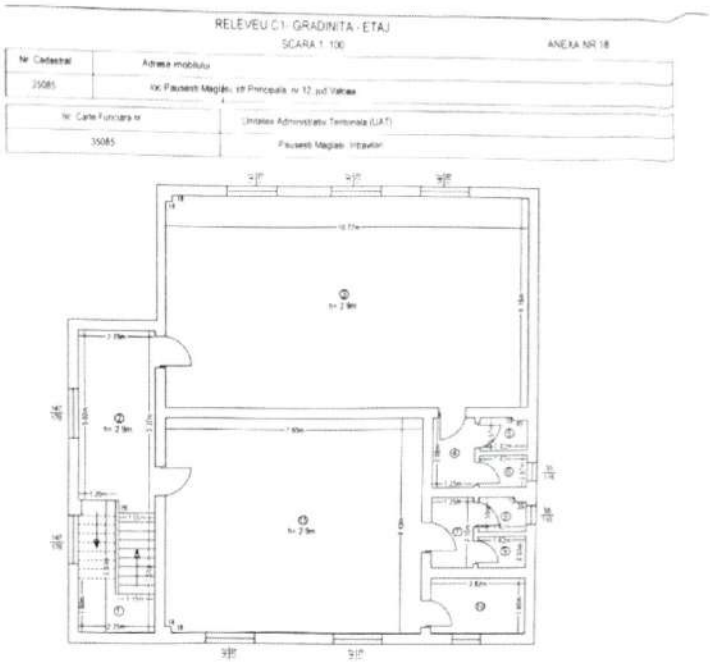


Figura 3.8 *Releveu Grădiniță – etaj*
Sursa: releveu din 18.09.2025 – document pus la dispoziție de beneficiar.

Școala veche are o suprafață construită de 210,63 m² și o suprafață încălzită de 162,41 m² (două săli de clasă de 64,34 m² și 38,28 m², camere anexe și holuri), cu o înălțime liberă de circa 3,60 m, specifică clădirilor școlare de la începutul secolului XX.

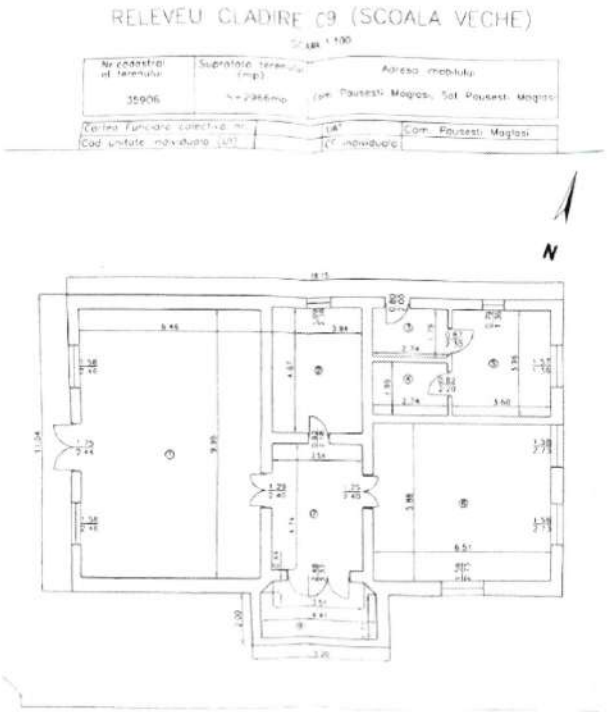


Figura 3.9 *Releveu Școala veche (C9)*
Sursa: releveu din 05.09.2017 – document pus la dispoziție de beneficiar.

Centrul de informare (CF 35677, sat Valea Cheii) este o clădire parter, cu destinația „construcții administrative și social-culturale", cu suprafața construită de 167 m² (măsurată), pe un teren de 1.000 m² măsurați; clădirea are formă alungită (cca. 7,2 × 23,2 m), iar suprafața încălzită estimată este de 135 m².

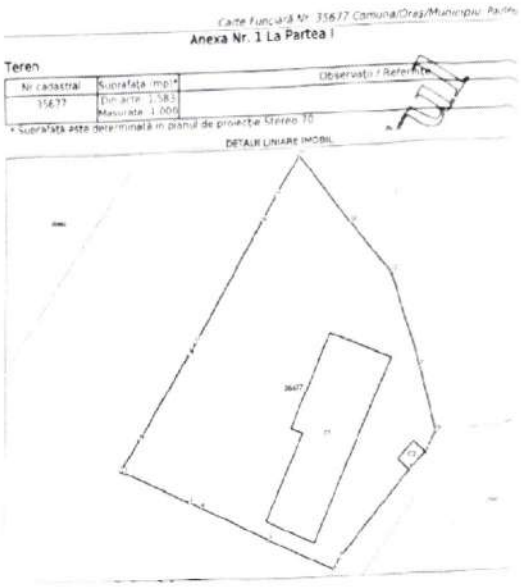


Figura 3.10 *Planul imobilului CF 35677 – Centrul de informare (C1)*
Sursa: carte funciară nr. 35677 – document pus la dispoziție de beneficiar.

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

Amplasamentul CEF și IS se învecinează cu terenuri de pășune și fânețe ale izlazului comunal (la nord, est și vest) și cu terenuri agricole și gospodării ale satului Păușești-Măglași spre sud, la distanțe de ordinul sutelor de metri. Pe latura de sud-est, la marginea terenului, se află **postul de transformare aerian (PTA) al Distribuție Energie Oltenia**, la care se va realiza racordarea centralei. Spre nord și nord-est terenul este mărginit de pâlcuri de vegetație forestieră, situate la distanțe care nu produc umbriri semnificative asupra zonei de amplasare a modulelor.

Accesul la amplasament se realizează pe **drumul de exploatare existent** care pornește din drumul național ce traversează comuna (DN 64A, conform planului topografic) și urcă spre izlaz, pe culoarul evidențiat în planul topografic (nr. cadastral 36683). Drumul permite accesul vehiculelor de transport pentru livrarea modulelor, a structurilor și a cabinetelor de stocare (vehicule de până la 12 t), fiind necesare doar lucrări locale de întreținere (pietruire). În incintă se prevede o cale de acces interioară din balast compactat, de 3,5 m lățime, până la platforma instalației de stocare și a tabloului general.

Clădirile publice dotate cu pompe de căldură se află în zona centrală a localităților Păușești-Măglași și Valea Cheii, cu acces direct din drumurile publice (str. Principală). Lucrările se execută în incintele existente, fără afectarea circulației publice, iar unitățile exterioare se amplasează astfel încât să respecte distanțele față de limitele de proprietate și de ferestrele încăperilor sensibile la zgomot.

3.1.3 *Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite*

Modulele fotovoltaice vor fi orientate spre **sud (azimut 0°)**, cu o înclinare fixă de **15°**, în rânduri paralele orientate est-vest. Înclinarea de 15° reprezintă un compromis optim între producția anuală (diferența față de înclinarea optimă de ≈ 35° este de doar câteva procente), încărcările din vânt asupra structurii, gradul de ocupare a terenului și autocurățarea modulelor la ploaie. Înălțimea redusă a meselor (sub 2 m) asigură o integrare discretă în peisaj.

Schiță de amplasare a CEF și a instalației de stocare (sc. orientativă)

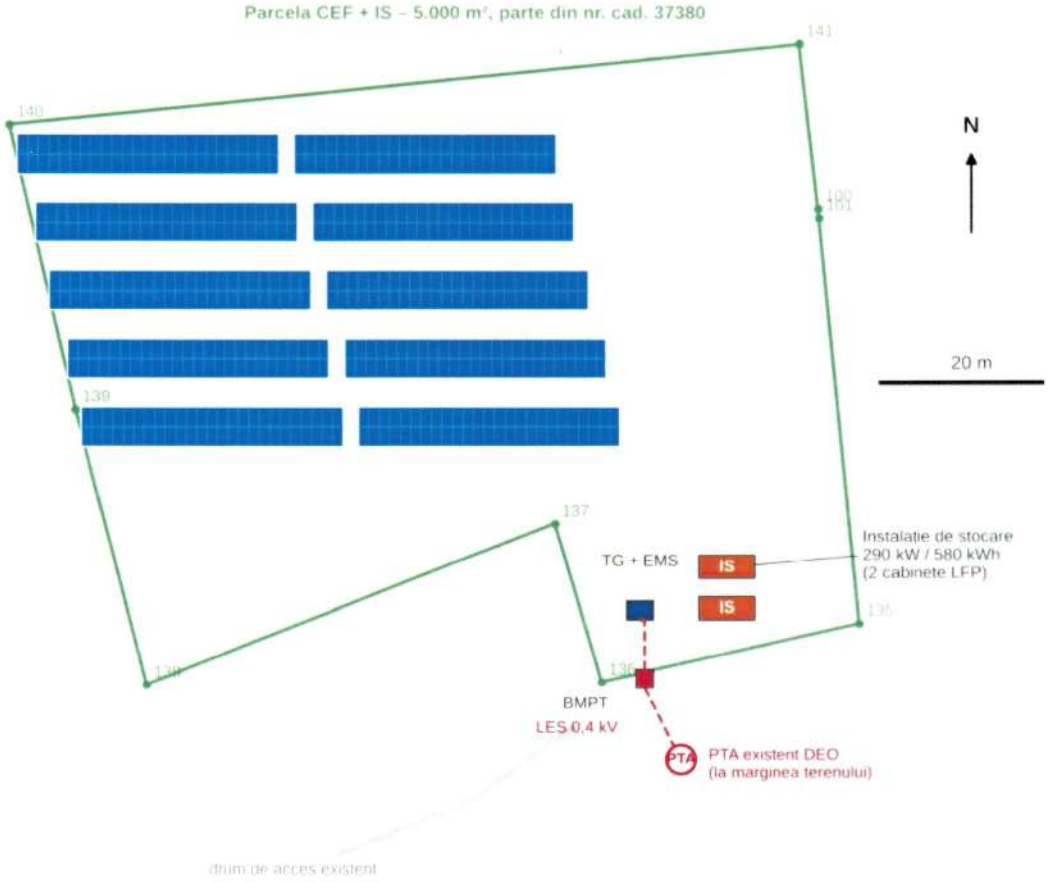


Figura 3.11 *Schiță de amplasare a CEF și a instalației de stocare pe parcela de 5.000 m²*
Sursa: elaborator – schiță orientativă pe baza coordonatelor din planul topografic; amplasarea finală se stabilește prin proiectul tehnic.

Instalația de stocare, tabloul general, echipamentele de comandă (EMS) și blocul de măsură se amplasează în partea de sud-est a parcelei, în apropierea PTA-ului existent, pentru a minimiza lungimea cablurilor de 0,4 kV și pierderile asociate și pentru a permite accesul facil al echipelor de intervenție. Cabinetele de stocare vor fi amplasate la distanțe de siguranță față de mesele de module și față de împrejmuire, conform cerințelor producătorului și normelor de securitate la incendiu.

În vecinătatea amplasamentului nu există puncte de interes naturale sau construite (monumente, obiective turistice, căi de comunicație importante) care să fie afectate vizual sau funcțional de centrala fotovoltaică. Pompele de căldură se amplasează, la fiecare clădire, pe fațadele fără ferestre ale sălilor de clasă sau cabinetelor, în zone ferite de circulația publică.

3.1.4 Surse de poluare existente în zonă

În zona amplasamentului CEF nu există surse de poluare industriale. Activitățile din zonă sunt de tip agricol-pastoral (pășunat), iar circulația auto este redusă. Sursa principală de poluare a aerului în localitate este, în sezonul rece, **arderea lemnului de foc** în gospodării și în clădirile publice – sursă pe care proiectul o reduce prin eliminarea încălzirii pe lemne în cele cinci clădiri publice. Nu au fost identificate surse de praf sau de emisii care să afecteze semnificativ performanța modulelor fotovoltaice; curățarea periodică a acestora este inclusă în programul de mentenanță.

3.1.5 Date climatice și particularități de relief

Relief

Comuna Păușești-Măglași este situată în **Subcarpații Getici**, în subunitatea Subcarpaților Vâlcii, pe cursul mijlociu al râului Olănești, la altitudini cuprinse între circa 300 m în lunca râului și peste 600 m pe dealurile care mărginesc valea. Relieful este colinar, fragmentat de văile afluenților Olăneștiului, cu versanți cu pante moderate, terase fluviale și interfluvii rotunjite, acoperite de pajiști, livezi și păduri de foioase. Amplasamentul CEF se află pe un interfluviu cu pantă redusă, la cota ≈ 400 m, cu expunere sudică favorabilă.

Caracteristici geologice

Din punct de vedere geologic, zona aparține depresiunii pericarpatice getice, cu fundament cristalin acoperit de depozite sedimentare paleogene și neogene (marne, argile, gresii, nisipuri și pietrișuri de vârstă miocen-pliocenă), peste care se dispun depozite cuaternare – aluviuni în lunca și terasele Olăneștiului, deluvii și eluvii pe versanți. Stratul superficial la amplasamentul CEF este alcătuit, cel mai probabil, din prafuri argiloase și argile prăfoase, cu consistență plastic vârtoasă, peste care se află un sol de pajiște. Natura terenului se va confirma prin studiul geotehnic întocmit în faza de proiect tehnic, inclusiv prin teste de smulgere a profilelor de fundare.

Clima

Clima este temperat-continentală, cu influențe submediteraneene specifice depresiunilor subcarpatice din sudul Carpaților, ferite de masele de aer rece din nord și est. Temperatura medie anuală este de circa **10,6 °C** (stația meteorologică Râmnicu Vâlcea), cu medii de −1 … 0 °C în ianuarie și 21–22 °C în iulie. Precipitațiile medii anuale sunt de circa 700–750 mm, cu maxime la sfârșitul primăverii și începutul verii. Stratul de zăpadă persistă în medie 40–60 de zile pe an. Vânturile dominante sunt de nord-vest și vest, cu viteze medii reduse (2–3 m/s), datorită adăpostului oferit de lanțul carpatic.

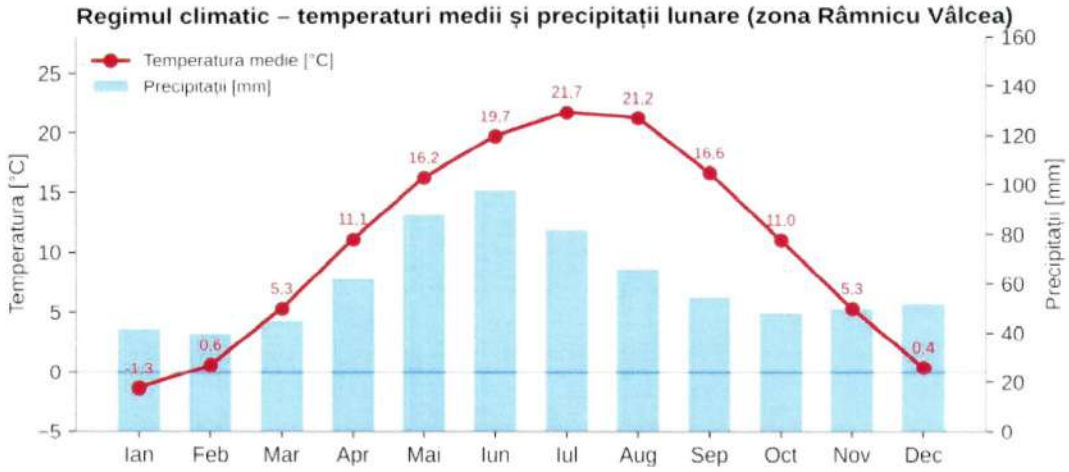


Figura 3.12 *Regimul climatic al zonei – temperaturi medii și precipitații lunare*
Sursa: valori normale orientative pentru stația meteorologică Râmnicu Vâlcea (Administrația Națională de Meteorologie).

Tabel 3.4 Parametrii climatici și de calcul ai amplasamentului

Parametru	Valoare	Normativ / sursă
Zona climatică (iarnă)	II; θe = −15 °C	SR 1907-1:2014
Număr anual de grade-zile (θi = 20 °C)	3.200 K·zile	SR 4839:2014
Durata sezonului de încălzire	≈ 197 zile	Nota tehnică PDC
Temperatura medie anuală	10,6 °C	stația Râmnicu Vâlcea
Valoarea caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol	s0,k = 2,0 kN/m²	CR 1-1-3/2012
Presiunea de referință a vântului (IMR 50 ani)	qb = 0,4 kPa	CR 1-1-4/2012
Adâncimea maximă de îngheț	0,80 m	STAS 6054-77
Iradierea anuală în planul modulelor (15°, sud)	1.531 kWh/m²	PVGIS-SARAH3

Rețeaua hidrografică

Principalul curs de apă este **râul Olănești**, afluent de dreapta al Oltului, care străbate comuna de la nord-vest spre sud-est și se varsă în Olt la Râmnicu Vâlcea. Rețeaua hidrografică locală este completată de pâraie cu regim torențial (Valea Cheii, Valea Pietrarilor ș.a.). Amplasamentul CEF se află pe un interfluviu, la peste 50 m diferență de nivel față de albia Olăneștiului, în afara zonelor inundabile; nu este traversat de cursuri de apă permanente sau temporare. Apa subterană se află la adâncimi mari, fără influență asupra fundațiilor de mică adâncime ale structurilor.

Flora

Vegetația naturală a zonei aparține etajului pădurilor de foioase – gorunete și făgete de deal, cu carpen, tei, frasin și cireș sălbatic – care alternează cu pajiști secundare, livezi și culturi

agricole. Pe amplasamentul CEF vegetația este de tip pajiște secundară (izlaz), cu specii ierboase comune (păiuș, iarba câmpului, trifoi, pir), fără specii protejate identificate. Proiectul nu presupune defrișări; sub mesele de module se păstrează acoperirea ierboasă, întreținută prin cosire periodică.

Fauna

Fauna este specifică zonelor colinare cu pajiști și păduri de foioase: mamifere mici (iepure, vulpe, rozătoare), păsări comune (ciocârlie, vrabie, coțofană, ciori, uliul șoricar), reptile și insecte. Amplasamentul nu se suprapune cu arii naturale protejate de interes național sau comunitar; Parcul Național Buila-Vânturarița și situl Natura 2000 aferent se află la nord de Băile Olănești, la distanță de amplasament. Împrejmuirea centralei va fi prevăzută la partea inferioară cu un spațiu liber de 10–15 cm, pentru a permite trecerea faunei mici.

3.1.6 Existența unor obstacole

1. **Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate** – pe terenul CEF nu au fost identificate rețele edilitare subterane sau aeriene care să necesite relocare; racordarea se face la PTA-ul existent de la marginea terenului. La clădirile publice, traseele noi (conducte preizolate, cabluri de alimentare a pompelor de căldură) se vor stabili în proiectul tehnic, cu identificarea prealabilă a rețelelor existente (apă, canalizare, telecomunicații).

2. **Posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție** – amplasamentul CEF nu se află în zona de protecție a unor monumente istorice. Clădirile Sediului Primăriei (1894) și Școlii vechi (1902) au valoare memorială locală; lucrările propuse (montarea unităților exterioare la sol și a echipamentelor în spațiile interioare) nu modifică structura, fațadele principale sau acoperișurile acestora. Mănăstirea Sărăcinești (sec. XVII), monument istoric din satul Valea Cheii, se află la distanță față de Centrul de informare și nu este afectată.

3. **Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională** – nu este cazul.

3.1.7 Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

Risc seismic

Conform Codului de proiectare seismică P100-1/2013, zona comunei Păușești-Măglași se caracterizează printr-o valoare de vârf a accelerației terenului pentru proiectare **ag = 0,20 g** (pentru evenimente seismice cu interval mediu de recurență IMR = 225 ani) și o perioadă de control (colț) a spectrului de răspuns **Tc = 0,7 s**. Gradul seismic echivalent, conform SR 11100-1:1993, este VII–VIII (scara MSK). Structurile metalice ușoare ale meselor fotovoltaice și cabinetele de stocare vor fi verificate la acțiunea seismică în proiectul tehnic; riscul seismic asupra acestor echipamente este redus, datorită masei mici și rigidității ridicate.

Risc geotehnic – de alunecări de teren

Conform Normativului NP 074/2022, lucrarea se încadrează, preliminar, în **categoria geotehnică 1 – risc geotehnic redus**: teren de fundare bun sau mediu, fără apă subterană în zona de fundare, construcții de importanță redusă (categoria de importanță „D", conform HG nr. 766/1997), fără vecinătăți afectate. Harta de zonare a riscului la alunecări de teren indică pentru zona colinară a comunei un potențial de producere a alunecărilor de la scăzut la mediu, manifestat în principal pe versanții cu pante mari și umiditate excesivă. Amplasamentul CEF are o pantă redusă (sub 10–12%) și nu prezintă indicii de instabilitate (crăpături, denivelări, vegetație înclinată, izvoare de coastă). Fundarea prin batere a profilelor metalice nu modifică regimul de drenaj al versantului. Studiul geotehnic din faza de proiect tehnic va confirma aceste aprecieri și va stabili adâncimea de batere.

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

3.2.1 Caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții

Obiectivul de investiții este un **sistem energetic integrat**, alcătuit din centrala electrică fotovoltaică, instalația de stocare, sistemul de management energetic și sistemele de pompe de căldură. Schema funcțională a ansamblului și fluxurile de energie sunt prezentate în figura următoare.

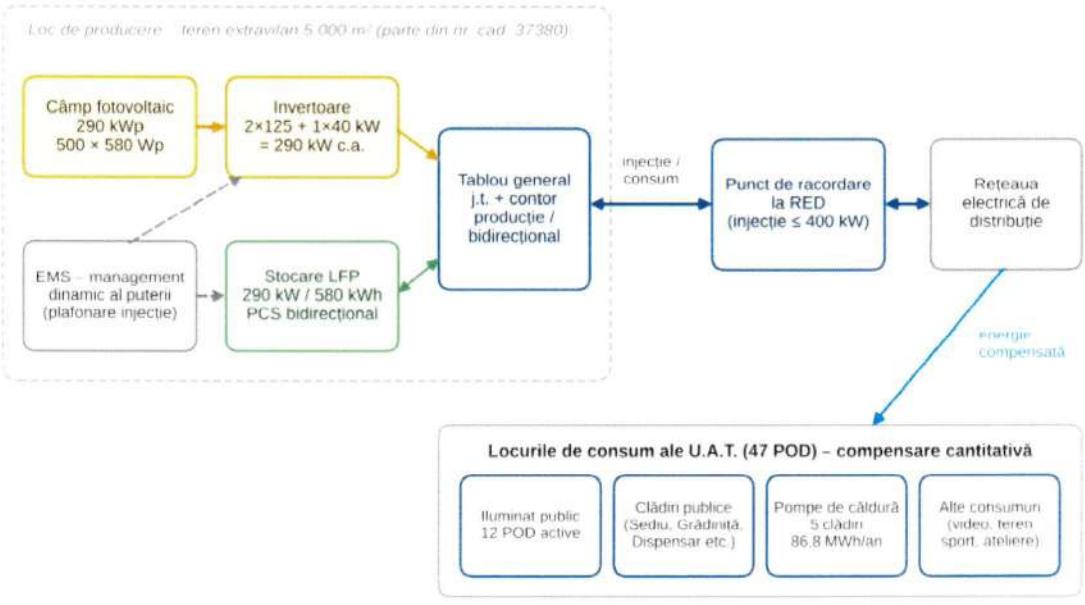


Figura 3.13 *Schema bloc a configurației integrate CEF + IS + PDC și a fluxurilor de energie*
Sursa: auditul electroenergetic.

A. Centrala electrică fotovoltaică (CEF)

Tabel 3.5 Parametrii tehnici principali ai centralei fotovoltaice

Parametru	Valoare
Puterea instalată în module (P_DC)	290 kWp (500 module × 580 Wp)
Puterea nominală a invertoarelor (P_AC)	290 kW (2 × 125 kW + 1 × 40 kW)
Puterea eligibilă I.1 = min(P_DC; P_AC)	0,290 MW
Raport DC/AC	1,00
Tipul modulelor	siliciu monocristalin, tip N (TOPCon) sau echivalent, 144 semicelule, bifacial/monofacial, sticlă securizată
Eficiența minimă a modulului	≥ 22,0%
Dimensiuni orientative modul	≈ 2.278 × 1.134 × 30 mm; ≈ 28 kg
Garanția de performanță	≥ 87,4% după 25 ani; degradare anuală ≤ 0,5%
Configurația meselor	10 mese tip 2P × 25 module (2 rânduri în portret), înclinare 15°, orientare sud
Pasul între rânduri	7,5 m (fără umbrire la 21 decembrie, ora 12)
Configurația stringurilor	Inv. 1 și 2: câte 12 stringuri × 18 module; Inv. 3: 4 stringuri × 17 module
Producție anuală estimată (P_an)	322.193 kWh/an (PVGIS-SARAH3)
Factor de capacitate (I.5)	12,68%

Modulele fotovoltaice vor fi de tip monocristalin de înaltă eficiență, certificate conform SR EN IEC 61215 (calificarea proiectului și omologarea tipului) și SR EN IEC 61730 (siguranța), cu clasă de protecție II, rezistență la încărcări mecanice de minimum 5.400 Pa (zăpadă) și 2.400 Pa (vânt) și rezistență la grindină testată conform IEC 61215. Se vor utiliza module noi, livrate cu fișă tehnică și certificate, iar puterea efectivă se va verifica prin rapoartele flash de fabricație.

Invertoarele vor fi de tip trifazat, fără transformator, conectate la rețea (grid-tie), cu randament maxim ≥ 98,5% și randament european ≥ 98%, cu urmărirea punctului de putere maximă (MPPT) multiplă, protecții integrate (supratensiune DC/AC tip II, monitorizarea izolației, protecție la funcționare în insulă), comunicație Modbus/RS485/Ethernet și certificare conform cerințelor tehnice ANRE privind racordarea generatoarelor (Regulamentul (UE) 2016/631 – RfG, norma tehnică ANRE pentru module generatoare de categoria A/B). Dimensionarea stringurilor (18, respectiv 17 module în serie) asigură încadrarea tensiunii de mers în gol la −20 °C sub tensiunea maximă admisă de invertoare (1.100 V c.c.) și a tensiunii de lucru la 70 °C în domeniul MPPT; configurația finală se verifică în proiectul tehnic, pe baza fișei tehnice a modulului achiziționat.

Structurile de susținere vor fi fixe, din oțel zincat la cald (sau aluminiu), dimensionate la încărcările din zăpadă, vânt și seism specifice amplasamentului (CR 1-1-3/2012, CR 1-1-

4/2012, P100-1/2013), fundate prin batere directă a profilelor în teren, fără betonare, ceea ce reduce impactul asupra solului și permite dezafectarea completă la finalul duratei de viață. Înălțimea marginii inferioare a modulelor va fi de minimum 0,6 m față de teren, pentru a evita acoperirea cu zăpadă și umbrirea de către vegetație.

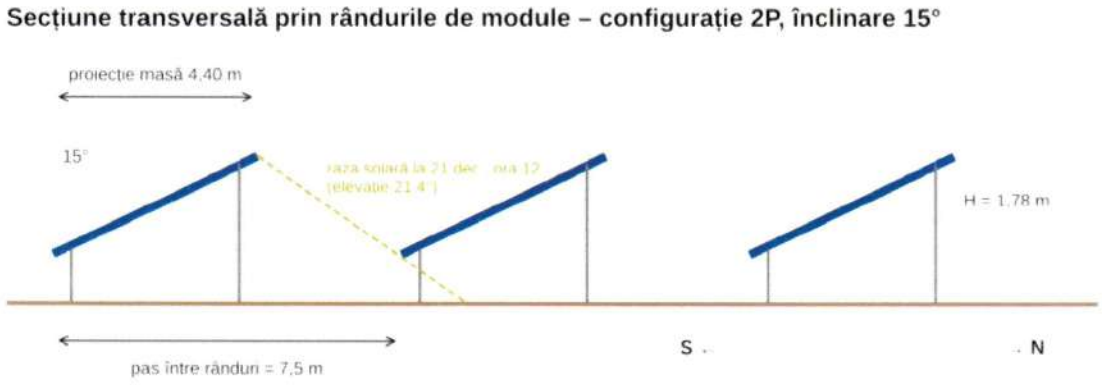


Figura 3.14 *Secțiune transversală prin rândurile de module – verificarea umbririi*
Sursa: elaborator.

Pasul de 7,5 m între rânduri s-a stabilit astfel încât, la solstițiul de iarnă, la ora 12 (elevația soarelui 21,4°), umbra proiectată de un rând (înălțime totală ≈ 1,78 m) să nu atingă rândul următor: lungimea umbrei este (1,78 − 0,60)/tg 21,4° ≈ 3,0 m, iar distanța liberă dintre rânduri este 7,5 − 4,40 = 3,1 m. Pierderile prin umbrire reciprocă rămân astfel sub 1% din producția anuală.

B. Instalația de stocare (IS)

Tabel 3.6 Parametrii tehnici principali ai instalației de stocare

Parametru	Valoare
Putere nominală de încărcare/descărcare (P_stoc)	290 kW
Capacitate nominală (E_stoc)	580 kWh
Tehnologie	litiu-fier-fosfat (LFP); exclus plumb, NiCd, NiMH
Configurație orientativă	2 cabinete de exterior „all-in-one" (≈ 145 kW / 290 kWh fiecare), cu PCS, BMS, climatizare și stingere integrate
Cuplare	pe partea de curent alternativ, la barele TG 0,4 kV (AC-coupled)
Randament dus-întors (RTE)	≥ 88% la nivel de sistem
Adâncime de descărcare utilă (DoD)	≥ 90%
Durată de viață	≥ 6.000 cicluri la 80% capacitate reziduală; ≥ 15 ani
Raport R_P = P_stoc / P_PV (AC.4)	1,00 (≥ 1,00 – conform)
Durata echivalentă E_stoc / P_PV (AC.5)	2,0 h (între 2 h și 4 h – conform)

Parametru	Valoare
Sursa de încărcare	exclusiv producția CEF (blocarea încărcării din rețea prin EMS)
Protecție la incendiu	detecție gaze/fum/temperatură, sistem de stingere automat (aerosoli/agent curat), certificare UL 9540A sau echivalent

Instalația de stocare va respecta standardele SR EN IEC 62619 (siguranța bateriilor litiu-ion industriale), SR EN IEC 62477-1 (siguranța convertoarelor), SR EN IEC 62933 (sisteme de stocare a energiei electrice) și cerințele Regulamentului (UE) 2023/1542 privind bateriile (pașaport, amprentă de carbon, reciclare). Cabinetele se amplasează pe o platformă din beton armat, la distanța de siguranță recomandată de producător față de alte echipamente, cu acces pentru intervenția pompierilor.

C. Sistemul de management energetic (EMS) și monitorizarea

Centrala va fi prevăzută cu un **sistem de management dinamic al puterii** (EMS / power plant controller) care monitorizează în timp real, prin analizorul de rețea montat în punctul de delimitare, fluxurile de energie și comandă invertoarele și instalația de stocare. Conform cerinței obligatorii a ghidului (cap. 1.4), sistemul **plafonează instantaneu și automat injecția în rețea** la puterea aprobată prin ATR, cel mult **400 kW**, atunci când producția depășește suma dintre autoconsumul instantaneu și capacitatea de absorbție a instalației de stocare. În configurația propusă (290 kW c.a.), puterea maximă injectabilă este oricum inferioară acestui prag.

Platforma SCADA asigură achiziția și arhivarea datelor (producție, energie încărcată/descărcată, stare de încărcare, energie injectată și absorbită, alarme), accesul de la distanță al beneficiarului și al operatorului de mentenanță și raportarea indicatorilor către finanțator pe perioada de monitorizare de 5 ani.

D. Racordarea la rețeaua electrică de distribuție

Centrala se racordează la **postul de transformare aerian (PTA) existent al Distribuție Energie Oltenia**, situat la marginea terenului, printr-o **linie electrică subterană (LES) de 0,4 kV** de lungime redusă (≈ 30–40 m), realizată cu cabluri de aluminiu tip NA2XY (sau echivalent), dimensionate la curentul nominal al centralei (≈ 440 A) – orientativ 2 × NA2XY 3×240+120 mm² în paralel. În punctul de delimitare se montează un **bloc de măsură și protecție trifazat (BMPT)** cu contor electronic **bidirecțional**, la limita de proprietate, accesibil operatorului de distribuție.

Racordarea se realizează în regim de **prosumator**, în baza avizului tehnic de racordare emis de Distribuție Energie Oltenia, cu **compensarea cantitativă** a energiei livrate în rețea pe locurile de consum ale U.A.T., astfel încât întreaga energie produsă să fie destinată autoconsumului beneficiarului. Eventualele lucrări de întărire a rețelei în amonte (de exemplu, înlocuirea transformatorului PTA) se stabilesc prin ATR și se acoperă din capitolul 2 al devizului general (asigurarea utilităților, 150.000 lei fără TVA).

Schema monofilară de principiu – CEF 290 kWp + IS 290 kW / 580 kWh + racord 0,4 kV

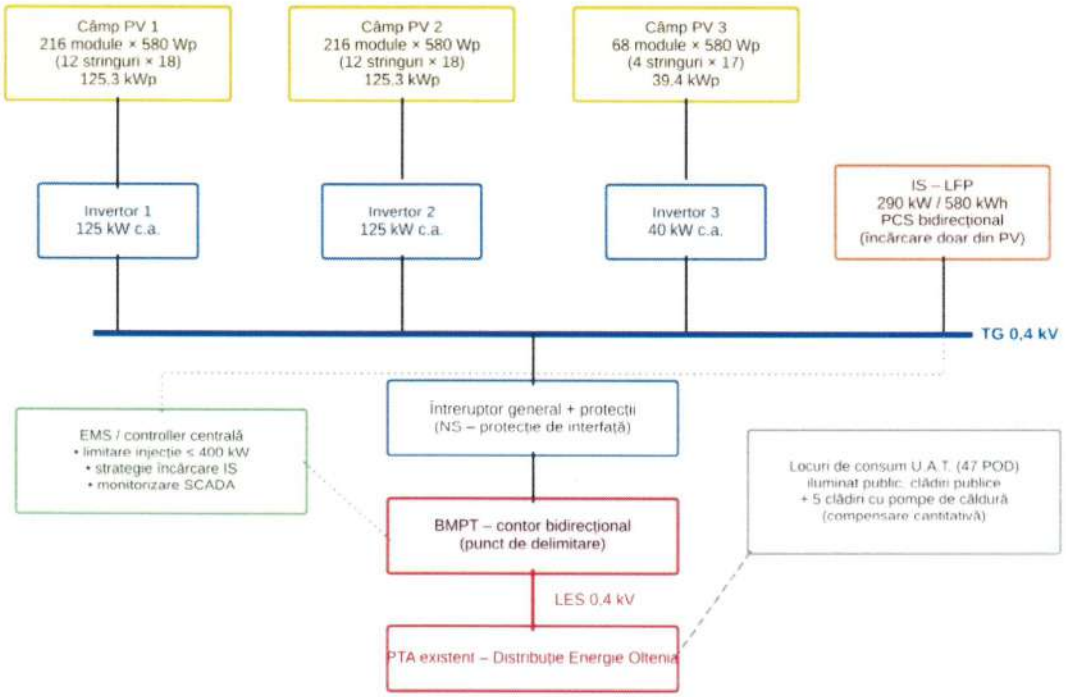


Figura 3.15 *Schema monofilară de principiu a CEF, IS și a racordului la PTA*
Sursa: elaborator – schema definitivă se întocmește în proiectul tehnic, în baza ATR.

E. Sistemele de pompe de căldură (PDC)

Pompele de căldură au fost dimensionate prin **Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură**, anexată la studiu, conform SR EN 12831-1 (sarcina termică de calcul), Mc 001-2022 și SR 4839 (necesarul anual de energie). Sarcina termică totală de calcul a celor cinci clădiri este de **180,8 kW** (transmisie 130,6 kW, ventilație 34,8 kW, repunere în regim 15,4 kW), la temperatura exterioară de calcul de −15 °C, iar necesarul anual de energie termică utilă este de **303,7 MWh/an**.

Tabel 3.7 Dimensionarea pompelor de căldură pe clădiri

Clădire	Φ_HL [kW]	Configurație PDC	Putere A−15/W55 [kW]	Putere nominală A7/W35 [kW]	Q utilă [MWh/an]	E electrică [MWh/an]
Sediul Primăriei	41,7	2 × 28 kW cascadă	42,0	56	64,3	18,4
Școala veche	27,5	2 × 20 kW cascadă	28,0	40	45,6	13,0
Dispensar	46,7	2 × 32 kW cascadă	47,0	64	81,3	23,2
Grădinița	43,0	2 × 30 kW cascadă	44,0	60	76,2	21,8

Clădire	Φ_HL [kW]	Configurație PDC	Putere A−15/W55 [kW]	Putere nominală A7/W35 [kW]	Q utilă [MWh/an]	E electrică [MWh/an]
Centrul de informare	21,9	1 × 30 kW	22,0	30	36,3	10,4
TOTAL	**180,8**	**9 unități**	**183,0**	**250 (I.7)**	**303,7**	**86,8**

Sursa: Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură.

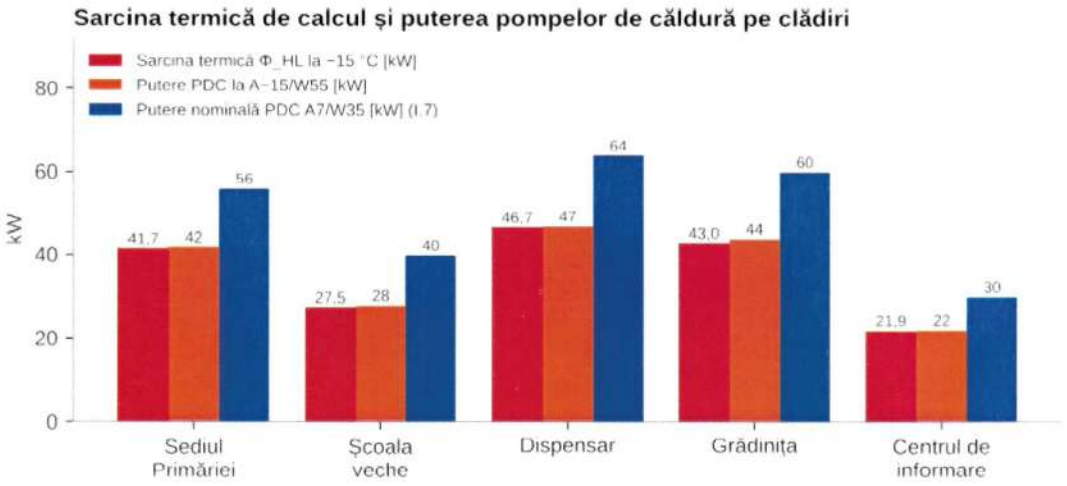


Figura 3.16 *Sarcina termică de calcul și puterea pompelor de căldură pe clădiri*
Sursa: Nota tehnică PDC.

Se propun **9 pompe de căldură aer-apă monobloc**, cu compresor inverter și agent frigorific natural **R290** (propan, GWP = 3), câte o centrală termică independentă pe fiecare clădire, cu o putere livrată la condițiile de calcul A−15/W55 de minimum 183 kW (≥ Φ_HL = 180,8 kW) și o putere nominală A7/W35 totală de 250 kW. Sistemul este **monovalent**: acoperă 100% din sarcina termică de calcul și 100% din necesarul anual de căldură, fără sursă de vârf. Coeficientul sezonier de performanță impus este **SCOP ≥ 3,5** pentru zona climatică medie, aplicația de temperatură medie (55 °C), conform SR EN 14825.

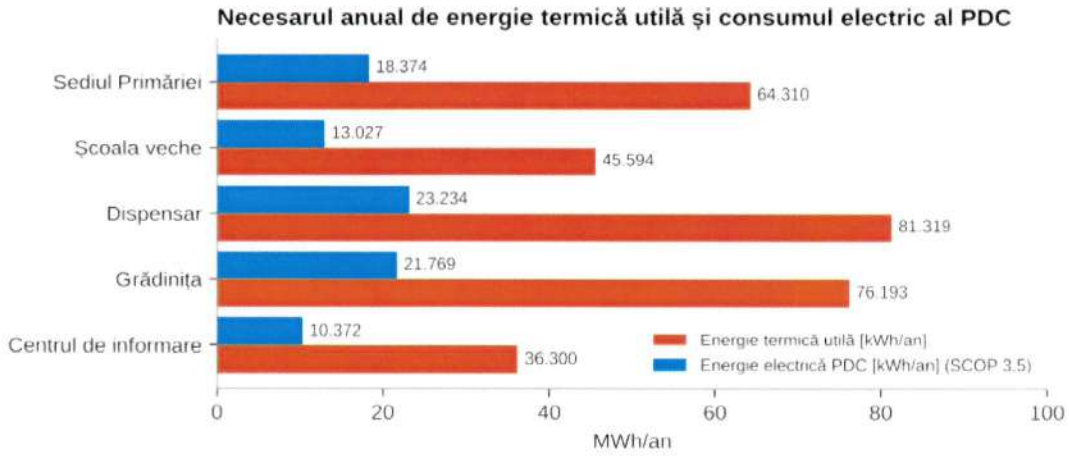


Figura 3.17 *Necesarul anual de energie termică utilă și consumul electric al pompelor de căldură pe clădiri*

Sursa: Nota tehnică PDC.

3.2.2 Varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia

Scenariul 1 (recomandat) – CEF și IS pe terenul de pe izlaz, PDC la fiecare clădire

În Scenariul 1, centrala fotovoltaică de 290 kWp și instalația de stocare de 290 kW / 580 kWh se realizează la sol, pe terenul extravilan de 5.000 m² de pe izlaz, într-o configurație unitară, racordată printr-un singur punct de delimitare la PTA-ul existent al operatorului de distribuție. Pompele de căldură se montează la fiecare dintre cele cinci clădiri, integrate în instalațiile interioare de încălzire.

Avantajele acestei variante constructive sunt: orientarea optimă a tuturor modulelor (sud, 15°) și absența umbririlor; posibilitatea instalării întregii puteri necesare acoperirii consumului de referință (R_ac = 0,991); structuri de montaj standardizate, cu productivitate ridicată la montaj; un singur racord la rețea, un singur sistem de stocare centralizat, cu cost specific minim; mentenanță ușoară (acces la sol); lipsa oricărei intervenții asupra structurilor de rezistență ale clădirilor vechi (1894, 1902).

Scenariul 2 (alternativ) – panouri fotovoltaice pe acoperișurile celor cinci clădiri

În Scenariul 2, modulele fotovoltaice s-ar monta pe acoperișurile celor cinci clădiri publice, iar stocarea s-ar realiza prin cinci instalații de mică putere, câte una la fiecare loc de consum. Analiza acoperișurilor evidențiază următoarele **dezavantaje majore**:

- **Spațiu redus.** Acoperișurile au suprafețe construite de 167–231 m², sunt de tip șarpantă cu mai multe ape, cu coșuri de fum, lucarne și streșini; suprafața utilă orientată favorabil (sud, sud-est, sud-vest), după deducerea zonelor umbrite și a distanțelor de siguranță, este de numai ≈ 295 m², ceea ce permite montarea a cel mult **104 module (≈ 60 kWp)** – adică doar **21%** din puterea necesară.
- **Orientări și înclinări impuse.** Modulele ar urma orientarea și panta acoperișurilor (25–35°, inclusiv ape est-vest la Centrul de informare), iar coșurile de fum și vegetația din curți ar produce umbriri; producția specifică scade la ≈ 1.000 kWh/kWp.

- **Riscuri structurale.** Clădirile Sediului Primăriei (1894) și Școlii vechi (1902) au șarpante din lemn de peste un secol; montarea panourilor (încărcare suplimentară ≈ 15–20 kg/m², plus efectul de aglomerare a zăpezii) impune **expertize tehnice** (Legea nr. 10/1995) și, foarte probabil, **consolidări ale șarpantelor și refacerea învelitorilor**.
- **Costuri C+M crescute.** Lucrările pe acoperiș necesită schele sau platforme, linii de viață și măsuri speciale de securitate a muncii, iar refacerea învelitorilor și consolidările adaugă costuri care nu produc energie; costul C+M estimat crește de la 299.290 lei la ≈ 550.192 lei fără TVA.
- **Cinci racorduri și cinci sisteme de stocare.** Fiecare clădire devine prosumator separat, cu ATR, contor bidirecțional, invertor și instalație de stocare proprie; costul specific al echipamentelor de mică putere este cu 20–35% mai mare.
- **Securitate la incendiu.** Instalațiile fotovoltaice pe acoperișuri din lemn și bateriile amplasate în clădiri publice frecventate de copii și pacienți (grădiniță, dispensar) ridică cerințe suplimentare de securitate la incendiu.
- **Neconformitate față de ghid.** Cu ≈ 60 kWp, producția anuală (≈ 60 MWh) ar acoperi doar ≈ 19% din consumul de referință, iar grantul, limitat la 1.100.000 €/MW × 0,060 MW ≈ 66.350 €, ar lăsa în sarcina U.A.T. cea mai mare parte a investiției.

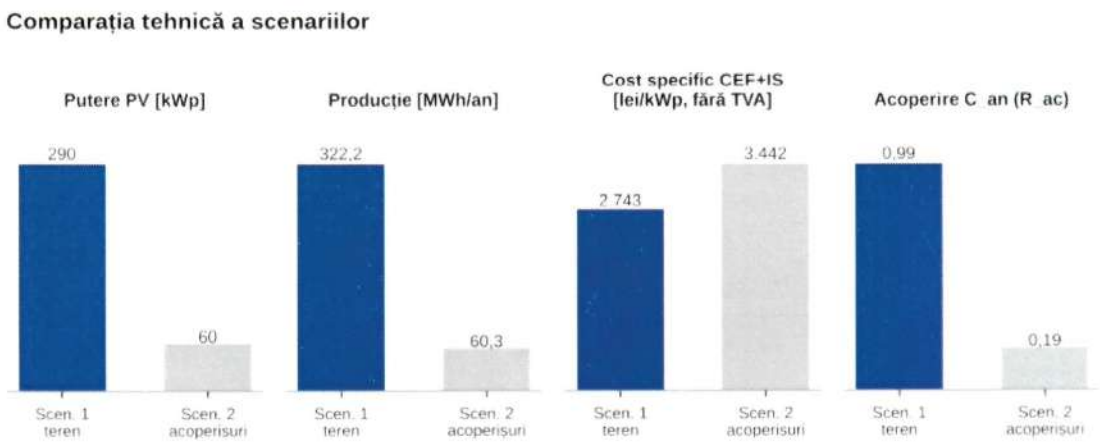


Figura 3.18 *Comparația tehnică a celor două scenarii*
Sursa: elaborator.

Rezultatele simulării de producție

Producția Scenariului 1 a fost simulată cu PVGIS-5 (baza de date SARAH3) pentru amplasamentul exact al CEF. Rezultatele, prezentate la cap. 2.2.3, sunt: producție anuală **322.193 kWh**, producție specifică **1.111 kWh/kWp**, iradiere în planul modulelor **1.531 kWh/m²**, pierderi totale −27,44%. Pentru Scenariul 2, producția a fost estimată pe baza aceleiași baze de date, corectată cu pierderile de orientare, înclinare și umbrire specifice acoperișurilor (producție specifică ≈ 1.000 kWh/kWp), rezultând ≈ 60,3 MWh/an.

Valorile producției sunt calculate pentru module noi; în analiza financiară se ține cont de degradarea anuală de 0,5%. Variabilitatea interanuală a producției (abatere standard 4,2%) este acoperită de analiza de senzitivitate.

DEMONSTRAREA CARACTERULUI INTEGRAT AL SISTEMELOR DE POMPE DE CĂLDURĂ

(i) Cerința de eligibilitate prevăzută de Ghidul solicitantului

Conform Ghidului solicitantului (cap. 2.4, lit. f), în cazul proiectelor care includ sisteme de pompe de căldură, acestea trebuie să fie proiectate și dimensionate pentru asigurarea încălzirii spațiilor și/sau preparării apei calde de consum la nivelul clădirii, ansamblului de clădiri sau al unei zone funcționale distincte deservite, cu respectarea cumulativă a următoarelor condiții:

- integrarea într-o soluție tehnică unitară de încălzire a clădirii sau a zonei funcționale deservite;
- dimensionarea pe baza necesarului de putere termică și a necesarului anual de energie termică utilă;
- înlocuirea a minimum 50% din energia termică utilă de referință; **proiectul asigură 100%**;
- proiectare, testare și declarare conform SR EN 14511 și SR EN 14825;
- SCOP de minimum 3,50; **proiectul impune SCOP ≥ 3,50 la aplicația de 55 °C**, cea mai exigentă;
- comandă și reglare printr-un sistem coordonat sau centralizat de management al încălzirii;
- funcția principală – încălzirea spațiilor.

Cerința de integrare nu este una pur formală: ghidul urmărește ca pompele de căldură să facă parte dintr-o soluție tehnică unitară de încălzire, dimensionată pe baza necesarului termic al obiectivului și operată coordonat, iar nu să fie tratate ca aparate individuale montate punctual în anumite încăperi. Aparatele aer-aer individuale și aparatele de aer condiționat sunt excluse.

(ii) Conceptul tehnic adoptat în cadrul proiectului

În cadrul proiectului U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, pompele de căldură **nu sunt prevăzute ca echipamente independente** și nu sunt aparate individuale destinate încălzirii locale a unor încăperi. Soluția propusă este constituită din **centrale termice cu pompe de căldură aer-apă**, câte una pe fiecare clădire, alcătuite din una sau două unități conectate în cascadă, integrate hidraulic în instalația de încălzire centrală a clădirii (vas tampon – circuit de distribuție – corpuri de încălzire).

Spre deosebire de proiectele în care pompele de căldură funcționează în paralel cu centrale pe gaze, la Păușești-Măglași soluția este **monovalentă**: pompele de căldură devin **singura sursă de căldură** a celor cinci clădiri, înlocuind integral sobele și centrala pe lemne. Sobele existente se dezafectează sau se păstrează doar ca element decorativ/de rezervă pentru situații de avarie prelungită, fără a fi luate în calcul.

(iii) Integrarea hidraulică

Pompele de căldură sunt conectate la instalația de distribuție a energiei termice a fiecărei clădiri prin intermediul unui **vas tampon** (500–1.000 l), cu rol de separator hidraulic, de acumulare pentru ciclurile de dezgheț și de asigurare a timpului minim de funcționare a compresoarelor. Schema cuprinde:

- pompe de căldură în cascadă (la 4 din 5 clădiri);
- vas tampon izolat termic (≥ 80 mm) cu rol de separator hidraulic;
- pompe de circulație electronice cu turație variabilă;
- vane de amestec cu trei căi, comandate de regulator;
- filtre magnetice, separatoare de aer și nămol, vase de expansiune;
- dispozitive de siguranță și protecție (supape, termostate de siguranță, presostate, flow-switch);
- distribuitoare/colectoare și instalația de distribuție către corpurile de încălzire, verificate și, după caz, completate pentru regimul 55/45 °C.

Schema hidraulică tip a centralei termice cu pompe de căldură în cascadă (pe clădire)

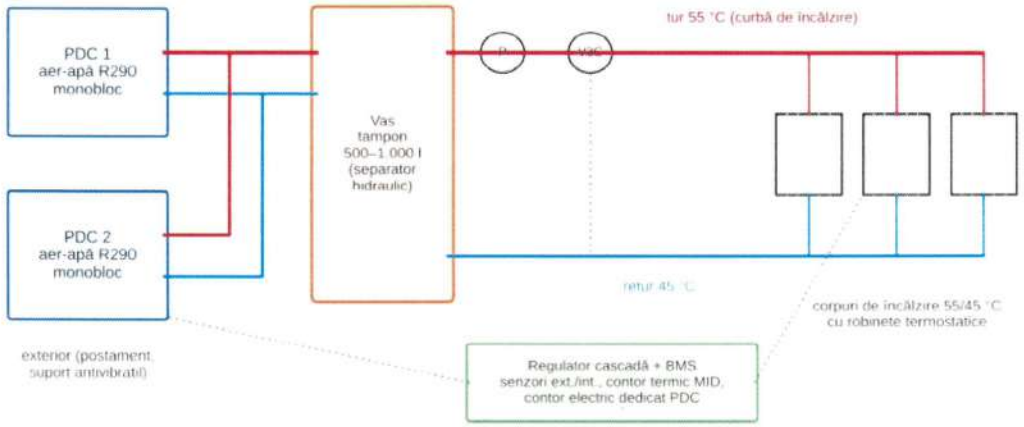


Figura 3.19 *Schema hidraulică tip a centralei termice cu pompe de căldură în cascadă*
Sursa: elaborator, pe baza Notei tehnice PDC.

Această configurație utilizează o infrastructură termică comună pe fiecare clădire și demonstrează că pompele de căldură sunt surse integrate în sistemul de încălzire al clădirii. Întrucât în prezent clădirile sunt încălzite preponderent cu sobe, proiectul include realizarea sau completarea instalației interioare de încălzire centrală (conducte de distribuție, corpuri de încălzire de tip panou dimensionate pentru 55/45 °C, robinete termostatice și de echilibrare), cuprinsă la cap. 4.1 – Construcții și instalații al devizului general.

(iv) Automatizarea și managementul centralizat al sistemului

Pompele de căldură nu vor funcționa autonom și independent unele de celelalte. Fiecare centrală termică va fi comandată de un **regulator de cascadă**, conectat la o **platformă centrală de management al încălzirii**, accesibilă din dispeceratul Primăriei și de la distanță, care asigură:

- pornirea și oprirea secvențială a modulelor în funcție de necesarul termic;
- modularea puterii și a numărului de echipamente active;
- funcționarea după curba de încălzire (compensare după temperatura exterioară);

- programe orare săptămânale pe clădire (confort 05:00–15:00 / 05:00–16:00, regim redus în rest), cu funcție „optimum start";
- gestionarea alternativă a ciclurilor de dezgheț în cascadă;
- funcționarea în regim de rezervă în cazul indisponibilității unui modul;
- monitorizarea temperaturilor, debitelor, stărilor de funcționare, alarmelor și a energiei;
- prioritizarea funcționării în orele cu producție fotovoltaică sau cu energie disponibilă în stocare, în limitele confortului (preîncălzire).

Prin această structură, toate componentele funcționează ca un ansamblu tehnologic unitar, coordonat prin automatizare, ceea ce exclude interpretarea pompelor de căldură ca aparate individuale independente.

(v) Dimensionarea sistemului la nivelul fiecărei clădiri

Puterea pompelor de căldură a fost stabilită la nivelul fiecărei clădiri pornind de la geometria și anvelopa clădirii (relevee, extrase CF), funcțiunea și programul de utilizare, temperaturile interioare normate (20 °C la birouri, săli de clasă și centrul de informare; 22 °C la dispensar și grădiniță), sarcina termică de calcul la −15 °C și necesarul anual de energie termică utilă. Criteriul de selecție a fost ca puterea livrată la A−15/W55 să fie cel puțin egală cu sarcina termică de calcul a fiecărei clădiri (grad de acoperire 101–102%). Dimensionarea nu se bazează pe un număr arbitrar de echipamente.

(vi) Integrarea energetică în proiectul PV + BESS + PDC

Caracterul integrat al soluției nu se limitează la instalația termică. Pompele de căldură sunt incluse în arhitectura energetică generală a proiectului: producția fotovoltaică este utilizată pentru consumurile proprii ale beneficiarului, instalația de stocare optimizează utilizarea locală a energiei, iar pompele de căldură transformă energia electrică în energie termică utilă, cu un factor de multiplicare de cel puțin 3,5.

Configurația energetică a proiectului este: **capacitate fotovoltaică 0,290 MW + IS 290 kW / 580 kWh + sisteme PDC 250 kW + automatizare + instalații hidraulice și electrice aferente**. Consumul suplimentar al pompelor de căldură, de 86.800 kWh/an, este introdus în consumul anual de referință (C_an = 325.175 kWh/an) și corelat cu producția fotovoltaică (R_ac = 0,991). Astfel, pompele de căldură sunt un consumator integrat în sistemul de autoconsum, nu o investiție energetică separată.

(vii) Integrarea sistemelor de măsurare și monitorizare

Pentru verificarea performanței în exploatare, soluția prevede, la fiecare clădire, **contorizarea separată a energiei electrice** absorbite de pompele de căldură și **contorizarea energiei termice** livrate (contor de energie termică clasă MID la ieșirea din vasul tampon). Prin monitorizare se determină consumul electric real, energia termică utilă produsă, factorul de performanță sezonier realizat (SPF), ponderea anuală de acoperire termică și eliminarea consumului de lemn. La Dispensar se recomandă contorizarea separată a zonei concesionate.

(viii) Concluzie privind conformitatea cu cerința de integrare

Din analiza soluției tehnice rezultă că pompele de căldură propuse prin proiect nu reprezintă aparate individuale de încălzire sau climatizare, ci constituie surse termice integrate într-un sistem tehnic unitar. Acestea:

- sunt dimensionate pe baza necesarului termic al clădirilor (SR EN 12831-1, Mc 001-2022);
- deservesc instalațiile centrale de încălzire ale clădirilor;
- sunt conectate în cascadă și integrate hidraulic prin vase tampon;
- sunt comandate prin automatizare de cascadă și management centralizat;
- sunt integrate energetic cu CEF și IS;
- sunt monitorizate prin contorizare dedicată electrică și termică;
- asigură **100%** din energia termică utilă anuală, peste pragul minim de 50%.

În consecință, componenta de pompe de căldură constituie un sistem integrat la nivel termic, hidraulic, electric, de automatizare și de monitorizare, conform cerinței Ghidului solicitantului.

Strategia de operare a instalației de stocare

Conform cerinței de la lit. q) a condițiilor de eligibilitate a proiectului, strategia de operare a bateriei se corelează cu profilul de consum al beneficiarului. Analiza orară (8.760 h) din auditul electroenergetic a stabilit următoarea logică de funcționare, implementată în EMS:

1. **Prioritatea 1 – autoconsum direct:** energia produsă de CEF alimentează instantaneu consumul (în ipoteza agregării consumului U.A.T. prin compensare cantitativă);
2. **Prioritatea 2 – încărcarea IS:** surplusul instantaneu încarcă bateria până la starea de încărcare maximă (SoC 95%), la puterea maximă de 290 kW; încărcarea din rețea este blocată;
3. **Prioritatea 3 – descărcarea IS:** după apus, la pornirea iluminatului public, bateria se descarcă pentru a acoperi consumul, până la SoC minim (5–10%);
4. **Prioritatea 4 – injecția surplusului:** energia care nu poate fi consumată sau stocată se injectează în rețea, plafonat la puterea aprobată (≤ 400 kW), și se compensează cantitativ pe locurile de consum ale U.A.T.

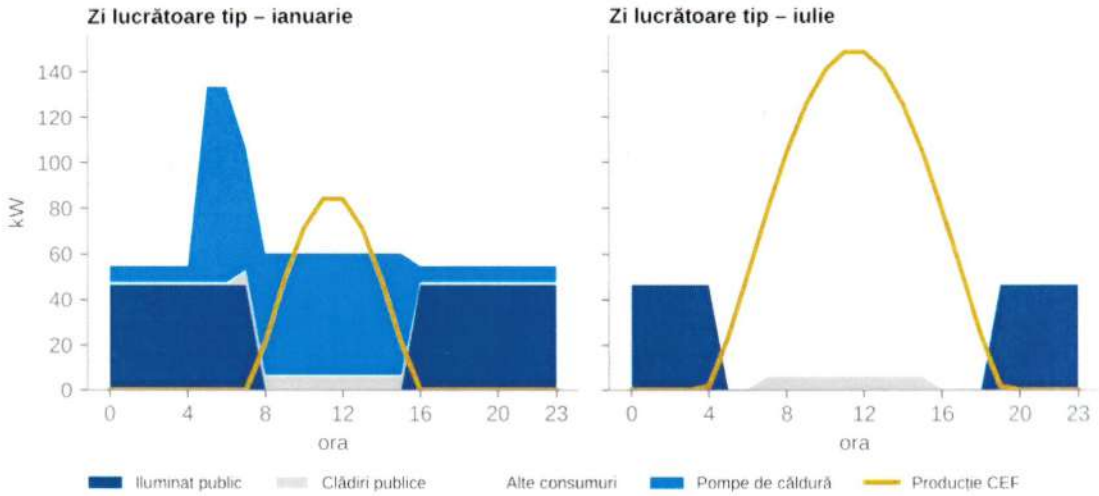


Figura 3.20 *Funcționarea orară a sistemului în zile tipice de iarnă și de vară (model orar)*
Sursa: auditul electroenergetic – model orar 8.760 h.

Rezultatele modelului orar arată că, din producția anuală de 322.193 kWh, **63.015 kWh** sunt consumați direct, **154.130 kWh** se încarcă în baterie (din care **139.103 kWh** sunt redați consumului, pierderile fiind de 15.027 kWh) și **105.048 kWh** sunt injectați în rețea și compensați cantitativ. Bateria efectuează ≈ **266 cicluri echivalente pe an**, ceea ce, la o durată de viață de 6.000 de cicluri, asigură funcționarea pe toată perioada de referință. Ponderea energiei solare utilizate local crește de la **19,6%** fără stocare la **62,7%** cu stocare.

Figura 3.21 *Destinația producției CEF – model orar*
Sursa: auditul electroenergetic.

Studiul de sistem

Centrala are o putere de 290 kW și se racordează la rețeaua de joasă tensiune, în regim de prosumator. Pentru această categorie de putere nu este necesar un studiu de soluție sau de sistem distinct; condițiile de racordare (punctul de racordare, eventualele întăriri ale rețelei, cerințele privind calitatea energiei și protecția de interfață) se stabilesc de către Distribuție Energie Oltenia prin avizul tehnic de racordare, emis în baza cererii de racordare și a documentației tehnice. Proiectul tehnic va prelua integral condițiile din ATR.

Optimizarea performanțelor sistemului

Pe lângă aspectele generale de amplasare, optimizarea producției din surse regenerabile reprezintă un obiectiv principal al proiectării. Au fost aplicate următoarele măsuri: orientarea sudică a tuturor modulelor; distanțarea rândurilor pentru eliminarea umbririi la solstițiul de

iarnă; configurarea stringurilor pe rânduri omogene (aceeași orientare, aceeași expunere), pentru evitarea pierderilor prin neconcordanță; amplasarea invertoarelor și a tabloului general în apropierea câmpului fotovoltaic, pentru reducerea pierderilor în cablurile de c.c.; dimensionarea cablurilor pentru căderi de tensiune sub 1,5%; utilizarea de module tip N, cu coeficient de temperatură redus și degradare anuală mică; monitorizarea la nivel de string/MPPT, pentru detectarea rapidă a defectelor.

Construcția CEF cu trei invertoare de tip string prezintă următoarele avantaje: în cazul defectării unui invertor, pierderile de producție sunt limitate la o fracțiune din centrală; sistemul poate fi extins ușor prin montarea de noi invertoare și module; piesele de schimb sunt standardizate și ușor de procurat.

Scenariul recomandat de către elaborator

Pe baza analizei tehnice, economice și de risc (detaliată la cap. 4 și 5), elaboratorul recomandă **Scenariul 1 – CEF de 290 kWp și IS de 290 kW / 580 kWh pe terenul de pe izlaz, racordate la PTA-ul existent al DEO, și pompe de căldură de 250 kW la cele cinci clădiri publice.**

Avantajele scenariului recomandat

- acoperă practic integral consumul anual de referință (R_ac = 0,991 ≤ 1,10) și respectă toate condițiile ghidului (AC.3–AC.5, plafonul de 1.100.000 €/MW, injecție ≤ 400 kW);
- producția anuală este de peste 5 ori mai mare decât în Scenariul 2, la un cost specific CEF + IS cu ≈ 20% mai mic;
- nu implică intervenții asupra structurilor de rezistență ale clădirilor istorice;
- un singur punct de racordare, o singură instalație de stocare, mentenanță centralizată, la sol;
- indicatori financiari și economici foarte buni (VANF = 3,06 mil. lei, RIRF = 18,41%, VANE = 2,53 mil. lei);
- risc de execuție și de exploatare redus.

3.2.3 Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

Echiparea și dotarea specifică obiectivului de investiții cuprind echipamentele tehnologice, instalațiile și dotările prezentate în tabelele următoare; cantitățile sunt orientative și se definitivează în proiectul tehnic. Conform ghidului, specificațiile nu indică mărci sau modele de echipamente, ci parametri minimi.

Tabel 3.8 Lista principalelor echipamente – CEF și IS

Nr.	Echipament / dotare	Cant.	Caracteristici minime
1	Module fotovoltaice monocristaline	500 buc.	≥ 580 Wp, η ≥ 22%, IEC 61215/61730, garanție produs ≥ 12 ani, performanță ≥ 25 ani
2	Invertoare trifazate on-grid	3 buc.	2 × 125 kW + 1 × 40 kW c.a.; η max ≥ 98,5%; MPPT multiplu; conforme RfG/ANRE
3	Structuri fixe de montaj	10 mese 2P×25	oțel zincat/aluminiu, 15°, fundare prin batere

Nr.	Echipament / dotare	Cant.	Caracteristici minime
4	Instalație de stocare LFP cu PCS, BMS, HVAC, stingere	1 set	290 kW / 580 kWh; RTE ≥ 88%; ≥ 6.000 cicluri
5	Sistem de management al puterii (EMS) + analizor de rețea	1 set	limitare injecție ≤ 400 kW, strategie IS, comunicație Modbus
6	Sistem de monitorizare SCADA	1 set	achiziție date, acces la distanță, raportare 5 ani
7	Tablou general de joasă tensiune (TG 0,4 kV)	1 buc.	întreruptor general, protecții, SPD tip I+II
8	Cutii de joncțiune / protecție c.c.	set	siguranțe pe string, SPD c.c., separatoare
9	Cabluri solare c.c. și cabluri c.a.	set	H1Z2Z2-K 6 mm²; NA2XY/CYABY dimensionate la ΔU < 1,5%
10	LES 0,4 kV la PTA + BMPT cu contor bidirecțional	1 set	conform ATR DEO
11	Instalație de legare la pământ și paratrăsnet	1 set	priză de pământ R ≤ 4 Ω, conform I7/2011 și SR EN 62305
12	Împrejmuire, poartă acces, supraveghere video	1 set	gard plasă bordurată h = 2 m; camere IP

Tabel 3.9 Lista principalelor echipamente – sisteme de pompe de căldură

Nr.	Echipament / dotare	Cant.	Caracteristici minime
1	Pompe de căldură aer-apă monobloc, inverter, R290	9 buc.	2×28 / 2×20 / 2×32 / 2×30 / 1×30 kW (A7/W35); SCOP ≥ 3,5 (55 °C); funcționare până la −20 °C
2	Vase tampon izolate	5 buc.	800 / 500 / 1.000 / 800 / 500 l
3	Grupuri de pompare, vane cu 3 căi, vase de expansiune, filtre	5 seturi	pompe electronice, filtru magnetic, separator aer/nămol
4	Regulatoare de cascadă + platformă centrală de management	5 + 1	curbă de încălzire, programe orare, Modbus/BACnet, acces la distanță
5	Contoare de energie termică (MID) și contoare electrice dedicate	5 + 5	pentru determinarea SPF și raportare
6	Corpuri de încălzire tip panou, robinete termostatice și de echilibrare	conform PT	dimensionate la 55/45 °C și θi de calcul
7	Conducte preizolate, trasee de distribuție, postamente	conform PT	protecție la îngheț (glicol sau separator de sistem)
8	Tablouri electrice de alimentare PDC	5 buc.	alimentare trifazată 400 V, protecții diferențiale

Dotările (cap. 4.5 din devizul general, 5.000 lei fără TVA) cuprind echipamentele de protecție și intervenție pentru personalul de exploatare (stingătoare cu CO_2 și pulbere, trusă de scule izolate, echipament de protecție), echipamente pentru curățarea modulelor și un terminal pentru monitorizarea SCADA.

3.3 Costurile estimative ale investiției

Costurile estimative ale investiției au fost stabilite prin **Devizul general** al obiectivului de investiții, întocmit conform structurii din HG nr. 907/2016, pe baza prețurilor de piață pentru echipamente și lucrări similare. Valoarea totală a Scenariului 1 (recomandat) este de **1.737.317,64 lei fără TVA**, respectiv **2.102.154,34 lei cu TVA**, din care construcții-montaj (C+M) **299.290,00 lei fără TVA** (362.140,90 lei cu TVA).

Tabel 3.10 Sinteza Devizului general – Scenariul 1 (recomandat)

Cap.	Denumire	Fără TVA [lei]	TVA [lei]	Cu TVA [lei]
1	Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	150.000,00	31.500,00	181.500,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	403.500,00	84.735,00	488.235,00
4	Cheltuieli pentru investiția de bază	1.177.640,00	247.304,40	1.424.944,40
4.1	– Construcții și instalații	103.700,00	21.777,00	125.477,00
4.2	– Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	45.590,00	9.573,90	55.163,90
4.3.1	– Centrale electrice fotovoltaice	487.950,00	102.469,50	590.419,50
4.3.2	– Instalații de stocare	307.400,00	64.554,00	371.954,00
4.3.3	– Sisteme de pompe de căldură	228.000,00	47.880,00	275.880,00
4.5	– Dotări	5.000,00	1.050,00	6.050,00
5	Alte cheltuieli (diverse și neprevăzute, informare și publicitate)	6.177,64	1.297,30	7.474,94
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
	TOTAL GENERAL	1.737.317,64	364.836,70	2.102.154,34
	din care C+M	299.290,00	62.850,90	362.140,90

Sursa: Devizul general al obiectivului de investiții (anexat).

Pentru **Scenariul 2**, costurile au fost estimate prin analogie, pornind de la aceleași prețuri unitare, corectate cu specificul lucrărilor pe acoperiș și al echipamentelor de mică putere:

Tabel 3.11 Estimarea comparativă a costurilor celor două scenarii (lei, fără TVA)

Categorie	Scenariul 1	Scenariul 2
Asigurarea utilităților (racorduri)	150.000	150.000
Proiectare, asistență tehnică, expertize	403.500	443.500
Construcții și instalații (incl. consolidări, învelitori)	103.700	314.000
Montaj utilaje și echipamente	45.590	86.192
Echipamente CEF	487.950	121.786
Instalații de stocare	307.400	85.860
Pompe de căldură	228.000	228.000
Dotări + alte cheltuieli	11.178	10.841
TOTAL fără TVA	1.737.318	1.440.179
TOTAL cu TVA	2.102.154	1.742.616
Putere CEF [kWp]	290	60,3
Cost total / kWp instalat [lei/kWp, fără TVA]	5.991	23.876
Grant maxim FM (1,1 mil. €/MW)	1.702.280	354.074
Contribuția U.A.T. (cu TVA)	399.875	1.388.542

Sursa: elaborator; Scenariul 2 – estimare prin analogie.

Deși valoarea absolută a Scenariului 2 este mai mică, costul total pe kWp instalat este de aproape patru ori mai mare, iar contribuția proprie a U.A.T. ar crește de la ≈ 0,4 mil. lei la ≈ 1,39 mil. lei, întrucât grantul este proporțional cu puterea fotovoltaică instalată.

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

Conform Ghidului solicitantului, studiul de fezabilitate se acceptă fără studii de specialitate, dacă acestea nu sunt disponibile în etapa de elaborare. Pentru prezentul studiu au fost utilizate următoarele studii și documente de specialitate:

Tabel 3.12 Studii și documente de specialitate

Studiu / document	Situație	Utilizare
Plan de încadrare în zonă (sc. 1:5000) și plan topografic (sc. 1:500) – PFA Rizea Ioana Marina	existent	amplasarea CEF și IS, coordonate, cote
Audit electroenergetic	elaborat	consumul de referință C_an, model orar, AC.1–AC.5
Notă tehnică de dimensionare a pompelor de căldură	elaborată	sarcina termică, energia termică, configurația PDC
Simulare de producție PVGIS-5 (SARAH3)	elaborată	P_an, I.3–I.5

Studiu / document	Situație	Utilizare
Analiză cost-beneficiu	elaborată	indicatori financiari și economici
Studiu geotehnic	se elaborează în faza PT	adâncimea de batere, capacitatea portantă
Expertiză tehnică a instalațiilor interioare de încălzire	se elaborează în faza PT	verificarea/completarea corpurilor de încălzire pentru 55/45 °C
Audit energetic al clădirilor	nu este necesar	proiectul nu cuprinde lucrări de reabilitare a anvelopei

Categoria de importanță a construcțiilor, conform HG nr. 766/1997, este **„D" – redusă** pentru centrala fotovoltaică și instalația de stocare, iar clasa de importanță conform P100-1/2013 este **IV**. Pentru clădirile publice, lucrările propuse sunt lucrări de instalații care nu afectează structura de rezistență.

3.5 Grafice orientative de realizare a investiției

Durata de realizare a investiției este estimată la **15 luni**, de la semnarea contractului de finanțare până la recepția la terminarea lucrărilor, cu încadrare în termenul limită prevăzut de ghid pentru finalizarea, instalarea și conectarea la rețea a investițiilor (31.12.2029). Etapele principale sunt:

- proiectarea (proiect tehnic, detalii de execuție, documentații pentru avize) și obținerea avizului tehnic de racordare (ATR) de prosumator de la Distribuție Energie Oltenia;
- achiziția publică a lucrărilor și a echipamentelor;
- execuția CEF, a IS și a racordului la PTA; montajul pompelor de căldură la cele cinci clădiri;
- probele, punerea în funcțiune, obținerea certificatului de racordare și recepția.

Tabel 3.13 Graficul Gantt al activităților de realizare a investiției

Activitate / luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Documentații-suport, avize, acorduri, autorizații, ATR	■	■	■	■											
Studiu de fezabilitate și deviz general	■														
Documentațiile tehnice pentru avize/autorizații		■	■												
Proiect tehnic și detalii de execuție, verificare			■	■	■	■									
Managementul de proiect	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Proceduri de achiziție					■	■	■								
Organizare de șantier								■							

Activitate / luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Construcții și instalații								■	■	■	■	■			
Utilaje, echipamente (livrare)									■	■	■				
Montaj utilaje, echipamente tehnologice									■	■	■	■	■		
Asistență tehnică, dirigenție de șantier								■	■	■	■	■	■	■	■
Informare și publicitate	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Probe tehnologice și teste, PIF													■	■	
Recepție, certificat de racordare														■	■
Auditul financiar														■	■

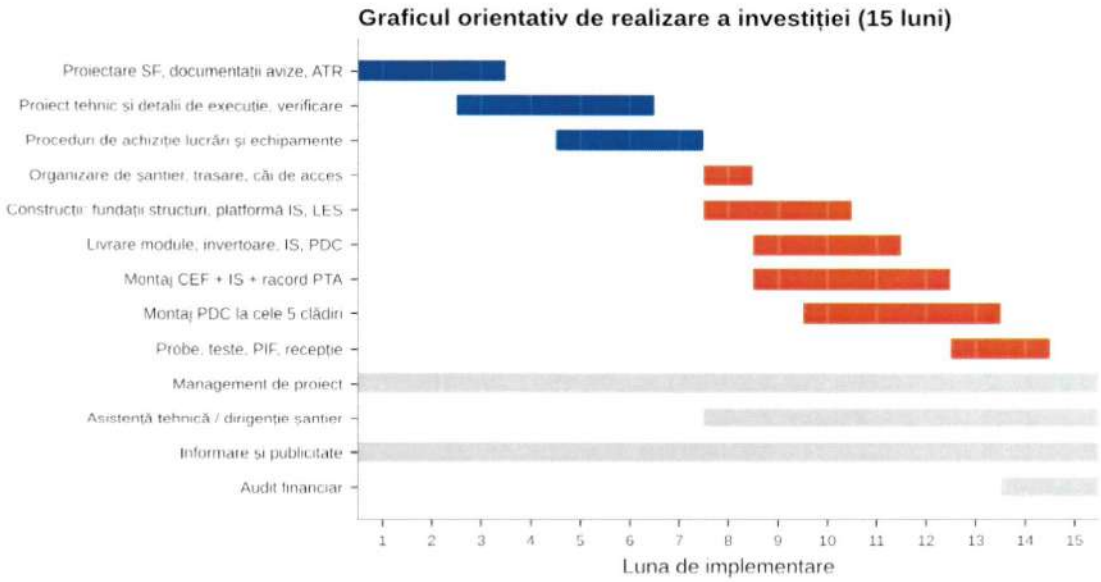


Figura 3.22 *Graficul orientativ de realizare a investiției*
Sursa: elaborator.

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

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

Analiza scenariilor s-a realizat prin **metoda incrementală**, comparând situația „cu proiect" cu situația „fără proiect" (scenariul de referință), conform HG nr. 907/2016 și ghidurilor metodologice ale Comisiei Europene pentru analiza cost-beneficiu (Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects, 2014; Economic Appraisal Vademecum 2021–2027). Principalii parametri ai cadrului de analiză sunt:

Tabel 4.1 Parametrii cadrului de analiză

Parametru	Valoare adoptată
Perioada de referință	20 de ani de operare + anul 0 (investiție) – corelată cu indicatorul I.4
Prețuri	curente (nominale), escaladare 2%/an pentru energie, combustibil și OPEX
Rata de actualizare financiară / economică	5% / 5%
Curs de schimb	5,3363 lei/€ (BCE, 13.10.2026)
Preț energie electrică	1,20 lei/kWh fără TVA (1,452 lei/kWh cu TVA)
Preț lemn de foc	400 lei/mst cu TVA (0,3361 lei/kWh termic util)
Tratarea TVA	nerecuperabil pentru U.A.T. – inclus în costurile financiare; eliminat în analiza economică
Degradarea producției PV	0,5%/an

4.1.1 Opțiunea 0 (situația fără proiect)

Opțiunea 0 („a nu face nimic") presupune menținerea situației existente: U.A.T. continuă să achiziționeze integral din rețea energia electrică pentru cele 47 de locuri de consum (238.375 kWh/an, ≈ 346.000 lei/an cu TVA, cu tendință de creștere) și să încălzească cele cinci clădiri publice cu lemn de foc (≈ 255 mst/an, ≈ 102.000 lei/an), cu randament scăzut, emisii locale de particule și confort redus. Costul total al utilităților energetice vizate este de ≈ **448.200 lei/an** în anul 1 și crește odată cu prețurile.

Opțiunea 0 nu contribuie la niciunul dintre obiectivele de decarbonizare și eficiență energetică asumate la nivel național și european, menține expunerea bugetului local la volatilitatea prețurilor și presupune, pe termen mediu, investiții de înlocuire a sobelor și a centralei pe lemne. Ea constituie scenariul de referință față de care se calculează beneficiile incrementale ale proiectului.

4.1.2 Opțiunea 1 (situația cu proiect)

Opțiunea 1 corespunde Scenariului 1 recomandat: CEF de 290 kWp și IS de 290 kW / 580 kWh pe terenul de pe izlaz, racordate la PTA-ul DEO, și pompe de căldură de 250 kW la cele cinci clădiri. În anul 1, energia fotovoltaică valorificată (producția minus pierderile din stocare) este de **307.166 kWh**, consumul rămas de achiziționat din rețea scade la ≈ **18.000 kWh/an**, iar lemnul de foc este eliminat. Costul anual al utilităților energetice, inclusiv OPEX-ul noilor echipamente, scade la ≈ **68.300 lei/an**, adică o reducere de ≈ **85%**.

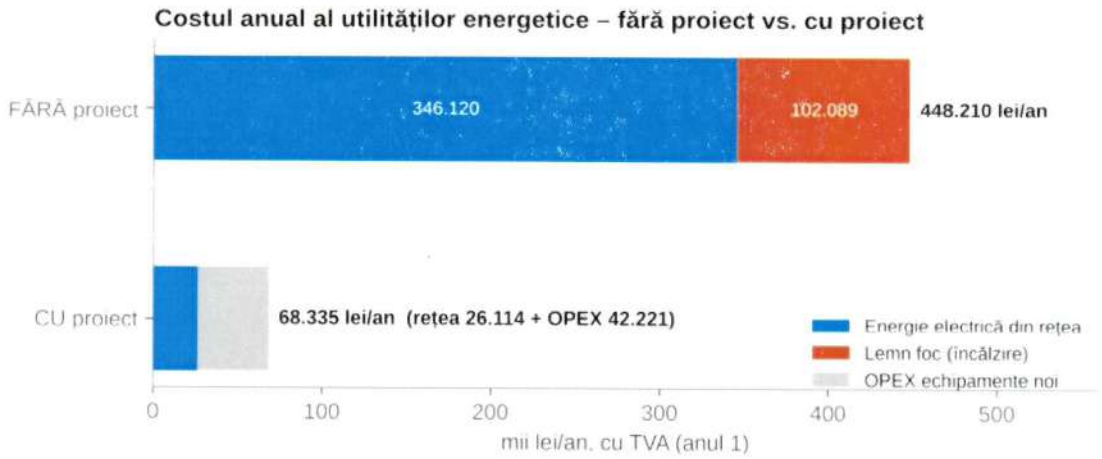


Figura 4.1 *Costul anual al utilităților energetice – fără proiect vs. cu proiect (anul 1) Sursa: analiza cost-beneficiu.*

4.1.3 Analiza comparativă a opțiunilor

Analiza comparativă include Opțiunea 0, Scenariul 1 și Scenariul 2 (CEF pe acoperișuri). Rezultatele principale sunt sintetizate în tabelul următor.

Tabel 4.2 Analiza comparativă a opțiunilor

Criteriu	Opțiunea 0	Scenariul 1 (recomandat)	Scenariul 2
Putere CEF	–	290 kWp	60,3 kWp
Producție anuală	–	322,2 MWh	60,3 MWh
Acoperirea consumului de referință (R_ac)	0	0,991	0,19
Stocare	–	290 kW / 580 kWh	≈ 60 kW / 120 kWh (5 unități)
Pompe de căldură	–	250 kW, 100%	250 kW, 100%
Valoare investiție cu TVA	0	2.102.154 lei	1.742.616 lei
Contribuția U.A.T.	0	399.875 lei	1.388.542 lei
Reducere emisii I.2	0	189,61 tCO_2/an	35,50 tCO_2/an
VANF(C) / RIRF(C)	–	3.058.825 lei / 18,41%	-1.349.570 lei / -8,45%
Intervenții la structura clădirilor	nu	nu	da (expertize, consolidări)
Conformitate cu ghidul	–	integrală	parțială (R_ac redus, plafon)

BILANȚ ENERGETIC ÎNAINTE ȘI DUPĂ IMPLEMENTARE

Bilanțul energetic al proiectului a fost realizat în auditul electroenergetic printr-un **model orar pe 8.760 de ore**, care corelează profilul de producție PVGIS cu profilul fizic al consumului (iluminat public, clădiri publice, pompe de căldură) și cu funcționarea instalației de stocare.

Tabel 4.3 Bilanțul lunar producție – consum (model orar, kWh)

Luna	Producție PV	Consum (incl. PDC)	Autoconsum direct	Din stocare	Injecție rețea	Import rețea
Ian	13.971	43.061	9.087	4.407	0	29.566
Feb	16.767	34.799	9.156	6.779	0	18.865
Mar	26.733	32.983	9.545	13.808	1.897	9.630
Apr	31.857	24.443	6.619	15.477	7.879	2.346
Mai	36.082	16.359	1.596	14.764	18.111	0
Iun	38.506	15.915	1.767	14.148	21.061	0
Iul	41.885	16.458	1.740	14.718	23.839	0
Aug	38.604	17.101	1.606	15.189	20.220	306
Sep	29.956	18.790	1.553	15.747	11.003	1.490
Oct	22.675	27.843	5.011	15.027	1.037	7.805
Nov	13.544	35.558	7.244	5.860	0	22.454
Dec	11.614	41.865	8.091	3.179	0	30.595
TOTAL	**322.193**	**325.175**	**63.015**	**139.103**	**105.048**	**123.057**

Sursa: auditul electroenergetic – model orar 8.760 h; consumul existent provine din centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar.

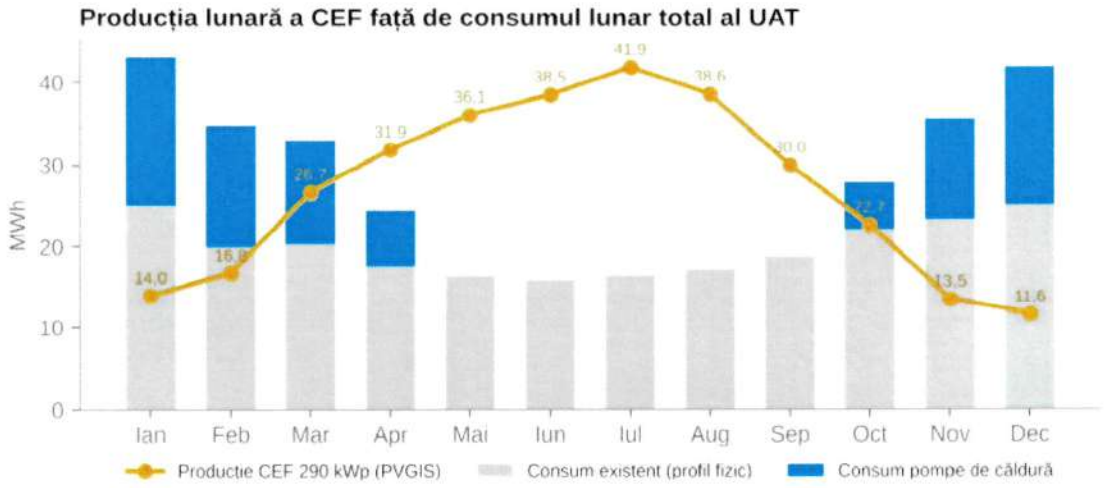


Figura 4.2 *Producția lunară a CEF față de consumul lunar total al U.A.T. Sursa: auditul electroenergetic.*

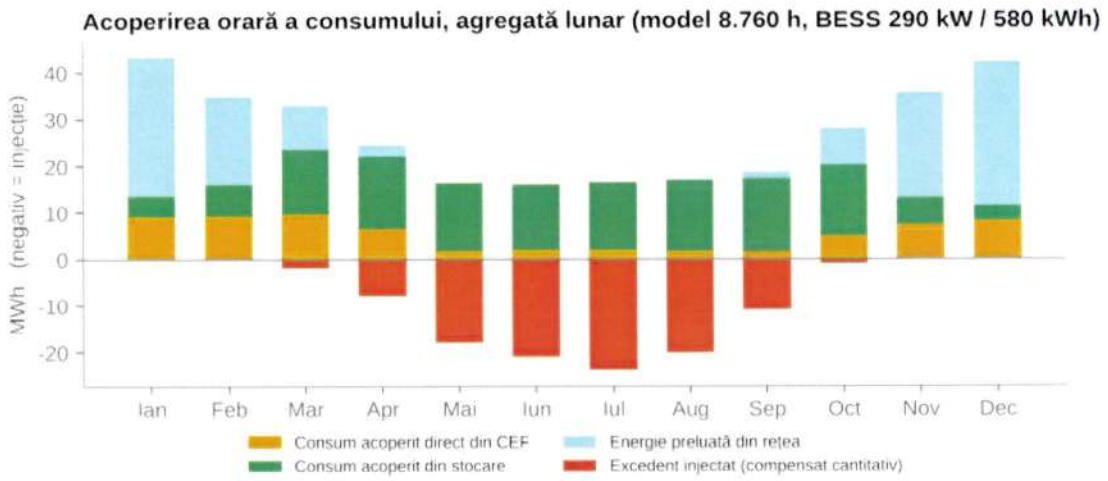


Figura 4.3 *Acoperirea orară a consumului, agregată lunar – model 8.760 h cu IS 290 kW / 580 kWh*

Sursa: auditul electroenergetic.

În lunile de vară (aprilie–septembrie), producția depășește consumul, iar surplusul (105 MWh/an) se injectează în rețea; în lunile de iarnă (noiembrie–februarie), când iluminatul public funcționează mai multe ore și pompele de căldură au consumul maxim, consumul depășește producția, iar diferența (123 MWh/an) se preia din rețea. Prin **compensarea cantitativă** a energiei livrate în rețea pe locurile de consum ale U.A.T., bilanțul anual este practic echilibrat, iar factura anuală se reduce la consumul net de ≈ 18 MWh.

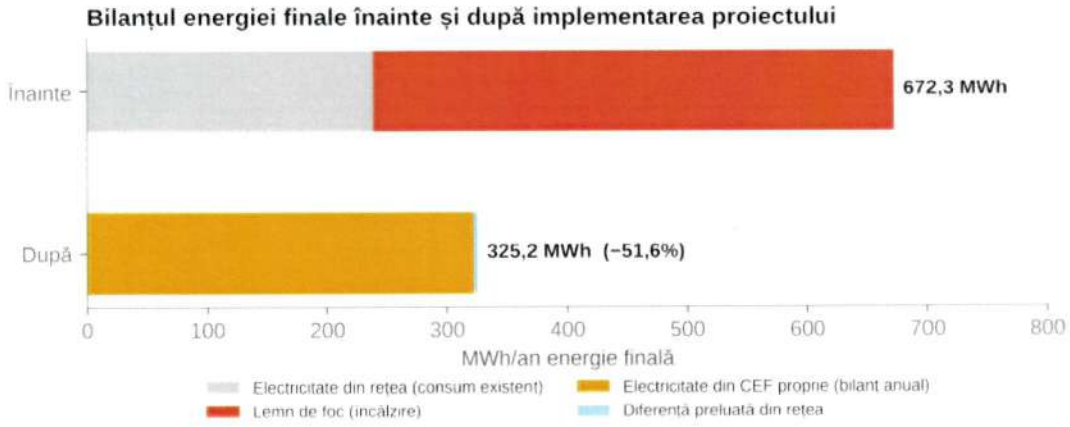


Figura 4.4 *Bilanțul energiei finale înainte și după implementarea proiectului*

Sursa: auditul electroenergetic.

Tabel 4.4 Bilanțul energiei finale înainte și după implementare

Componentă	Înainte [kWh/an]	După [kWh/an]	Variație
Energie electrică din rețea (net, anual)	238.375	≈ 18.009	−92,4%
Energie din lemn de foc (combustibil)	433.880	0	−100%
Energie electrică PDC (inclusă mai sus, acoperită din CEF)	0	86.800	+86.800

Componentă	Înainte [kWh/an]	După [kWh/an]	Variație
Energie finală totală consumată	672.255	325.175	−51,6%
Energie regenerabilă proprie (PV)	0	322.193	+322.193

Reducerea cu peste 51% a energiei finale se datorează în principal înlocuirii arderii lemnului (randament 70%) cu pompe de căldură (SCOP ≥ 3,5): pentru aceeași energie termică utilă de 303.716 kWh, energia finală scade de la 433.880 kWh (lemn) la 86.800 kWh (electricitate), adică de cinci ori.

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

Riscurile se pot clasifica în funcție de cauză (naturale sau antropice) sau după modul de manifestare (lente sau rapide). Pentru obiectivul de investiții au fost analizate următoarele vulnerabilități:

Tabel 4.5 Analiza vulnerabilităților la factori naturali, antropici și climatici

Factor de risc	Expunere / vulnerabilitate	Măsuri de reducere
Cutremure de pământ (ag = 0,20 g)	redusă – structuri metalice ușoare, ancorate; cabinete IS pe platformă de beton	calcul seismic în PT conform P100-1/2013; ancorarea echipamentelor
Alunecări de teren	redusă – pantă mică, fără indicii de instabilitate	studiu geotehnic; drenarea apelor pluviale; batere fără excavații
Inundații	foarte redusă – amplasament pe interfluviu, în afara zonelor inundabile	platformă IS supraînălțată; canale de cabluri etanșe
Zăpadă abundentă, chiciură	medie – încărcări pe module, acoperirea modulelor	structuri dimensionate la s0,k = 2,0 kN/m²; înălțime liberă ≥ 0,6 m; înclinare 15°
Vânt puternic, furtuni	medie	dimensionare conform CR 1-1-4/2012; prinderi verificate
Grindină	medie – posibilă deteriorare a modulelor	module testate la grindină (IEC 61215); asigurare
Temperaturi extreme / valuri de căldură	medie – scăderea randamentului PV și a bateriilor	module tip N cu coeficient de temperatură redus; climatizare integrată IS
Geruri severe (sub −15 °C)	medie pentru PDC – scăderea puterii	PDC dimensionate la −15 °C, funcționare garantată până la −20 °C; cascadă
Descărcări atmosferice	medie	instalație de paratrăsnet și legare la pământ, SPD tip I+II

Factor de risc	Expunere / vulnerabilitate	Măsuri de reducere
Incendiu	redusă – IS cu detecție și stingere integrate	distanțe de siguranță, stingătoare, certificare UL 9540A
Furt și vandalism	medie – amplasament extravilan	împrejmuire, supraveghere video, asigurare
Riscuri sociale (depopulare)	redusă – serviciile publice se mențin	–

Adaptarea la schimbările climatice. Scenariile climatice pentru sudul României indică o creștere a temperaturilor medii (+1,5…2,5 °C până la mijlocul secolului), a frecvenței valurilor de căldură și a fenomenelor extreme (ploi torențiale, grindină, furtuni), precum și ierni mai blânde. Aceste evoluții au efecte mixte asupra proiectului: iernile mai blânde reduc necesarul de căldură și cresc performanța pompelor de căldură, în timp ce temperaturile ridicate reduc ușor randamentul modulelor. Măsurile de proiectare enumerate mai sus asigură reziliența investiției pe întreaga durată de viață, iar asigurarea echipamentelor acoperă riscurile reziduale.

4.3 Situația utilităților și analiza de consum

Energie electrică. Pentru CEF și IS, energia electrică pentru serviciile proprii (EMS, monitorizare, climatizarea cabinetelor de stocare) se asigură din producția proprie și, în lipsa acesteia, din rețea, prin același punct de racordare. Racordarea se realizează la PTA-ul existent al Distribuție Energie Oltenia, în baza ATR. Pentru pompele de căldură, alimentarea se face din instalațiile electrice ale clădirilor; puterea maximă absorbită de toate pompele la −15 °C este de ≈ 86 kW (COP ≈ 2,1 la A−15/W55). Pentru fiecare loc de consum se verifică puterea aprobată prin certificatul de racordare și, după caz, se solicită sporirea puterii (alimentare trifazată 400 V).

Tabel 4.6 Puterea electrică suplimentară necesară la clădiri

Clădire	Putere PDC absorbită la −15 °C [kW]	Loc de consum existent	Măsură
Sediul Primăriei	≈ 19,9	POD 51747427 „SEDIU"	verificare putere aprobată; spor de putere dacă e necesar
Școala veche	≈ 13,1	alimentare din instalația sediului (CF 39156)	circuit dedicat din tabloul sediului
Dispensar	≈ 22,3	POD 50198483 „DISPENSAR MEDICAL"	verificare putere aprobată
Grădinița	≈ 20,5	POD 51681071 „GRADINITA"	verificare putere aprobată
Centrul de informare	≈ 10,4	alimentare locală	branșament / spor de putere

Clădire	Putere PDC absorbită la −15 °C [kW]	Loc de consum existent	Măsură
TOTAL	**≈ 86,2**		

Apă, canalizare, gaze naturale, agent termic. Funcționarea CEF și a IS nu necesită alimentare cu apă, canalizare sau gaze naturale. Pompele de căldură utilizează agentul termic din instalațiile interioare de încălzire (umplere inițială și completări din rețeaua de apă a clădirilor). În faza de execuție, apa pentru personal se asigură din imobilele existente, iar pentru grupurile sanitare se închiriază toalete ecologice.

Analiza de consum a fost tratată detaliat la cap. 2.3, 2.4 și 4.1.3: consumul existent de energie electrică de 238.375 kWh/an (centralizator pus la dispoziție de beneficiar), consumul suplimentar al pompelor de căldură de 86.800 kWh/an și consumul anual de referință de 325.175 kWh/an, pe baza căruia s-a dimensionat centrala fotovoltaică.

4.4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

4.4.1 Aspecte de mediu

Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor

În faza de execuție, zgomotul și vibrațiile sunt generate de utilajele de batere a profilelor, de transportul materialelor și de lucrările de montaj; acestea au caracter temporar, se desfășoară exclusiv în timpul zilei și, la amplasamentul CEF, la distanță de locuințe. În faza de exploatare, centrala fotovoltaică nu produce vibrații, iar invertoarele și sistemele de climatizare ale cabinetelor de stocare generează un zgomot redus (sub 60–65 dB(A) la 1 m), neperceptibil la limita amplasamentului. Unitățile exterioare ale pompelor de căldură vor fi alese cu nivel de putere acustică redus și mod silențios programabil, montate pe suporturi antivibratile și amplasate astfel încât să se respecte limitele SR 10009 și ale Ordinului MS nr. 119/2014 la limita proprietății și la ferestrele încăperilor.

Protecția calității apelor

Procesul de producere a energiei electrice cu ajutorul panourilor fotovoltaice nu generează ape uzate sau substanțe care să conducă la poluarea apelor. Curățarea modulelor se face cu apă demineralizată, fără detergenți. Pompele de căldură aer-apă nu utilizează surse de apă subterană sau de suprafață; circuitul hidraulic este închis. Nu se realizează foraje.

Protecția aerului

Centrala fotovoltaică nu produce emisii în atmosferă în timpul funcționării. Proiectul are un **efect pozitiv semnificativ** asupra calității aerului: eliminarea arderii a ≈ 255 mst de lemn pe an în cele cinci clădiri publice reduce emisiile locale de particule fine (≈ 1,16 t PM2,5/an), monoxid de carbon, compuși organici volatili și hidrocarburi aromatice policiclice, cu beneficii directe pentru sănătatea copiilor, elevilor, pacienților și personalului.

Protecția împotriva radiațiilor

Nu este cazul. Echipamentele electrice respectă cerințele de compatibilitate electromagnetică (Directiva 2014/30/UE), iar câmpurile electromagnetice generate de invertoare și cabluri sunt sub limitele prevăzute de HG nr. 1136/2006.

Protecția solului și subsolului

Fundarea prin batere a profilelor metalice nu implică excavații sau betonări extinse; solul vegetal se păstrează sub mese, iar suprafața impermeabilizată se limitează la platforma instalației de stocare (≈ 40 m²). În faza de execuție, utilajele nu vor fi întreținute sau alimentate pe amplasament, iar eventualele scurgeri accidentale vor fi colectate cu materiale absorbante. La finalul duratei de viață, profilele se extrag și terenul se readuce la starea inițială.

Protecția ecosistemelor terestre și acvatice

Amplasamentul nu se află în interiorul sau în vecinătatea imediată a ariilor naturale protejate. Lucrările nu afectează ecosisteme acvatice. Pajiștea de sub module se menține și se întreține prin cosire, oferind în continuare habitat pentru insecte și fauna mică; împrejmuirea va permite trecerea animalelor mici.

Protecția așezărilor umane

Montarea și exploatarea centralei, în conformitate cu reglementările din domeniu, nu generează riscuri pentru sănătatea populației. Amplasamentul CEF se află la distanță de locuințe, iar lucrările la clădirile publice se vor programa, pe cât posibil, în afara orelor de program sau în vacanțe (grădiniță, școală). Se vor respecta prevederile Codului civil privind vecinătățile.

Gospodărirea deșeurilor

Regimul deșeurilor produse în timpul execuției respectă **Legea nr. 17/2023** privind gestionarea deșeurilor și HG nr. 856/2002. Deșeurile preconizate sunt: ambalaje (carton, lemn, plastic, folie), resturi metalice și de cabluri, deșeuri de construcții (de la fundația platformei și de la instalațiile interioare) și, la clădiri, **sobele dezafectate și echipamentele vechi**. Acestea se colectează selectiv, se depozitează temporar în containere și se predau operatorilor autorizați, cu evidența gestiunii. Pe durata exploatării, modulele, invertoarele și bateriile scoase din uz se gestionează conform regimului DEEE (OUG nr. 5/2015) și Regulamentului (UE) 2023/1542 privind bateriile, prin predare către operatori autorizați pentru reciclare.

4.4.2 Evaluarea impactului reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră

Conform metodologiei din Ghidul solicitantului, reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră (indicatorul I.2) se calculează prin înmulțirea producției PV anuale estimate cu factorul de emisie de **0,5885 tCO_2/MWh**:

$$I.2 = P\_an \times FE = 322{,}193\ MWh/an \times 0{,}5885\ tCO_2/MWh = 189{,}61\ tCO_2/an$$

Pe perioada de referință de 20 de ani, reducerea cumulată aferentă componentei fotovoltaice este de 6.443,86 MWh × 0,5885 = **3.792,2 tCO_2**. Alți indicatori energetici calculați conform metodologiei sunt:

I.4 – Producția totală: P_t = P_an × 20 = 322,193 × 20 = 6.443,86 MWh

Producția în energie primară echivalentă: P_tep = 322,193 × 0,086 = 27,71 tep/an

I.5 – Factorul de capacitate: k = P_an / (I.1 × 8.760) = 322,193 / (0,290 × 8.760) = 12,68%

Pe lângă indicatorul I.2, proiectul aduce un beneficiu de mediu suplimentar prin **eliminarea arderii lemnului** în cele cinci clădiri. Deși biomasa este considerată, convențional, neutră din punct de vedere al emisiilor de CO_2, arderea ei ineficientă în sobe generează emisii semnificative de poluanți locali, iar reducerea consumului de lemn diminuează presiunea asupra pădurilor din zonă. Aceste beneficii nu sunt incluse în formula indicatorului I.2.

Pentru fiecare kWh produs din sursă regenerabilă se evită, de asemenea, emisiile de poluanți asociate producției din surse fosile (dioxid de sulf, oxizi de azot, pulberi), contribuind la îmbunătățirea calității aerului la nivel regional.

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

Dimensionarea centralei fotovoltaice și a instalației de stocare s-a realizat strict pe baza cererii de energie a beneficiarului, cu respectarea indicatorilor obligatorii de autoconsum AC.1–AC.5 din ghid. Conform instrucțiunii de completare a ghidului, tabelul de calcul care conține valorile C_an, P_an, R_ac, P_PV, P_stoc, R_P și E_stoc este prezentat mai jos.

Tabel 4.7 Tabelul de calcul al indicatorilor de autoconsum (AC.1–AC.5)

Indicator	Simbol	Formula	Valoare	Condiție ghid	Status
AC.1 Consum anual de referință	C_an	Σ 12 luni + consum PDC	325.175 kWh/an	12 luni consecutive + audit	conform
AC.2 Producția anuală estimată	P_an	simulare PVGIS	322.193 kWh/an	program de specialitate	conform
AC.3 Raport de dimensionare	R_ac	P_an / C_an	0,991	≤ 1,10	conform
Puterea instalată PV	P_PV	min(P_DC; P_AC)	290 kW	–	–
Puterea nominală a stocării	P_stoc	parametru minim	290 kW	–	–
AC.4 Raport de putere	R_P	P_stoc / P_PV	1,00	≥ 1,00	conform
Capacitatea nominală de stocare	E_stoc	parametru minim	580 kWh	–	–
AC.5 Durata echivalentă	E_stoc / P_PV	580 / 290	2,0 h	2 h ≤ … ≤ 4 h	conform

Raportul R_ac = 0,991 arată că producția anuală acoperă practic integral consumul de referință, fără supradimensionare, ceea ce garantează că **100% din energia produsă este destinată autoconsumului** beneficiarului (condiția de eligibilitate s). Durata de stocare de 2 h a fost aleasă pe baza analizei de sensibilitate din auditul electroenergetic: creșterea capacității la 870 kWh (3 h) ar aduce un spor de autoconsum de doar ≈ 6,8 MWh/an, iar la 1.160 kWh (4 h) câștigul ar fi practic nul, la costuri suplimentare de 150.000–300.000 lei – deci 2 h reprezintă optimul tehnico-economic.

4.6 Analiza financiară și economică

Analiza financiară și economică a fost realizată detaliat în **Analiza cost-beneficiu (ACB)** anexată la prezentul studiu, pe baza registrului de calcul MASTER ACB, conform HG nr. 907/2016 și metodologiei Comisiei Europene. În continuare se prezintă sinteza rezultatelor.

4.6.1 Costurile investiției și sursele de finanțare

Costul financiar al investiției este costul **cu TVA**, 2.102.154,34 lei, întrucât TVA este nerecuperabil pentru U.A.T. Structura costului și a surselor de finanțare este prezentată în figurile următoare.

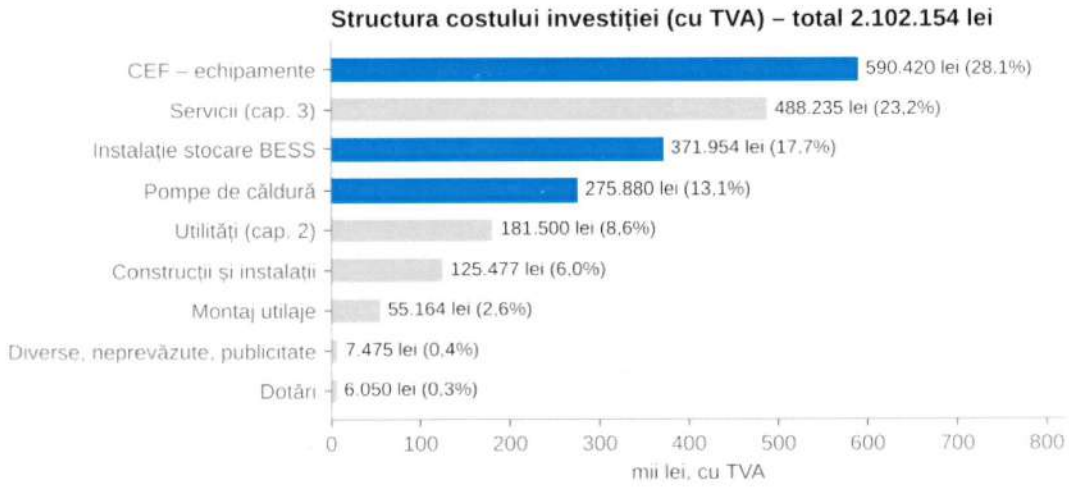


Figura 4.5 *Structura costului investiției (cu TVA)*
Sursa: Devizul general; analiza cost-beneficiu.

Tabel 4.8 Sursele de finanțare ale investiției

Sursă	Valoare [lei]	Pondere
Grant Fondul pentru Modernizare (319.000 € × 5,3363)	1.702.279,70	81,0%
Buget local U.A.T. – TVA nerecuperabil (neeligibil)	364.836,70	17,4%
Buget local U.A.T. – depășirea plafonului de 1,1 mil. €/MW	35.037,94	1,7%
TOTAL	**2.102.154,34**	**100,0%**

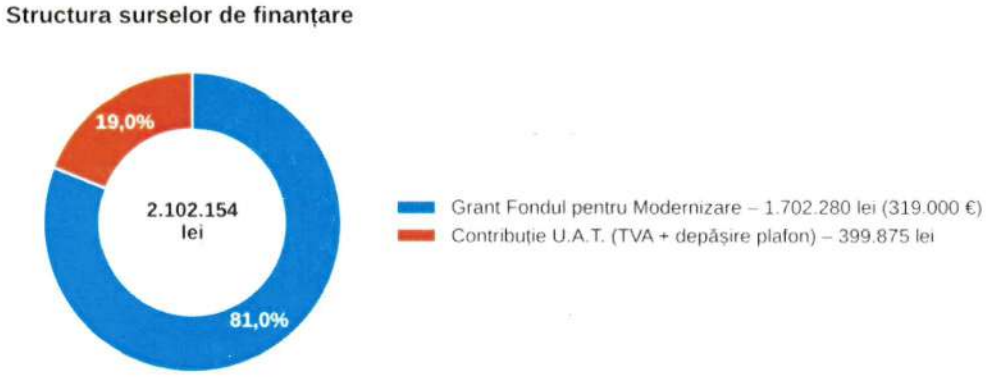


Figura 4.6 *Structura surselor de finanțare*
Sursa: bugetul proiectului.

4.6.2 Costurile de operare și beneficiile financiare

Costurile de operare (OPEX) în anul 1 sunt de **42.221 lei cu TVA**: O&M CEF (18.725 lei), O&M IS (5.579 lei), O&M PDC (9.801 lei), asigurare (5.212 lei) și monitorizare/comunicații (2.904 lei). Sunt prevăzute înlocuiri ale componentelor bateriilor și ale invertoarelor în anul 12 (185.783 lei) și ale compresoarelor pompelor de căldură în anul 15 (72.804 lei).

Beneficiile financiare sunt economii de cheltuieli bugetare: economia de energie electrică (307.166 kWh × 1,452 lei/kWh = 446.005 lei în anul 1) și costul lemnului evitat (102.089 lei), din care se scade costul energiei consumate de pompele de căldură (86.776 kWh × 1,452 = 125.999 lei). Beneficiul net de operare în anul 1 este de 422.096 lei, iar fluxul net incremental, după OPEX, de **379.875 lei**.

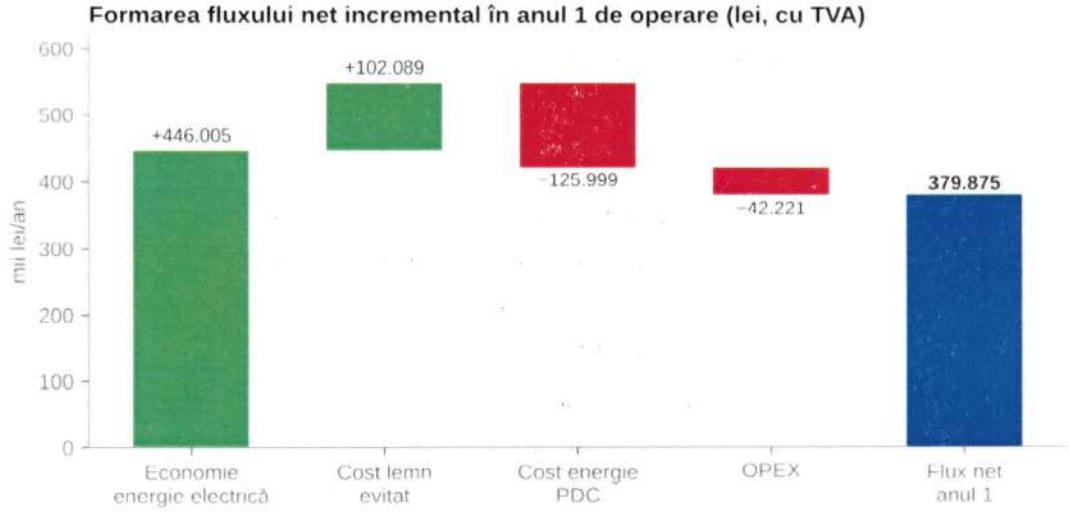


Figura 4.7 *Formarea fluxului net incremental în anul 1 de operare*
Sursa: analiza cost-beneficiu.

4.6.3 Rezultatele analizei financiare și economice

Tabel 4.9 Indicatorii analizei financiare și economice

Indicator	Valoare	Criteriu	Rezultat
VANF(C) – valoarea actualizată netă financiară a investiției	3.058.825 lei	> 0	îndeplinit
RIRF(C) – rata internă de rentabilitate financiară	18,41%	> 5%	îndeplinit
Raport B/C financiar	2,07	> 1	îndeplinit
Durata de recuperare actualizată	7 ani (≈ 6,4 ani)	< 20 ani	îndeplinit
VANF(K) – capitalul beneficiarului	4.761.105 lei	> 0	îndeplinit
RIRF(K)	96,38%	> 5%	îndeplinit
Sustenabilitate – ani cu deficit de numerar	0	0	sustenabil
VANE – valoarea actualizată netă economică	2.527.955 lei	> 0	îndeplinit
RIRE – rata internă de rentabilitate economică	18,41%	> 5%	îndeplinit
Raport B/C economic	2,07	> 1	îndeplinit

Sursa: analiza cost-beneficiu (anexă la SF).

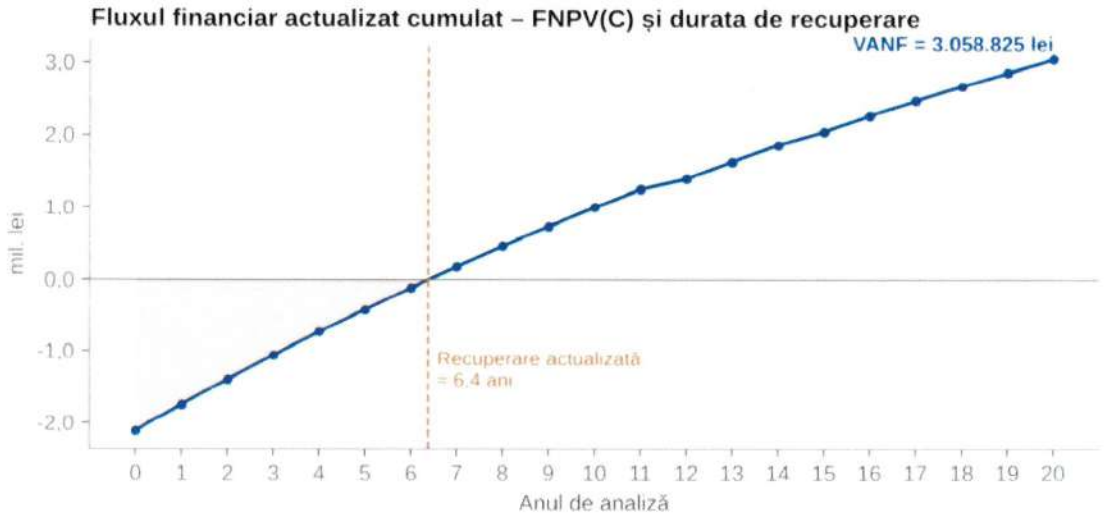


Figura 4.8 *Fluxul financiar actualizat cumulat și durata de recuperare*
Sursa: analiza cost-beneficiu.

Investiția este rentabilă chiar și fără grant (VANF(C) > 0, RIRF(C) = 18,41%), iar pentru U.A.T., care suportă doar 19% din cost, efortul propriu se recuperează în mai puțin de doi ani. Analiza sustenabilității arată că, din anul 1, economiile nete depășesc în fiecare an cheltuielile de operare, inclusiv în anii înlocuirilor, astfel încât nu apar deficite de numerar. Analiza economică (prețuri contabile, fără transferuri fiscale) confirmă că proiectul este benefic pentru societate (VANE = 2,53 mil. lei, RIRE = 18,41% > 5%), chiar fără monetizarea reducerii emisiilor.

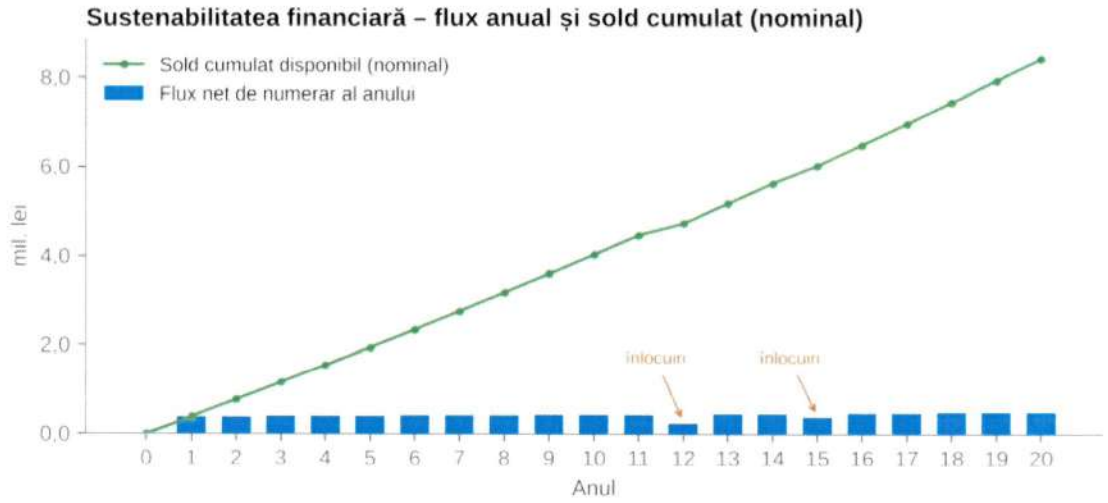


Figura 4.9 *Sustenabilitatea financiară – flux anual și sold cumulat*
Sursa: analiza cost-beneficiu.

Pentru comparație, Scenariul 2 (CEF pe acoperișuri, ≈ 60 kWp) are, în aceleași ipoteze, un **VANF(C) negativ de ≈ -1.349.570 lei** și o rată internă de rentabilitate negativă (-8,45%): producția fotovoltaică redusă nu mai acoperă costul energiei consumate de pompele de căldură, iar costurile mari de construcții-montaj nu sunt recuperate. Scenariul 2 nu este, prin urmare, viabil din punct de vedere financiar.

4.7 Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate identifică variabilele critice ale proiectului și măsoară impactul variației acestora asupra VANF și RIRF. O variabilă este critică dacă o variație de ±1% a acesteia produce o variație de peste 1% a VANF.

Tabel 4.10 Rezultatele analizei de senzitivitate

Scenariu	VANF [lei]	RIRF	Δ VANF
Bază	3.058.825	18,41%	–
CAPEX +10%	2.848.610	16,58%	-6,9%
CAPEX +20%	2.638.394	15,01%	-13,7%
Producție −10%	2.431.897	15,98%	-20,5%
Producție −20%	1.804.969	13,44%	-41,0%
Preț energie −10%	2.431.897	15,98%	-20,5%
Preț energie −20%	1.804.969	13,44%	-41,0%
OPEX +10%	2.996.906	18,18%	-2,0%
OPEX +20%	2.934.987	17,95%	-4,0%
Cost lemn evitat −10%	2.909.107	17,85%	-4,9%
Combinat advers	-41.820	4,81%	-101,4%

Sursa: analiza cost-beneficiu.

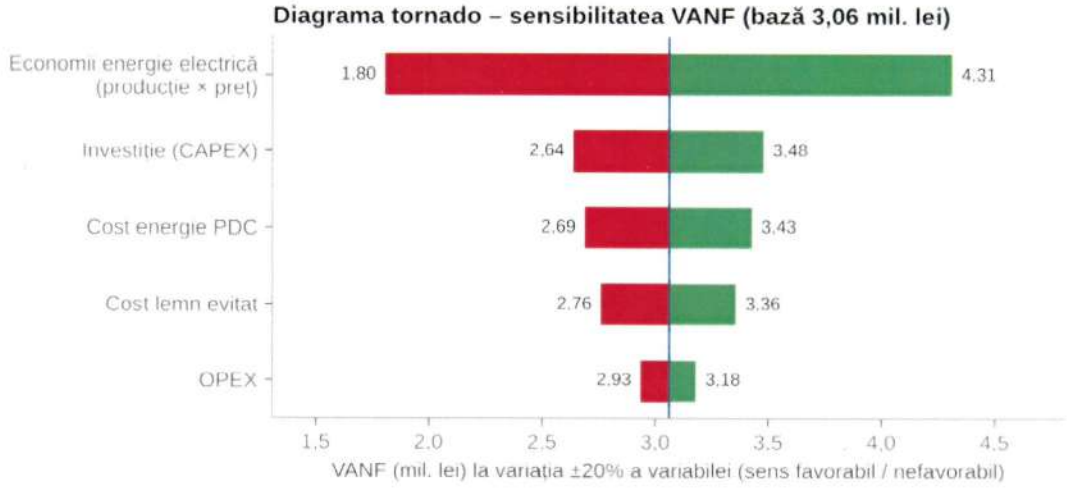


Figura 4.10 *Diagrama tornado – sensibilitatea VANF la variația ±20% a variabilelor*
Sursa: analiza cost-beneficiu.

Tabel 4.11 Valorile de comutare și elasticitățile VANF

Variabilă	Valoare de comutare	Elasticitate	Critică?
Cost investiție (CAPEX)	+145,5%	-0,69	NU
Economii energie electrică (producție × preț)	−48,8%	2,05	DA
Cost lemn evitat	−204,3%	0,49	NU
Cost electric PDC	+165,5%	-0,60	NU
OPEX	+494,0%	-0,20	NU

Singura variabilă critică este **economia de energie electrică** (produsul dintre energia valorificată și prețul energiei), cu elasticitate 2,05 și valoare de comutare −48,8%: prețul energiei ar trebui să scadă la ≈ 0,61 lei/kWh fără TVA sau producția să fie cu ≈ 49% sub simulare pentru ca VANF să devină zero – situații improbabile. În toate scenariile individuale (±10%, ±20%) VANF rămâne pozitiv; doar în scenariul advers combinat (cinci variabile deteriorate simultan cu 20%) VANF devine practic nul (−41.820 lei, RIRF 4,81%), situație cu probabilitate foarte redusă.

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

Identificarea riscurilor

Pe baza experienței sale, elaboratorul a identificat principalele riscuri care pot apărea pe parcursul proiectului, grupate pe fazele de proiectare, construcție, exploatare și pe riscuri contractuale și de reglementare:

1. Riscuri în etapa de proiectare

- evaluarea incorectă a necesităților investiționale financiare și materiale – o evaluare incorectă a resurselor înainte și în timpul construcției ar avea impact negativ asupra proiectului;
- date de intrare incomplete sau incorecte (consumuri, relevee, instalații existente) – pot conduce la o soluție tehnică subdimensionată sau supradimensionată;
- nerespectarea prescripțiilor tehnice de instalare, construcție și proiectare și a normelor în vigoare – poate conduce la neacordarea avizelor sau la o lucrare nefiabilă;
- evaluarea incorectă a impactului asupra mediului – costuri suplimentare și întârzieri;
- elaborarea incorectă a documentației pentru obținerea avizelor (ATR, aviz de mediu, autorizație de construire) – poate întârzia proiectul.

2. Riscuri în faza de construcție

- întârzieri în execuție, în livrarea echipamentelor (module, invertoare, baterii, pompe de căldură) și în montaj – costuri mai mari și decalarea punerii în funcțiune;
- probleme funcționale ale echipamentelor furnizate de terți;
- nerespectarea procedurilor de lucru pentru construcții și montaj;
- nerespectarea normelor de securitate și sănătate în muncă.

3. Riscuri în faza de exploatare

- parametrii de funcționare în afara specificațiilor (producție PV, SCOP real al PDC, capacitatea bateriei);
- nerespectarea procedurilor de exploatare și a graficului de mentenanță;
- lipsa experienței personalului în exploatarea echipamentelor;
- degradarea modulelor din cauza grindinei sau a fenomenelor extreme;
- degradarea mai rapidă a bateriilor;
- modificarea strategiei energetice locale sau a cadrului de reglementare al prosumatorilor.

4. Riscuri contractuale

- condiții tehnice, juridice și financiare neclare în contractele de achiziție, cu consecințe asupra planului de investiție.

Evaluarea riscurilor s-a realizat prin scorarea impactului (1–5) și a probabilității (1–5); scorul riscului este produsul celor două. Rezultatele sunt prezentate în tabelele de mai jos.

Tabel 4.12 Riscurile fazei de proiectare

Risc	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Scor	Clasificare
Evaluarea incorectă a necesităților investiționale	3	1	3	Acceptabil
Date de intrare incomplete sau incorecte	4	2	8	Acceptabil
Nerespectarea prescripțiilor tehnice și a normelor	4	1	4	Acceptabil

Risc	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Scor	Clasificare
Evaluarea incorectă a impactului asupra mediului	3	1	3	Acceptabil
Elaborarea incorectă a documentației pentru avize	3	2	6	Acceptabil

Tabel 4.13 Riscurile fazei de construcție

Risc	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Scor	Clasificare
Întârzieri în execuție și livrarea echipamentelor	4	3	12	Acceptabil – monitorizat
Probleme funcționale ale echipamentelor terților	3	2	6	Acceptabil
Nerespectarea procedurilor de construcție și montaj	3	2	6	Acceptabil
Nerespectarea normelor SSM	4	2	8	Acceptabil
Creșterea costului investiției	4	3	12	Acceptabil – monitorizat

Tabel 4.14 Riscurile fazei de exploatare

Risc	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Scor	Clasificare
Parametri de funcționare în afara specificațiilor	3	2	6	Acceptabil
Nerespectarea procedurilor de exploatare	3	1	3	Acceptabil
Lipsa experienței personalului	2	2	4	Acceptabil
Nerespectarea graficului de mentenanță	3	2	6	Acceptabil
Degradarea modulelor din cauza grindinei	4	1	4	Acceptabil
Degradarea mai rapidă a bateriilor	4	3	12	Acceptabil – monitorizat
Performanța PDC sub ipoteză (SCOP)	4	2	8	Acceptabil

Tabel 4.15 Riscuri contractuale și de reglementare

Risc	Impact (1–5)	Probabilitate (1–5)	Scor	Clasificare
Condiții contractuale neclare	3	2	6	Acceptabil
Modificarea cadrului de reglementare a prosumatorilor / compensării	4	2	8	Acceptabil
Deficit bugetar pentru înlocuiri	5	2	10	Acceptabil

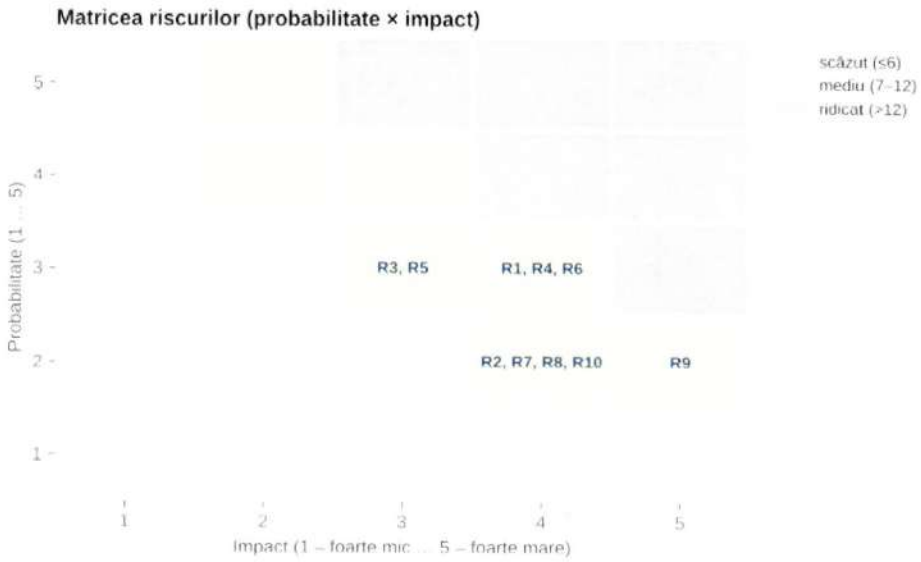


Figura 4.11 *Matricea riscurilor (probabilitate × impact)*
Sursa: analiza cost-beneficiu – registrul riscurilor.

Ultimul pas al evaluării riscurilor este planul de control al riscurilor, care cuprinde măsurile de reducere și desemnează partea responsabilă pentru fiecare risc.

Tabel 4.16 Planul de control al riscurilor

Risc	Faza	Măsuri de reducere	Responsabil
Evaluarea incorectă a necesităților investiționale	Proiectare	deviz pe bază de cotații de piață; capitolul de diverse și neprevăzute; verificarea tehnică a proiectului	Proiectant, Beneficiar
Date de intrare incomplete	Proiectare	relevee și măsurători pe teren pentru Primărie și Centrul de informare; expertiza instalațiilor interioare	Proiectant, Beneficiar
Documentație incorectă pentru avize	Proiectare	verificare de către specialiști atestați; consultarea timpurie a DEO și APM	Proiectant
Întârzieri în execuție și livrare	Construcți e	grafic realist; penalități contractuale; comandarea timpurie a echipamentelor cu termen lung (IS, transformator)	Constructor, Beneficiar
Probleme funcționale ale echipamentelor	Construcți e	specificații cu parametri minimi; garanții; teste de recepție; clauze de remediere	Constructor, Beneficiar
Nerespectarea normelor SSM	Construcți e	coordonator SSM (HG nr. 300/2006); plan de securitate; instruirea personalului	Constructor
Parametri în afara specificațiilor	Exploatare	monitorizare SCADA; teste de performanță anuale; garanții de performanță	Beneficiar, Operator O&M

Risc	Faza	Măsuri de reducere	Responsabil
Lipsa experienței personalului	Exploatare	instruirea personalului de către furnizori; contract de O&M externalizat	Beneficiar
Degradarea modulelor/bateriilor	Exploatare	asigurare; garanții producător; EMS cu limitarea ciclurilor; fond de înlocuire	Beneficiar
Modificarea cadrului de reglementare	Exploatare	monitorizarea legislației; adaptarea strategiei EMS (maximizarea autoconsumului)	Beneficiar
Condiții contractuale neclare	Toate	contracte-cadru verificate juridic; clarificări prin acte adiționale	Beneficiar

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

Comparația celor două scenarii s-a realizat pe cinci criterii – tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și al riscurilor – cu o evaluare calitativă și cantitativă. Tabelul următor sintetizează rezultatele.

Tabel 5.1 Comparația multicriterială a scenariilor

Criteriu	Scenariul 1 – teren izlaz	Scenariul 2 – acoperișuri
Tehnic – putere instalabilă	290 kWp – întreaga putere necesară	≈ 60 kWp – limitată de suprafața acoperișurilor
Tehnic – producție specifică	1.111 kWh/kWp (sud, 15°, fără umbrire)	≈ 1.000 kWh/kWp (orientări impuse, umbriri)
Tehnic – acoperirea consumului (R_ac)	0,991	0,19
Tehnic – stocare	centralizată 290 kW / 580 kWh, AC.4 și AC.5 conforme	5 unități mici, cost specific mai mare
Tehnic – complexitate execuție	redusă: montaj la sol, un racord	ridicată: lucru la înălțime, 5 racorduri, consolidări
Economic – cost total cu TVA	2.102.154 lei	1.742.616 lei
Economic – cost total / kWp	5.991 lei/kWp	23.876 lei/kWp
Financiar – VANF(C) / RIRF(C)	3.058.825 lei / 18,41%	-1.349.570 lei / -8,45%
Financiar – contribuția U.A.T.	399.875 lei	1.388.542 lei

Criteriu	Scenariul 1 – teren izlaz	Scenariul 2 – acoperișuri
Sustenabilitate – reducere CO_2 (I.2)	189,61 tCO_2/an	35,50 tCO_2/an
Sustenabilitate – impact asupra clădirilor istorice	nul	intervenții asupra șarpantelor din 1894/1902
Riscuri	reduse	ridicate (structurale, incendiu, costuri, termene)
Conformitate cu ghidul	integrală	parțială
Punctaj de ansamblu (1–5)	5	2

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

Pe baza analizei comparative, elaboratorul recomandă **Scenariul 1**, care:

- permite instalarea întregii puteri fotovoltaice necesare acoperirii consumului de referință (R_ac = 0,991) și obținerea grantului maxim de 319.000 €, cu o contribuție proprie a U.A.T. redusă (≈ 19% din cost);
- are indicatori financiari și economici net superiori (VANF(C) = 3,06 mil. lei față de o valoare negativă în Scenariul 2);
- respectă integral cerințele ghidului (I.1–I.7, AC.1–AC.5, plafonul pe MW, injecția ≤ 400 kW, stocare integrată LFP, PDC integrate cu SCOP ≥ 3,5);
- evită intervențiile asupra structurilor clădirilor istorice și riscurile asociate;
- concentrează instalațiile electrice de putere într-un singur amplasament, împrejmuit și monitorizat, ușor de întreținut.

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

a) Obținerea și amenajarea terenului

Terenurile necesare investiției se află în **proprietatea publică a Comunei Păușești-Măglași**, conform extraselor de carte funciară, nefiind necesare cheltuieli pentru obținerea terenului (cap. 1.1 din devizul general = 0). Amenajarea terenului CEF se limitează la: cosirea vegetației, trasarea, nivelarea locală a platformei instalației de stocare, realizarea căii de acces interioare din balast și a împrejmuirii, lucrări incluse la cap. 4.1. Nu sunt necesare defrișări, relocări de utilități sau lucrări de aducere a terenului la starea inițială în faza de execuție. La clădirile publice, amplasarea unităților exterioare pe postamente nu necesită lucrări de amenajare a terenului.

b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Alimentarea cu apă

Procesele tehnologice desfășurate pe amplasamentul CEF nu necesită alimentare cu apă industrială sau potabilă: funcționarea centralei este complet automatizată, fără personal permanent. Pentru curățarea modulelor se utilizează apă demineralizată adusă cu autocisterna.

În faza de construcție, apa potabilă pentru personal se asigură îmbuteliat. Pentru pompele de căldură, umplerea instalațiilor de încălzire se face din rețelele de apă existente ale clădirilor.

Evacuarea apelor uzate

Activitatea desfășurată pe amplasament nu generează ape uzate și nu necesită racordarea la o rețea de canalizare. În perioadele de construcție și întreținere se vor utiliza toalete ecologice, prin contracte cu firme autorizate. Condensul format la unitățile exterioare ale pompelor de căldură se evacuează gravitațional în teren sau în rețeaua pluvială.

Asigurarea agentului termic

Funcționarea CEF nu necesită agent termic. Pompele de căldură reprezintă chiar sursa de agent termic pentru cele cinci clădiri publice, înlocuind sobele și centrala pe lemne.

Energia electrică

Racordarea centralei la Sistemul Energetic Național se face numai în baza avizului tehnic de racordare emis de **Distribuție Energie Oltenia S.A.**, operatorul de distribuție concesionar, la **postul de transformare aerian (PTA) existent de la marginea terenului**, printr-o linie electrică subterană de 0,4 kV și un bloc de măsură și protecție cu contor bidirecțional. Energia electrică produsă acoperă consumul propriu al U.A.T., prin autoconsum direct, prin stocare și prin compensarea cantitativă a energiei livrate în rețea pe locurile de consum ale U.A.T. În faza de construcție, energia pentru utilajele de mică putere se asigură prin grupuri electrogene sau printr-un racord provizoriu de șantier.

Gaze naturale

Realizarea și funcționarea obiectivului nu necesită alimentare cu gaze naturale.

c) Soluția tehnică, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, funcțional-arhitectural și economic

Soluția tehnică recomandată, descrisă detaliat la cap. 3.2, cuprinde următoarele lucrări principale pentru investiția de bază:

Tabel 5.2 Principalele lucrări ale investiției de bază

Obiect / lucrare	Descriere
Lucrări pregătitoare și împrejmuire	trasare, cosire, cale de acces interioară din balast (≈ 120 m²), împrejmuire din plasă bordurată h = 2 m cu poartă de acces, supraveghere video
Structuri CEF	10 mese fixe 2P × 25 module, oțel zincat, înclinare 15°, fundare prin batere (≈ 120 profile), pas între rânduri 7,5 m
Montaj module și invertoare	500 module × 580 Wp; 3 invertoare (2 × 125 + 40 kW) montate pe structuri; cutii de joncțiune, cabluri c.c. în jgheaburi/tuburi
Instalația de stocare	platformă din beton armat (≈ 40 m²); 2 cabinete LFP all-in-one, 290 kW / 580 kWh total; conectare la TG 0,4 kV
Instalații electrice	TG 0,4 kV, cabluri c.a. în tranșee, priză de pământ și paratrăsnet, iluminat de siguranță, EMS și SCADA

Obiect / lucrare	Descriere
Racord la rețea	LES 0,4 kV ≈ 40 m la PTA DEO, BMPT cu contor bidirecțional; eventuale lucrări în amonte conform ATR
Centrale termice cu pompe de căldură (5 clădiri)	9 PDC aer-apă R290 pe postamente, vase tampon, grupuri de pompare, automatizare cascadă, contorizare termică și electrică
Instalații interioare de încălzire	verificarea, completarea sau înlocuirea corpurilor de încălzire pentru regimul 55/45 °C, conducte de distribuție, robinete termostatice și de echilibrare
Alimentări electrice PDC	tablouri electrice dedicate, cabluri de alimentare trifazate, spor de putere la locurile de consum, după caz
Management centralizat	platformă unică de monitorizare a CEF, IS și PDC, accesibilă din dispeceratul Primăriei

Din punct de vedere funcțional-arhitectural, centrala fotovoltaică are un impact vizual redus (mese joase, sub 1,8 m, culori neutre), iar la clădirile publice unitățile exterioare se amplasează pe fațadele secundare, fără a afecta aspectul fațadelor principale ale clădirilor istorice. **Din punct de vedere economic**, soluția are cel mai mic cost pe unitatea de energie produsă dintre variantele analizate și asigură o economie anuală de ≈ 380.000 lei.

d) Probe tehnologice și teste

După finalizarea lucrărilor se vor efectua probele și testele prevăzute de normativele în vigoare (PE 116/94, I7/2011, NTE 001/03/00) și de producători, cuprinzând: verificarea continuității și a rezistenței de izolație a circuitelor c.c. și c.a.; măsurarea tensiunii de mers în gol și a curentului de scurtcircuit pe fiecare string; termografia modulelor și a conexiunilor; măsurarea rezistenței prizei de pământ; verificarea protecțiilor și a protecției de interfață (inclusiv deconectarea la lipsa tensiunii rețelei); testele de punere în funcțiune ale instalației de stocare (cicluri complete de încărcare-descărcare, verificarea capacității nominale și a randamentului); verificarea funcției de limitare a injecției; probele de etanșeitate, presiune și funcționare ale instalațiilor de încălzire și testele de performanță ale pompelor de căldură; testarea sistemelor de automatizare și monitorizare. Costurile probelor sunt incluse în prețul lucrărilor de montaj.

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

a) Indicatori maximali – valoarea totală a obiectivului de investiții

Tabel 5.3 Indicatori maximali

Indicator	Fără TVA [lei]	Cu TVA [lei]
Valoarea totală a investiției	1.737.317,64	2.102.154,34
din care construcții-montaj (C+M)	299.290,00	362.140,90
Valoarea eligibilă (înainte de plafon)	1.737.317,64 (325.565,96 €)	–

Indicator	Fără TVA [lei]	Cu TVA [lei]
Ajutor public nerambursabil solicitat (grant FM)	1.702.279,70 (319.000 €)	–
Contribuția U.A.T. (TVA + depășire plafon)	35.037,94	399.874,64

b) Indicatori minimali – indicatori de performanță

Tabel 5.4 Indicatori minimali – elemente fizice/capacități

Indicator	Valoare
Putere instalată module fotovoltaice	290 kWp (500 × 580 Wp)
Putere nominală invertoare	290 kW c.a.
Putere nominală instalație de stocare	290 kW
Capacitate nominală instalație de stocare	580 kWh
Capacitate nominală pompe de căldură (A7/W35)	250 kW (9 unități)
Putere PDC la A−15/W55	≥ 183 kW
SCOP pompe de căldură (55 °C, climat mediu)	≥ 3,5
Producție anuală estimată	322.193 kWh/an
Clădiri publice deservite de PDC	5 (1.284,6 m² încălziți)

c) Indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare

Tabel 5.5 Indicatori financiari, socioeconomici și de impact

Indicator	Valoare
VANF(C) / RIRF(C)	3.058.825 lei / 18,41%
VANF(K) / RIRF(K)	4.761.105 lei / 96,38%
VANE / RIRE / B/C economic	2.527.955 lei / 18,41% / 2,07
Economie anuală la utilități (anul 1)	≈ 380.000 lei (≈ 85%)
Reducere emisii GES (I.2)	189,61 tCO_2/an
Lemn de foc eliminat	≈ 255 mst/an
Reducere energie finală	672.255 → 325.175 kWh/an (−51,6%)
Grad de autoconsum al energiei PV (local)	62,7% (vs. 19,6% fără stocare); 100% prin compensare cantitativă

d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții

Durata estimată de implementare este de **15 luni**, din care durata de execuție a lucrărilor (de la ordinul de începere la recepția la terminarea lucrărilor) este de **7 luni**.

5.4.1 Indicatori tehnici actualizați conform Ghidului 2026

Tabel 5.6 Indicatorii de proiect I.1–I.7 și modul de calcul

Cod	Indicator	Valoare	Metodologie / formulă
I.1	Capacitate nou instalată de producție (MW)	0,290	min(P_DC panouri; P_AC invertoare) / 1000 = min(290; 290)/1000
I.2	Reducerea anuală a emisiilor GES (tCO_2/an)	189,61	P_an (MWh) × 0,5885 = 322,193 × 0,5885
I.3	Producția medie anuală (MWh/an)	322,193	simulare PVGIS-SARAH3
I.4	Producția totală pe 20 ani (MWh)	6.443,86	P_an × 20
I.5	Factorul de capacitate (%)	12,68	I.3 / (I.1 × 8.760)
I.6	Capacitate nou instalată de stocare (MWh)	0,580	E_stoc / 1000
I.7	Capacitate nou instalată pompe de căldură (kW)	250	Σ puteri nominale A7/W35 (SR EN 14511)

Tabel 5.7 Fișa de parametri minimi asumați (fără indicarea mărcilor sau modelelor)

Parametru minim asumat	Valoare minimă
Putere instalată module fotovoltaice (P_PV, DC)	≥ 290 kWp
Putere nominală invertoare (c.a.)	≥ 290 kW
Putere nominală a sistemului de stocare (încărcare/descărcare) – P_stoc	≥ 290 kW
Capacitate nominală a sistemului de stocare – E_stoc	≥ 580 kWh și ≤ 1.160 kWh
Tehnologia de stocare	litiu (LFP sau echivalent); exclus Pb, NiCd, NiMH
Sistem de management dinamic al puterii	plafonarea injecției la puterea aprobată, maximum 400 kW
Pompe de căldură – capacitate nominală totală	250 kW (A7/W35); ≥ 183 kW la A−15/W55
Pompe de căldură – SCOP	≥ 3,5, climat mediu, aplicație 55 °C (SR EN 14825)
Pompe de căldură – standarde	SR EN 14511, SR EN 14825; agent R290 (GWP ≤ 150)

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

Soluțiile tehnice propuse asigură îndeplinirea **cerințelor fundamentale aplicabile construcțiilor**, prevăzute de Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată:

Tabel 5.8 Asigurarea cerințelor fundamentale (Legea nr. 10/1995)

Cerință fundamentală	Mod de asigurare
a) Rezistență mecanică și stabilitate	structuri dimensionate la zăpadă, vânt și seism (CR 1-1-3, CR 1-1-4, P100-1); fundare verificată prin studiu geotehnic; ancorarea echipamentelor
b) Securitate la incendiu	echipamente certificate; IS cu detecție și stingere automată; distanțe de siguranță; stingătoare; P118/1999, Legea nr. 307/2006
c) Igienă, sănătate și mediu	fără emisii în exploatare; eliminarea arderii lemnului; R290 cu GWP = 3; gestionarea deșeurilor conform Legii nr. 17/2023
d) Siguranță și accesibilitate în exploatare	împrejmuire, semnalizare, protecție împotriva atingerilor directe și indirecte, legare la pământ, acces controlat
e) Protecție împotriva zgomotului	invertoare și PDC cu nivel acustic redus; amplasare departe de încăperile sensibile; mod silențios
f) Economie de energie și izolare termică	producție regenerabilă; PDC cu SCOP $\geq$ 3,5; reglaj după curba de încălzire; conducte izolate
g) Utilizare sustenabilă a resurselor naturale	echipamente reciclabile; structuri demontabile; teren redat la finalul duratei de viață

Elaborarea studiului de fezabilitate și proiectarea ulterioară se realizează cu respectarea următoarelor acte normative și normative tehnice principale:

- HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată; Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată;
- Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale; Legea nr. 220/2008 privind sistemul de promovare a energiei din surse regenerabile;
- Ordinul ANRE nr. 59/2013 – Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările ulterioare; Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție;
- Ordinul ANRE nr. 15/2022 privind regimul prosumatorilor și reglementările ANRE privind compensarea cantitativă, în vigoare;

- Regulamentul (UE) 2016/631 (RfG) și normele tehnice ANRE privind cerințele de racordare a modulelor generatoare;
- Normativul I7/2011 pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor; NTE 007/08/00 – rețele de cabluri electrice;
- SR EN 62305 – protecția împotriva trăsnetului; SR HD 60364-7-712 – instalații electrice pentru sisteme fotovoltaice;
- SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730 (module); SR EN 62109 (invertoare); SR EN IEC 62619, SR EN IEC 62933 (stocare);
- SR EN 12831-1 (sarcina termică), Mc 001-2022, SR 1907-1/2, SR 4839, SR EN 14511, SR EN 14825, SR EN 378, Normativul I13-2015 (instalații de încălzire);
- Regulamentul (UE) 2024/573 privind gazele fluorurate; Regulamentele (UE) 811/2013 și 813/2013 (ecoproiectare);
- CR 1-1-3/2012 (zăpadă), CR 1-1-4/2012 (vânt), P100-1/2013 (seism), NP 074/2022 (geotehnică);
- Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă; HG nr. 300/2006 privind șantierele temporare sau mobile; Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului; Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte asupra mediului; Legea nr. 17/2023 privind deșeurile.

5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice

Sursele de finanțare ale investiției sunt:

- **Fondul pentru Modernizare** – ajutor public nerambursabil de **319.000 €**, echivalent **1.702.279,70 lei** (curs BCE 5,3363 lei/€ din 13.10.2026), reprezentând 100% din cheltuielile eligibile în limita plafonului de 1.100.000 €/MW instalat × 0,290 MW;
- **Bugetul local al U.A.T. Comuna Păușești-Măglași – 399.874,64 lei**, reprezentând TVA nerecuperabil (364.836,70 lei), neeligibil și suportat de U.A.T., și diferența dintre valoarea eligibilă (325.565,96 €) și plafonul ajutorului public (35.037,94 lei).

Analiza sustenabilității (cap. 4.6) confirmă că bugetul local poate susține atât contribuția proprie, cât și costurile de operare și înlocuire pe toată perioada de referință, din economiile generate de proiect. Contribuția proprie se aprobă prin hotărâre a Consiliului Local, împreună cu indicatorii tehnico-economici.

6 URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

Certificatul de urbanism pentru obținerea autorizației de construire se va solicita de către beneficiar la autoritatea competentă (Consiliul Județean Vâlcea, pentru lucrările în extravilan, respectiv Primăria Păușești-Măglași), după aprobarea studiului de fezabilitate, pe baza

documentației tehnice. Certificatul de urbanism va stabili avizele și acordurile necesare. Conform Legii nr. 50/1991, montarea pompelor de căldură la clădirile existente, fără modificarea structurii și a aspectului arhitectural, poate fi exceptată de la autorizare, aspect ce se va confirma prin certificatul de urbanism.

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

Imobilele pe care se realizează investiția se află în proprietatea publică a Comunei Păușești-Măglași și sunt evidențiate în cartea funciară, după cum urmează:

Tabel 6.1 Situația juridică a imobilelor

Imobil	CF / nr. cadastral	Proprietar	Sarcini
Teren CEF + IS (izlaz „Cioangher")	nr. cad. 37380 (parte – 5.000 m²)	Comuna Păușești-Măglași	se confirmă prin extras CF actualizat
Sediul Primăriei și Școala veche	CF 39156 (C1, C9)	Comuna Păușești-Măglași, cota 1/1	nu sunt
Dispensar	nr. cad. 37222	Comuna Păușești-Măglași	concesiune parțială etaj (33,04 m²)
Grădinița	CF 35085 (C1)	Comuna Păușești-Măglași	nu sunt
Centrul de informare	CF 35677 (C1)	Comuna Păușești-Măglași, cota 1/1	nu sunt

La depunerea cererii de finanțare se vor prezenta extrase de carte funciară valabile, din care să rezulte dreptul de proprietate și faptul că imobilele sunt libere de sarcini care să împiedice realizarea investiției, conform lit. o) a condițiilor de eligibilitate a proiectului, precum și planul de amplasament asumat de proiectant și solicitant.

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 – RESPECTAREA PRINCIPIULUI „DO NO SIGNIFICANT HARM" – DNSH

Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (Agenția pentru Protecția Mediului Vâlcea) se va obține în procedura de autorizare, conform Legii nr. 292/2018. Având în vedere natura și dimensiunea lucrărilor, se estimează emiterea unei decizii de încadrare fără evaluarea impactului asupra mediului. Condițiile impuse prin actul de reglementare vor fi integrate în proiectul tehnic și în caietele de sarcini.

Concluziile evaluării impactului asupra mediului sunt că lucrările proiectate nu introduc efecte negative față de situația existentă asupra solului, drenajului, microclimatului, apelor de suprafață, vegetației, faunei, peisajului sau din punct de vedere acustic. Nu sunt afectate

obiective de interes cultural sau istoric. Prin executarea lucrărilor vor apărea influențe favorabile asupra factorilor economico-sociali și de mediu: crearea de locuri de muncă temporare, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a poluării locale a aerului.

RESPECTAREA PRINCIPIULUI „DO NO SIGNIFICANT HARM" – DNSH

i. Considerații generale

Proiectul „Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea" este conceput și va fi implementat cu respectarea principiului „Do No Significant Harm" – DNSH, respectiv principiul de a nu prejudicia în mod semnificativ obiectivele de mediu, definit la art. 17 din Regulamentul (UE) 2020/852. Respectarea principiului DNSH va fi urmărită pe întreaga perioadă de implementare, precum și pe durata întregului ciclu de viață al investiției.

Analiza DNSH are în vedere cele șase obiective de mediu: atenuarea schimbărilor climatice; adaptarea la schimbările climatice; utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și a resurselor marine; tranziția către o economie circulară; prevenirea și controlul poluării; protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor.

Tabel 6.2 Sinteza evaluării DNSH

Obiectiv de mediu	Evaluare	Justificare
1. Atenuarea schimbărilor climatice	contribuție substanțială	producție regenerabilă 322,2 MWh/an; I.2 = 189,61 tCO_2/an; electrificarea încălzirii
2. Adaptarea la schimbările climatice	fără prejudiciu semnificativ	proiectare la încărcări climatice; analiza vulnerabilităților (cap. 4.2)
3. Resurse de apă și marine	fără prejudiciu semnificativ	fără consum tehnologic de apă; fără foraje; circuite închise
4. Economia circulară	fără prejudiciu semnificativ	colectare selectivă; DEEE; baterii LFP reciclabile; structuri demontabile
5. Prevenirea și controlul poluării	contribuție pozitivă	eliminarea arderii lemnului; R290 (GWP = 3); fără emisii în exploatare
6. Biodiversitate și ecosisteme	fără prejudiciu semnificativ	în afara ariilor protejate; păstrarea pajiștii; împrejmuire permeabilă pentru fauna mică

ii. Atenuarea schimbărilor climatice

Proiectul contribuie direct la atenuarea schimbărilor climatice prin producerea de energie electrică din sursă regenerabilă solară (322,193 MWh/an) și prin electrificarea integrală a încălzirii a cinci clădiri publice cu pompe de căldură. Reducerea anuală a emisiilor, calculată conform ghidului, este ΔCO_2 = 322,193 MWh/an × 0,5885 tCO_2/MWh = **189,61 tCO_2/an**, respectiv ≈ 3.792 tCO_2 pe 20 de ani. Pompele de căldură asigură 100% din energia termică utilă (303.716 kWh/an) la un SCOP ≥ 3,5.

iii. Adaptarea la schimbările climatice

Soluțiile tehnice sunt proiectate ținând seama de condițiile climatice ale zonei și de riscurile asociate fenomenelor extreme: temperaturi minime și maxime de calcul, încărcări din zăpadă și vânt, precipitații abundente, cicluri de îngheț-dezgheț, grindină și funcționarea pompelor de căldură la temperaturi exterioare scăzute (până la −20 °C). Structurile, echipamentele IS și instalațiile PDC sunt dimensionate conform reglementărilor tehnice și cerințelor producătorilor, iar configurația în cascadă a pompelor de căldură asigură redundanță în perioadele cu temperaturi severe.

iv. Utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă

Investiția nu presupune consum tehnologic semnificativ de apă și nici evacuări de ape uzate. Pompele de căldură sunt de tip aer-apă, fără foraje geotermale și fără captări din surse subterane sau de suprafață. Operațiunile de curățare utilizează cantități reduse de apă demineralizată, fără detergenți. În faza de execuție se iau măsuri pentru prevenirea scurgerilor accidentale de combustibili sau uleiuri.

v. Tranziția către o economie circulară

În etapa de execuție, deșeurile se colectează separat pe categorii, materialele reciclabile se predau operatorilor autorizați, deșeurile periculoase se gestionează distinct și se evită eliminarea necontrolată; sobele dezafectate și componentele metalice se valorifică. Pe durata exploatării, modulele, invertoarele, bateriile și componentele pompelor de căldură înlocuite se predau operatorilor autorizați pentru reutilizare, reciclare sau eliminare. Sistemele de stocare utilizează tehnologia litiu-fier-fosfat, fără plumb, NiCd sau NiMH, tehnologii excluse prin cerințele programului.

vi. Prevenirea și controlul poluării

În exploatare, instalațiile fotovoltaice și de stocare nu generează emisii directe. Pompele de căldură elimină arderea lemnului și emisiile asociate (particule, CO, COV, HAP). Echipamentele respectă standardele privind siguranța electrică, compatibilitatea electromagnetică, nivelurile de zgomot, agenții frigorifici (R290, GWP = 3, conform Regulamentului (UE) 2024/573) și protecția împotriva incendiilor. Intervențiile asupra circuitelor frigorifice se fac exclusiv de personal atestat. În execuție se aplică măsuri de limitare a prafului și a zgomotului și de prevenire a contaminării solului.

vii. Protecția biodiversității și a ecosistemelor

Centrala fotovoltaică se amplasează pe o pajiște secundară (izlaz), în afara ariilor naturale protejate, fără defrișări. Pajiștea se păstrează sub module și se întreține prin cosire, fără erbicide. Pompele de căldură se montează în incintele construite ale clădirilor. Lucrările se realizează strict în limitele amplasamentelor; eventualele măsuri suplimentare stabilite de autoritatea de mediu vor fi implementate integral.

viii. Măsuri DNSH în etapele de execuție, exploatare și la sfârșitul ciclului de viață

- **execuție:** delimitarea zonelor de lucru; colectarea selectivă și predarea deșeurilor către operatori autorizați, cu trasabilitate; interzicerea arderii deșeurilor; utilaje în stare tehnică bună; reducerea prafului și a zgomotului; prevenirea scurgerilor;
- **exploatare:** mentenanța preventivă a sistemelor PV, IS și PDC; monitorizarea parametrilor; verificarea periodică a sistemelor de protecție și de siguranță la incendiu; gestionarea separată a DEEE și a bateriilor;
- **sfârșitul ciclului de viață:** demontarea controlată; reciclarea modulelor, bateriilor și echipamentelor electrice prin operatori autorizați; extragerea profilelor bătute și redarea terenului în circuitul agricol.

ix. Conformitatea documentară și concluzie

Conform ghidului, conformitatea cu principiul DNSH se demonstrează prin prezentul studiu de fezabilitate și prin documentele depuse la cererea de finanțare: Declarația unică a solicitantului, Declarația privind respectarea principiului DNSH și Autoevaluarea proiectului din punct de vedere al respectării principiului DNSH (Anexa 3 la ghid). Având în vedere natura investiției și măsurile prevăzute, proiectul contribuie pozitiv la atenuarea schimbărilor climatice și la reducerea poluării și nu produce prejudicii semnificative niciunui obiectiv de mediu.

6.4 Avize conforme privind asigurarea utilităților

Pentru racordarea centralei fotovoltaice și a instalației de stocare se va obține **avizul tehnic de racordare (ATR)** de prosumator emis de Distribuție Energie Oltenia S.A., pentru racordarea la PTA-ul existent de la marginea terenului, în baza cererii de racordare însoțite de documentația tehnică, iar după execuție, **certificatul de racordare**. Pentru pompele de căldură se vor verifica certificatele de racordare ale locurilor de consum existente și, după caz, se vor solicita avize pentru sporul de putere. Nu sunt necesare avize pentru alte utilități (apă, canalizare, gaze).

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

Pentru amplasamentul CEF și IS a fost întocmit planul topografic la scara 1:500 și planul de încadrare în zonă la scara 1:5000, de către PFA Rizea Ioana Marina, în sistemul de proiecție Stereografic 1970. Conform ghidului, planul de amplasament nu trebuie să aibă viza OCPI, dar trebuie asumat prin semnătură de proiectant și solicitant. Pentru clădirile publice se utilizează planurile din extrasele de carte funciară și releveele recepționate de OCPI Vâlcea.

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

Lista avizelor și acordurilor se va stabili definitiv prin certificatul de urbanism. Se estimează necesitatea următoarelor: avizul tehnic de racordare (DEO); actul de reglementare de mediu (APM Vâlcea); avizul/acordul pentru utilizarea terenului extravilan (după caz, conform Legii

nr. 18/1991); avizul de securitate la incendiu, dacă va fi solicitat prin certificatul de urbanism; studiul geotehnic, în faza de proiect tehnic.

7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este **UNITATEA ADMINISTRATIV-TERITORIALĂ COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA**, prin aparatul de specialitate al Primarului.

Adresa: sat Păușești-Măglași, str. Principală nr. 24, județul Vâlcea, cod poștal 247470

Telefon: 0250-776.533

Fax: 0250-776.533

E-mail: pausesti_maglasi@vl.e-adm.ro

U.A.T. va constitui, prin dispoziția Primarului, o **echipă de implementare a proiectului**, formată din: manager de proiect, responsabil tehnic, responsabil financiar-contabil, responsabil de achiziții publice și responsabil juridic, sprijinită de serviciile de management de proiect externalizate (cap. 3.7.1 din devizul general).

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

Durata de implementare a obiectivului de investiții este de **15 luni calendaristice**, iar durata de execuție a lucrărilor este de **7 luni**. Etapele principale de realizare a investiției sunt:

1. semnarea contractului de finanțare și aprobarea indicatorilor tehnico-economici;
2. elaborarea proiectului tehnic și a detaliilor de execuție, verificarea tehnică, obținerea avizelor și a autorizației de construire;
3. obținerea avizului tehnic de racordare (ATR) de prosumator de la Distribuție Energie Oltenia;
4. organizarea procedurilor de achiziție publică (lucrări cu proiectare/execuție și furnizare echipamente);
5. execuția lucrărilor: organizare de șantier, structuri și montaj CEF, platformă și montaj IS, racord la PTA, centrale termice cu PDC și instalații interioare;
6. probe tehnologice, punere în funcțiune, certificat de racordare, recepția la terminarea lucrărilor;
7. decontarea cheltuielilor, auditul financiar și raportarea finală.

Graficul Gantt al activităților este prezentat la cap. 3.5. Eșalonarea investiției pe ani, estimată în funcție de data semnării contractului de finanțare, este următoarea:

Tabel 7.1 Eşalonarea estimativă a investiţiei pe ani (lei cu TVA)

An	Activităţi principale	Valoare [lei]	Pondere
Anul 1 de implementare	proiectare, avize, achiziţii, avans livrări	630.646,30	30%
Anul 2 de implementare	execuţie, montaj, probe, PIF, recepţie, audit	1.471.508,04	70%
TOTAL		**2.102.154,34**	**100%**

Resurse necesare: resurse financiare (grant FM şi buget local, cap. 5.6); resurse umane (echipa de implementare a U.A.T., proiectantul, executantul, dirigintele de şantier, coordonatorul SSM, auditorul financiar); resurse materiale (echipamentele şi materialele prevăzute la cap. 3.2.3).

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

Centrala fotovoltaică şi instalaţia de stocare funcţionează automat, fără personal permanent, sub controlul EMS, care aplică strategia de operare a bateriei descrisă la cap. 3.2.2. Exploatarea cuprinde: monitorizarea de la distanţă a producţiei, a stării de încărcare şi a alarmelor (SCADA); intervenţia în caz de avarie; curăţarea modulelor de 2 ori pe an sau ori de câte ori este necesar; cosirea vegetaţiei de 2–3 ori pe an; inspecţia vizuală şi termografică anuală a modulelor şi conexiunilor; verificarea periodică a protecţiilor, a prizei de pământ şi a sistemelor de stingere ale IS; actualizarea software a invertoarelor, BMS şi EMS.

Pompele de căldură funcţionează automat, după curba de încălzire şi programele orare ale fiecărei clădiri, coordonate de platforma centrală de management. Întreţinerea cuprinde revizia anuală înainte de sezonul de încălzire (verificarea circuitului frigorific de către personal atestat, curăţarea schimbătoarelor şi a filtrelor, verificarea presiunii şi a antigelului, verificarea automatizării), precum şi monitorizarea SPF realizat. Sobele dezafectate se îndepărtează, eliberând spaţiu util.

Tabel 7.2 Planul de mentenanţă preventivă

Componentă	Operaţiune	Frecvenţă	Executant
Module PV	curăţare; inspecţie vizuală; termografie	2/an; 2/an; 1/an	operator O&M
Invertoare	verificare funcţionare, filtre, actualizare firmware	1/an	operator O&M / service autorizat
IS (baterii, PCS, HVAC)	verificare BMS, climatizare, sistem stingere; test capacitate	2/an; 1/an	furnizor / service autorizat
Instalaţii electrice	verificare protecţii, priză de pământ, strângeri	1/an	electrician autorizat ANRE
Teren, împrejmuire	cosire, întreţinere acces şi gard	2–3/an	personal U.A.T.
Pompe de căldură	revizie anuală, verificare etanşeitate R290, curăţare	1/an (sept.–oct.)	service autorizat

Componentă	Operațiune	Frecvență	Executant
Instalații interioare încălzire	aerisire, verificare presiune, filtre, robinete	1/an	personal U.A.T. / service
Monitorizare	raport lunar producție/consum; raport anual către finanțator	lunar; anual (5 ani)	responsabil energetic U.A.T.

Activitatea de operare și mentenanță a CEF și IS se va externaliza printr-un contract multianual cu o firmă specializată, autorizată ANRE, iar mentenanța pompelor de căldură printr-un contract de service cu un operator autorizat. Costurile anuale de operare (≈ 42.200 lei cu TVA în anul 1) se suportă din bugetul local, din economiile generate de proiect. Pe perioada de monitorizare de 5 ani, beneficiarul va raporta finanțatorului producția de energie, energia stocată și consumul, conform cerințelor ghidului.

7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

U.A.T. Comuna Păușești-Măglași dispune de un aparat de specialitate cu experiență în implementarea proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice și europene. Pentru buna implementare și exploatare a investiției se recomandă:

- desemnarea unui **responsabil energetic** din cadrul aparatului de specialitate, care să urmărească monitorizarea producției, a consumurilor și a economiilor, raportarea către finanțator și relația cu operatorul de distribuție și furnizorul;
- instruirea personalului de către furnizorii echipamentelor, la punerea în funcțiune, privind exploatarea platformei de monitorizare și a regulatoarelor pompelor de căldură;
- externalizarea activităților de operare și mentenanță specializată, prin contracte cu operatori autorizați;
- constituirea, din economiile realizate, a unui **fond anual de mentenanță și înlocuire** de ≈ 17.500 lei, pentru acoperirea înlocuirilor din anii 12 și 15;
- actualizarea periodică a strategiei de operare a bateriei în funcție de evoluția consumului și a cadrului de reglementare.

Organigrama și stabilirea responsabilităților pe fiecare funcție vor fi aplicate după punerea în funcțiune a obiectivului, fără a fi necesară angajarea de personal suplimentar.

8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

Prezentul studiu de fezabilitate fundamentează realizarea obiectivului de investiții „Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea". Pe baza analizelor efectuate rezultă următoarele concluzii:

1. Soluția recomandată (Scenariul 1) este realizarea unui **sistem energetic integrat** format din centrală fotovoltaică de **0,290 MW** (500 module × 580 Wp, invertoare 290 kW c.a.), instalație de stocare de **290 kW / 580 kWh** (LFP) și **pompe de căldură aer-apă de 250 kW** (9 unități,

R290) la cinci clădiri publice. CEF și IS se amplasează pe terenul de 5.000 m² de pe izlaz (nr. cad. 37380) și se racordează la PTA-ul existent al Distribuție Energie Oltenia de la marginea terenului.

2. Consumul anual de referință este de **325.175 kWh/an** (238.375 kWh consum existent, conform centralizatorului pus la dispoziție de beneficiar, plus 86.800 kWh consum suplimentar al pompelor de căldură), iar producția anuală estimată a CEF este de **322.193 kWh/an**. Indicatorii de autoconsum respectă ghidul: **AC.3 = 0,991 ≤ 1,10; AC.4 = 1,00 ≥ 1,00; AC.5 = 2,0 h** (între 2 și 4 h).

3. Pompele de căldură acoperă **100%** din necesarul de căldură al celor cinci clădiri (sarcina termică 180,8 kW; energie termică utilă 303.716 kWh/an), cu SCOP ≥ 3,5, fiind integrate într-o soluție hidronică unitară, cu management centralizat, conform lit. f) a condițiilor de eligibilitate.

4. Indicatorii de proiect sunt: **I.1 = 0,290 MW; I.2 = 189,61 tCO_2/an; I.3 = 322,193 MWh/an; I.4 = 6.443,86 MWh; I.5 = 12,68%; I.6 = 0,580 MWh; I.7 = 250 kW**.

5. Valoarea totală a investiției este de **2.102.154,34 lei cu TVA** (1.737.317,64 lei fără TVA), din care C+M 299.290,00 lei fără TVA. Grantul solicitat este de **319.000 €** (1.702.279,70 lei), în limita plafonului de 1.100.000 €/MW, iar contribuția U.A.T. este de **399.874,64 lei**.

6. Analiza cost-beneficiu indică: **VANF(C) = 3.058.825 lei, RIRF(C) = 18,41%, B/C = 2,07, durată de recuperare 7 ani; VANE = 2.527.955 lei, RIRE = 18,41%**; proiectul este sustenabil, fără deficite de numerar, iar singura variabilă critică este economia de energie electrică, cu o valoare de comutare de −48,8%.

7. Proiectul reduce cheltuielile U.A.T. cu utilitățile energetice cu ≈ 85% (≈ 380.000 lei în anul 1), elimină arderea a ≈ 255 mst de lemn pe an și reduce energia finală consumată cu 51,6%.

8. Proiectul respectă principiul DNSH și toate condițiile de eligibilitate ale ghidului: autoconsum 100%, stocare integrată LFP, injecție plafonată ≤ 400 kW, finalizare înainte de 31.12.2029.

Recomandări

- aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici prin hotărâre a Consiliului Local, cu nominalizarea contribuției proprii de 399.874,64 lei;
- depunerea cererii de racordare la Distribuție Energie Oltenia imediat după aprobarea SF, pentru obținerea ATR în timp util;
- actualizarea extrasului de carte funciară pentru terenul de 5.000 m² (dezmembrare din nr. cad. 37380, dacă este necesar) și respectarea art. 92 alin. (2) lit. j) din Legea nr. 18/1991;
- realizarea, în faza de proiect tehnic, a studiului geotehnic, a releveelor pentru Sediul Primăriei și Centrul de informare și a expertizei instalațiilor interioare de încălzire;
- contorizarea separată a energiei termice pentru spațiul concesionat din Dispensar și obținerea documentului privind ponderea activităților economice (≤ 20%), dacă este cazul;
- includerea în caietele de sarcini a parametrilor minimi asumați și a garanțiilor de performanță pentru module, invertoare, baterii și pompe de căldură.

9 ANEXE LA STUDIU DE FEZABILITATE

Studiul de fezabilitate este însoțit de următoarele anexe:

1. Devizul general al obiectivului de investiții și devizele pe obiecte;

2. Bugetul proiectului și indicatorii (foile BUGET, BUGET EL NEEL, INDICATORI I, INDICATORI A);

3. Analiza cost-beneficiu (document și registrul de calcul MASTER ACB);

4. Auditul electroenergetic;

5. Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură, inclusiv fișa de parametri tehnici minimi;

6. Centralizatorul consumurilor de energie electrică pus la dispoziție de beneficiar și tabelul consumului de referință (12 luni, fără dubluri);

7. Raportul de simulare PVGIS-5 pentru CEF de 290 kWp;

8. Planul de încadrare în zonă (sc. 1:5000) și planul topografic (sc. 1:500) ale amplasamentului CEF și IS;

9. Extrasele de carte funciară și releveele clădirilor;

10. Tabelul de calcul al indicatorilor AC.1–AC.5 și fișa de parametri minimi asumați pentru P_PV, P_stoc și E_stoc;

11. Piese desenate: plan de situație CEF + IS, schema monofilară de principiu, schema hidraulică tip a centralelor cu pompe de căldură.

Anexa A – Matricea de conformitate cu Ghidul solicitantului

Cerință din ghid	Mod de îndeplinire	Capitol SF
Capacitate nouă PV cu stocare integrată, pentru autoconsum (cap. 1.3, 2.4 lit. d)	CEF 290 kWp + IS 580 kWh, 100% autoconsum	3.2, 4.5
Putere aprobată pentru injecție ≤ 400 kW / loc de producție	P_AC = 290 kW; EMS cu limitare ≤ 400 kW	3.2.1
Sistem de management dinamic al puterii (plafonare injecție)	EMS + analizor în punctul de delimitare	3.2.1
Grant ≤ 1.100.000 €/MW (cu PDC); ≤ 10 mil. €/beneficiar (lit. e, i)	319.000 € / 0,290 MW = 1.100.000 €/MW	5.4, 5.6
PDC integrate, dimensionate pe necesar, ≥ 50%, SR EN 14511/14825, SCOP ≥ 3,5, management centralizat (lit. f)	acoperire 100%; SCOP ≥ 3,5; cascadă + BMS	3.2.1, 3.2.2
Finalizare și racordare până la 31.12.2029 (lit. h)	durata 15 luni	3.5, 7.2
Teren în proprietate, CF fără sarcini; art. 92 Legea 18/1991 pentru extravilan (lit. o)	proprietate publică U.A.T.	3.1.1, 6.2
Stocare integrată, fără Pb, NiCd, NiMH (lit. p)	LFP	3.2.1

Cerință din ghid	Mod de îndeplinire	Capitol SF
2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV; strategie de operare a bateriei (lit. q)	E_stoc = 2 h × P_PV; strategie descrisă	3.2.2, 4.5
Nu înlocuiește capacități vechi; nu stochează exclusiv din SEN (lit. r)	capacitate nouă; încărcare doar din PV	3.2.1
100% autoconsum (lit. s)	R_ac = 0,991; compensare cantitativă	4.5
Indicatori I.1–I.7 și AC.1–AC.5, tabel de calcul, fișă parametri minimi	prezentate	4.5, 5.4
Analiza autoconsumului pe ultimele 12 luni; audit electroenergetic pentru consumul suplimentar	centralizator beneficiar + audit	2.3, 2.4
DNSH	analiză și măsuri	6.3
SF conform HG 907/2016, < 2 ani, curs BCE la data SF, echipă cu personal ANRE	conform	1.5

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

ANALIZĂ COST-BENEFICIU

Analiza financiară, analiza economică, analiza de senzitivitate și analiza de risc
Document anexă la Studiul de fezabilitate

OBIECTIV DE INVESTIȚII:

„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile,
cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum
UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea"

Program: Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei

Apel: Autoconsum RES – capacități noi de producere a energiei electrice din surse solare, cu capacități de stocare integrate, pentru entități publice

Beneficiar	U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea
Configurație	CEF 290 kWp + IS 290 kW / 580 kWh + PDC 250 kW
Valoare totală investiție	2.102.154,34 lei cu TVA
Elaborator	PAD CORPORATE SRL
Data elaborării	tombrie 2026

CUPRINS

Rezumat executiv 4

1. Obiectul și scopul analizei cost-beneficiu 6

2. Cadrul legal și metodologic 6

2.1. Principii metodologice aplicate 7

3. Identificarea proiectului și a beneficiarului 7

4. Obiectivele proiectului și indicatorii relevanți 8

5. Definirea scenariului fără proiect 9

5.1. Consumul de energie electrică 9

5.2. Consumul de energie termică 10

6. Definirea scenariului cu proiect 11

7. Perioada de analiză și ipotezele metodologice 12

7.1. Indicatorii calculați și formulele utilizate 13

8. Costurile investiției și sursele de finanțare 13

9. Costurile de operare, mentenanță și înlocuire 15

9.1. Înlocuirile pe perioada de analiză 16

10. Beneficiile financiare ale proiectului 17

10.1. Demonstrarea calculului pentru anul 1 17

10.2. Evoluția beneficiilor pe perioada de analiză 18

11. Analiza financiară a investiției – FNPV(C) / FRR(C) 18

11.1. Fluxul de numerar al investiției 18

11.2. Valoarea actualizată netă financiară – VANF(C) 19

11.3. Rata internă de rentabilitate financiară – RIRF(C) 20

11.4. Raportul beneficii/costuri și durata de recuperare 20

12. Analiza financiară a capitalului beneficiarului – FNPV(K) / FRR(K) 22

13. Analiza sustenabilității financiare și bugetare 23

14. Analiza economică – ENPV / EIRR / raport B/C 25

14.1. Corecțiile fiscale și factorii de conversie 25

14.2. Fluxurile economice 26

14.3. Indicatorii economici 26

14.4. Efectele externe – cuantificare și analiză informativă 27

15. Analiza de senzitivitate 27

15.1. Scenariile analizate 28
15.2. Elasticitatea VANF și variabilele critice 29
15.3. Valorile de comutare 30
15.4. Scenariul advers combinat 30
16. Analiza de risc 31
16.1. Măsuri de gestionare a riscurilor 32
17. Concluzii 33
17.1. Concluzia analizei cost-beneficiu 33
17.2. Formularea concluziei 33
17.3. Recomandări 34
18. Anexe și corelarea cu Studiul de fezabilitate / registrul de calcul 34
Control intern înainte de emiterea finală 36

Rezumat executiv

Prezenta analiză cost-beneficiu (ACB) evaluează investiția publică „Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea", propusă spre finanțare prin Fondul pentru Modernizare. Proiectul cuprinde o centrală electrică fotovoltaică de 290 kWp, o instalație de stocare de 290 kW / 580 kWh și 9 pompe de căldură cu o putere termică totală de 250 kW, care înlocuiesc integral încălzirea cu lemne a cinci clădiri publice (Primărie, Școala veche, Dispensar, Grădiniță, Centru de informare).

Prezenta analiză cost-beneficiu constituie anexă la Studiul de fezabilitate și se utilizează împreună cu registrul de calcul „anexe acb-calcule si valori de intarare" care conține toate formulele și fluxurile anuale. Valorile din document sunt identice cu cele din registrul de calcul, din Devizul general (deviz în lei, valori economice stabilite de beneficiar), din bugetul proiectului și din auditul electroenergetic

Analiza a fost elaborată prin metoda incrementală („cu proiect" față de „fără proiect"), pe o perioadă de referință de 20 de ani, în prețuri curente, cu rata de actualizare financiară și economică de 5%, conform modelului master al elaboratorului și ipotezelor confirmate de beneficiar.

⇒ **Investiția totală:** 2.102.154,34 lei cu TVA (1.737.317,64 lei fără TVA). **Grant FM:** 319.000 € = 1.702.279,70 lei (81,0%). **Contribuția U.A.T.:** 399.874,64 lei (19,0%), din care TVA nerecuperabil 364.836,70 lei și depășirea plafonului de 1,1 mil. €/MW 35.037,94 lei.

⇒ **Analiza financiară a investiției:** VANF(C) = **3.058.825 lei**, RIRF(C) = **18,41%**, raport B/C = **2,07**, durata de recuperare actualizată = **7 ani** (≈ 6,4 ani prin interpolare).

⇒ **Capitalul beneficiarului:** VANF(K) = **4.761.105 lei**, RIRF(K) = **96,38%** – efortul propriu al U.A.T. se recuperează în mai puțin de doi ani.

⇒ **Sustenabilitate:** sold de numerar cumulat **nenegativ în fiecare an** (0 ani cu deficit), sold final nominal 8.437.743 lei – proiectul este **sustenabil**.

⇒ **Analiza economică:** VANE = **2.527.955 lei**, RIRE = **18,41%** (> 5%), raport B/C economic = **2,07**; reducere emisii GES **189,61 tCO_2/an** (nemonetizată în scenariul de bază).

⇒ **Variabila critică:** economia de energie electrică (producție × preț) – elasticitate 2,05; VANF devine zero abia la o scădere de **48,8%** a acesteia. În toate scenariile individuale testate (±10%, ±20%) VANF rămâne pozitiv.

Tabelul 1. Sinteza indicatorilor ACB

Indicator	Valoare	Prag / criteriu	Rezultat
VANF(C) – valoarea actualizată netă financiară a investiției	3.058.825 lei	> 0	Îndeplinit
RIRF(C) – rata internă de rentabilitate financiară	18,41%	> 5% (rata de actualizare)	Îndeplinit
Raport B/C financiar	2,07	> 1	Îndeplinit
Durata de recuperare actualizată	7 ani	< 20 ani	Îndeplinit

Indicator	Valoare	Prag / criteriu	Rezultat
VANF(K) – capitalul beneficiarului	4.761.105 lei	> 0	Îndeplinit
RIRF(K)	96,38%	> 5%	Îndeplinit
Ani cu deficit de numerar	0	0	Sustenabil
VANE – valoarea actualizată netă economică	2.527.955 lei	> 0	Îndeplinit
RIRE – rata internă de rentabilitate economică	18,41%	> 5% (rata socială)	Îndeplinit
Raport B/C economic	2,07	> 1	Îndeplinit

Concluzie: investiția este justificată din punct de vedere financiar și economic, este sustenabilă pentru beneficiarul public și prezintă o marjă de siguranță ridicată față de variația ipotezelor. Singurul scenariu testat cu VANF ușor negativ este scenariul advers combinat, în care cinci variabile se deteriorează simultan cu 20% – o situație cu probabilitate redusă, tratată în capitolele 15 și 16.

1. Obiectul și scopul analizei cost-beneficiu

Prezenta analiză cost-beneficiu fundamentează din punct de vedere financiar și economic investiția publică propusă prin Studiul de fezabilitate. Analiza este elaborată pentru un beneficiar public și urmărește, în primul rând, eficiența utilizării resurselor publice, reducerea cheltuielilor cu energia ale U.A.T., sustenabilitatea bugetară, contribuția la autoconsum și beneficiile economice și de mediu, fără a trata proiectul ca pe o investiție comercială orientată exclusiv spre profit.

ACB se bazează pe metoda incrementală: se compară situația „fără proiect" (scenariul de referință) cu situația „cu proiect", iar în analiză intră numai diferențele de costuri și de beneficii generate de investiție. Grantul acordat prin Fondul pentru Modernizare este tratat ca sursă de finanțare în analiza capitalului beneficiarului (FNPV(K)) și în analiza sustenabilității, dar nu este considerat beneficiu în analiza investiției (FNPV(C)) și nici beneficiu economic în analiza economică.

Analiza răspunde la patru întrebări:

- **Este investiția rentabilă în sine?** – analiza financiară a investiției: VANF(C), RIRF(C), raport B/C, durată de recuperare (cap. 11);
- **Cât de avantajoasă este pentru U.A.T., după grant?** – analiza capitalului beneficiarului: VANF(K), RIRF(K) (cap. 12);
- **Poate U.A.T. susține investiția și operarea pe 20 de ani?** – analiza sustenabilității financiare și bugetare (cap. 13);
- **Este proiectul benefic pentru societate?** – analiza economică: VANE, RIRE, raport B/C economic (cap. 14), completată de analiza de senzitivitate (cap. 15) și de analiza de risc (cap. 16).

Rezultatele relevante se integrează în capitolele de analiză financiară, analiză economică, senzitivitate și risc din Studiul de fezabilitate, iar calculele detaliate an cu an se regăsesc în registrul de calcul anexat.

2. Cadrul legal și metodologic

Analiza a fost elaborată cu respectarea actelor normative și a documentelor programatice aplicabile, în forma în vigoare la data întocmirii documentației:

- **Hotărârea Guvernului nr. 907/2016** privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare – în special **Anexa nr. 4** (Studiul de fezabilitate), care impune analiza financiară, analiza economică, analiza de senzitivitate și analiza de riscuri;
- **Ghidul solicitantului 2026 – Fondul pentru Modernizare**, Programul-cheie 1, apelul pentru investiții în capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum, pentru entități publice (indicatorii I.1–I.7 și AC.1–AC.5, plafoanele de finanțare, regulile de eligibilitate);

- **OUG nr. 60/2022** privind cadrul instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru Modernizare, cu modificările și completările ulterioare;
- **Comisia Europeană – Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects** (DG REGIO, 2014) și **Economic Appraisal Vademecum 2021–2027** – ca referință metodologică pentru indicatori, tratarea TVA, factorii de conversie, valorile de comutare și analiza de risc;
- **Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal** – regimul TVA (cota standard 21%), TVA fiind nerecuperabil pentru U.A.T. în cadrul acestui proiect;
- reglementările ANRE privind prosumatorii și compensarea cantitativă a energiei electrice livrate în rețea, precum și standardele tehnice utilizate în documentațiile suport (SR EN 12831-1, Mc 001-2022, SR EN 14825).

2.1. Principii metodologice aplicate

Tabelul 2. Principiile metodologice ale analizei

Principiu	Aplicare în prezenta ACB
Metoda incrementală	Se analizează exclusiv diferența dintre scenariul „cu proiect" și scenariul „fără proiect".
Prețuri curente (nominale)	Prețurile și costurile sunt escaladate cu 2%/an; în consecință, se utilizează o rată de actualizare nominală (5%).
Tratarea TVA	TVA este nerecuperabil pentru U.A.T. și reprezintă un cost real pentru beneficiar → este inclus în costurile și beneficiile financiare. În analiza economică TVA este eliminat (transfer fiscal).
Tratarea grantului	Grantul nu este beneficiu: nu apare în FNPV(C) și în analiza economică; apare doar ca sursă de finanțare în FNPV(K) și în sustenabilitate.
Valoarea reziduală	Nu se include (abordare prudentă), deși modulele fotovoltaice au o durată de viață de 25–30 de ani, peste perioada de referință.
Amortizarea	Nu se include în fluxuri (nu este flux de numerar); investiția este înregistrată integral în anul 0.
Monetizarea CO_2	Reducerea emisiilor este cuantificată fizic (I.2); monetizarea este prezentată numai informativ, fără a influența indicatorii raportați.

3. Identificarea proiectului și a beneficiarului

Tabelul 3. Date de identificare ale proiectului

Element	Informație
Denumire proiect	Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea
Beneficiar public	U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea

Element	Informație
Localizare CEF și IS	Teren extravilan de 5.000 mp, parte din imobilul cu nr. cadastral 37380 („Cioangher Izlaz"), Comuna Păușești-Măglași
Obiective / locații deservite	Primărie, Școala veche, Dispensar, Grădiniță, Centru de informare (PDC); 47 de locuri de consum (POD) ale U.A.T. în regim de compensare cantitativă
Putere PV eligibilă (I.1)	0,290 MW (500 panouri × 580 Wp; invertoare 2 × 125 kW + 1 × 40 kW = 290 kW c.a.)
Capacitate stocare (I.6)	0,580 MWh (putere 290 kW, durată 2 h)
Capacitate pompe de căldură (I.7)	250 kW (9 unități aer-apă, agent R290, SCOP ≥ 3,5)
Valoare totală investiție	2.102.154,34 lei cu TVA (1.737.317,64 lei fără TVA)
Grant solicitat	319.000 € (= 1.100.000 €/MW × 0,290 MW), echivalent 1.702.279,70 lei la cursul BCE de 5,3363 lei/€ din 13.10.2026
Contribuție proprie U.A.T.	399.874,64 lei (TVA nerecuperabil + depășirea plafonului)

Documentele tehnice pe care se sprijină prezenta analiză sunt: auditul electroenergetic (consum de referință, model orar 8.760 h al fluxurilor de energie), nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură, raportul de simulare PVGIS-SARAH3 (290 kWp, înclinare 15°, azimut 0°, pierderi 20%), devizul general în lei (valori economice stabilite de beneficiar) și bugetul proiectului. Centralizatorul consumurilor de energie electrică a fost pus la dispoziție de beneficiar.

4. Obiectivele proiectului și indicatorii relevanți

Obiectivul general al proiectului este producerea de energie electrică din sursă regenerabilă solară pentru autoconsumul U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, prin instalarea unei capacități noi de producere cu sistem de stocare integrat și a unor pompe de căldură dimensionate pentru acoperirea a 100% din necesarul termic al celor cinci clădiri publice.

Obiectivele specifice sunt: (i) acoperirea în proporție de aproape 100% a consumului anual de referință de energie electrică din producție proprie; (ii) eliminarea consumului de lemn de foc pentru încălzire (≈ 255 mst/an) și a emisiilor locale de particule asociate; (iii) reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu ≈ 190 tCO_2/an; (iv) reducerea durabilă a cheltuielilor bugetare cu utilitățile energetice.

Tabelul 4. Indicatorii de proiect conform ghidului (I.1–I.7, AC.1–AC.5)

Cod	Descriere	Valoare	Mod de calcul
I.1	Capacitate nou instalată de producere solară	0,290 MW	min(P_DC; P_AC)/1000 = min(290; 290)/1000
I.2	Reducere anuală emisii GES	189,61 tCO_2/an	322,193 MWh × 0,5885 tCO_2/MWh
I.3	Producție medie anuală	322,193 MWh/an	PVGIS-SARAH3

Cod	Descriere	Valoare	Mod de calcul
I.4	Producție totală pe perioada de referință	6.443,86 MWh	322,193 × 20 ani
I.5	Factor de capacitate	12,68%	322,193 / (0,290 × 8.760)
I.6	Capacitate nou instalată de stocare	0,580 MWh	E_stoc/1000
I.7	Capacitate nou instalată pompe de căldură	250 kW	Nota tehnică PDC
AC.1	Consum anual de referință C_an	325.175 kWh/an	238.375 (existent) + 86.800 (PDC)
AC.2	Producție anuală estimată P_an	322.193 kWh/an	PVGIS-SARAH3
AC.3	Raport dimensionare autoconsum R_ac	0,991 (≤ 1,10)	322.193 / 325.175
AC.4	Raport putere stocare / PV R_P	1,00 (≥ 1,00)	290 kW / 290 kW
AC.5	Durata echivalentă de stocare	2 h (2–4 h)	580 kWh / 290 kW

Toți indicatorii obligatorii de dimensionare (AC.3–AC.5) sunt îndepliniți. Valorile coincid cu cele din auditul electroenergetic, din bugetul proiectului (foile INDICATORI I și INDICATORI A) și din registrul de calcul ACB (foaia 3_TEHNIC_INDICATORI).

Se precizează că indicatorul I.4 se calculează, conform ghidului, fără degradare (P_an × 20). În analiza financiară, pentru prudență, producția este degradată cu 0,5%/an, astfel că energia produsă luată în calcul pe 20 de ani este de 6.147 MWh, cu 297 MWh (≈ 4,6%) sub valoarea I.4.

5. Definirea scenariului fără proiect

Scenariul fără proiect („business as usual") reprezintă evoluția cea mai probabilă a situației existente în absența investiției. Pentru U.A.T. Comuna Păușești-Măglași acesta înseamnă: (i) achiziția integrală din rețea a energiei electrice pentru cele 47 de locuri de consum; (ii) încălzirea în continuare cu sobe pe lemne a celor cinci clădiri; (iii) lipsa oricăror costuri de operare suplimentare. Nu se presupune nicio investiție alternativă (scenariul „do nothing" este realist pentru un U.A.T. fără surse proprii pentru o astfel de investiție).

5.1. Consumul de energie electrică

Consumul existent de energie electrică a fost determinat din centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar, pentru 12 luni consecutive (iulie 2025 – iunie 2026), după eliminarea înregistrărilor duplicate (47 de POD unice). Valorile lunare includ regularizările furnizorului (iulie 2025 și martie 2026), care se compensează pe ansamblul anului.

Tabelul 5. Consumul lunar de energie electrică – centralizator pus la dispoziție de beneficiar

Luna	Consum [kWh]	Cost fără TVA [lei]	Cost cu TVA [lei]
Iul 2025	48.734	58.480,80	70.761,77

Luna	Consum [kWh]	Cost fără TVA [lei]	Cost cu TVA [lei]
Aug 2025	13.378	16.053,60	19.424,86
Sep 2025	13.148	15.777,60	19.090,90
Oct 2025	14.512	17.414,40	21.071,42
Nov 2025	34.122	40.946,40	49.545,14
Dec 2025	31.073	37.287,60	45.118,00
Ian 2026	21.594	25.912,80	31.354,49
Feb 2026	13.800	16.560,00	20.037,60
Mar 2026	-11.989	-14.386,80	-17.408,03
Apr 2026	14.624	17.548,80	21.234,05
Mai 2026	23.110	27.732,00	33.555,72
Iun 2026	22.269	26.722,80	32.334,59
TOTAL 12 luni	**238.375**	**286.050,00**	**346.120,50**

Sursa: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (47 POD unice, iul. 2025 – iun. 2026); preț mediu all-in 1,20 lei/kWh fără TVA (ipoteză confirmată de beneficiar).

5.2. Consumul de energie termică

Necesarul anual de energie termică utilă al celor cinci clădiri, determinat în nota tehnică PDC (SR EN 12831-1, Mc 001-2022, grade-zile SR 4839, programe de funcționare L–V 7–15 pentru școală și grădiniță, respectiv 7–16 pentru celelalte clădiri), este Q_util = 303.716 kWh/an. În situația existentă acesta este asigurat cu sobe pe lemne, cu randament mediu sezonier de 0,70:

$$Q\_lemn = Q\_util / \eta = 303.716 / 0,70 = 433.880\ kWh/an$$

$$V\_lemn = Q\_lemn / PCI\_mst = 433.880 / 1.700 \approx 255,2\ mst/an$$

$$c\_th = p\_lemn / (PCI\_mst \times \eta) = 400 / (1.700 \times 0,70) = 0,3361\ lei/kWh\ util$$

$$Cost\ lemn\ an\ 1 = 303.716 \times 0,3361 = 102.089,41\ lei/an\ (cu\ TVA)$$

Prețul lemnului de foc, 400 lei/mst cu TVA, este o ipoteză confirmată de beneficiar; puterea calorifică de 1.700 kWh/mst corespunde lemnului de esență tare cu umiditate de ≈ 20%. Nu s-au considerat costuri cu personalul de deservire a sobelor (fochist), pentru prudență, deși acestea ar majora beneficiile proiectului.

Tabelul 6. Scenariul fără proiect – valori pentru anul 1

Element	Bază de calcul / document	Valoare anul 1
Consum energie electrică	Centralizator pus la dispoziție de beneficiar	238.375 kWh/an
Preț energie electrică	Ipoteză confirmată de beneficiar	1,20 lei/kWh fără TVA (1,452 lei/kWh cu TVA)
Cost energie electrică	238.375 × 1,452	346.120,50 lei/an

Element	Bază de calcul / document	Valoare anul 1
Consum lemn de foc	Nota tehnică PDC / audit	≈ 255,2 mst/an (433.880 kWh)
Cost termic de referință	400 lei/mst ÷ 1.700 kWh/mst ÷ 0,70	0,3361 lei/kWh_th
Cost lemn de foc	303.716 × 0,3361	102.089,41 lei/an
OPEX specific situației existente	Nu se modifică între scenarii	– (neincremental)
TOTAL costuri energetice		**448.209,91 lei/an**

6. Definirea scenariului cu proiect

Scenariul cu proiect cuprinde investiția propusă, costurile de operare și de înlocuire pe perioada de analiză și beneficiile rezultate din producția fotovoltaică valorificată, din stocare și din înlocuirea integrală a încălzirii pe lemne cu pompe de căldură.

- **Producția PV** se preia din simularea PVGIS-SARAH3: 322.193 kWh în anul 1, degradată cu 0,5%/an.
- **Energia PV valorificată** este energia produsă minus pierderile din sistemul de stocare (15.027 kWh/an, 4,66% din producție, conform modelului orar al auditului), limitată la consumul de referință. Ea cuprinde autoconsumul direct (63.015 kWh), energia livrată din baterie (139.103 kWh) și surplusul injectat în rețea (105.048 kWh), care este **compensat cantitativ** pe locurile de consum ale U.A.T. și evaluat, conform opțiunii beneficiarului, la prețul integral al energiei evitate.
- **Instalația de stocare** este tratată ca echipament integrat pentru creșterea autoconsumului (de la 19,6% fără stocare la 62,7% cu stocare); nu se consideră venituri din servicii de sistem sau tranzacționare.
- **Pompele de căldură** acoperă 100% din necesarul termic (303.716 kWh/an) cu un consum electric de 303.716 / 3,5 = 86.776 kWh/an (rotunjit la 86.800 kWh/an în audit); costul acestei energii este dedus din beneficii.

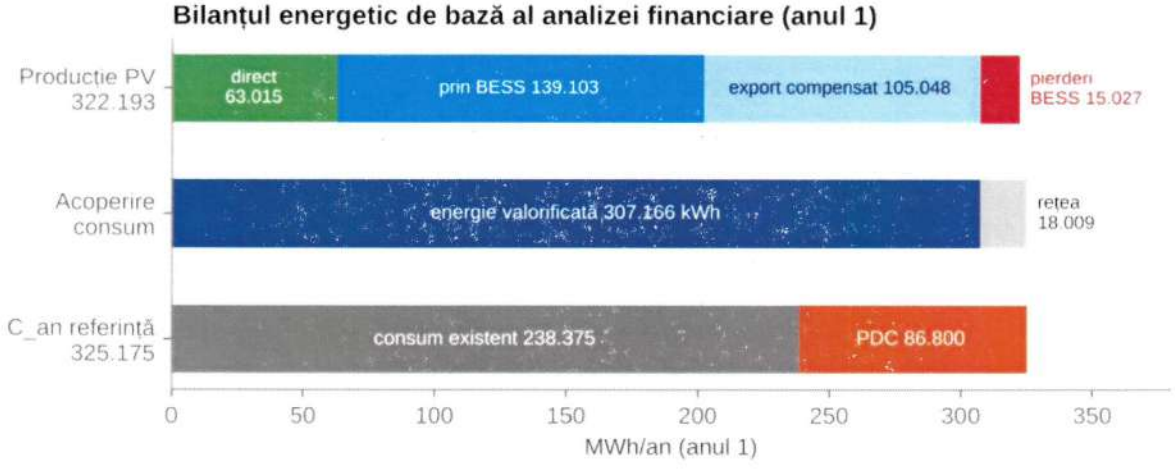


Figura 1. *Bilanțul energetic al anului 1 – baza de calcul a beneficiilor financiare*

Sursa: audit electroenergetic (model orar 8.760 h), PVGIS-SARAH3, centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar.

În anul 1 energia PV valorificată este de 322.193 − 15.027 = 307.166 kWh, iar consumul care rămâne de achiziționat din rețea este de 238.375 + 86.776 − 307.166 = 18.009 kWh/an. Costul anual al utilităților energetice scade de la 448.210 lei la ≈ 68.335 lei (inclusiv OPEX-ul noilor echipamente), adică o reducere de ≈ 85%.

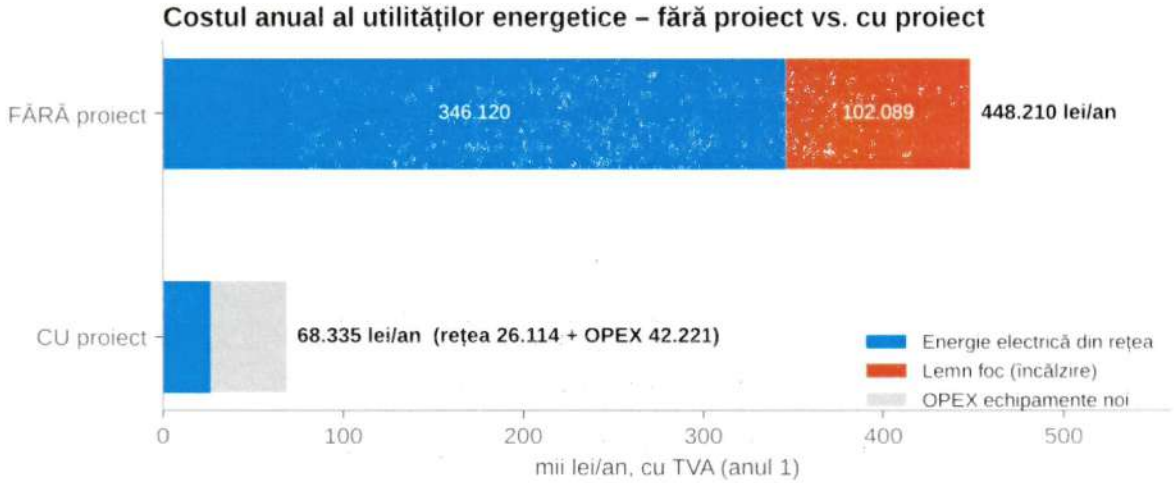


Figura 2. *Costul anual al utilităților energetice – fără proiect vs. cu proiect (anul 1)*

7. Perioada de analiză și ipotezele metodologice

Perioada de referință este de 20 de ani de operare (anii 1–20), precedată de anul 0 în care se înregistrează integral costul investiției, corelat cu indicatorul I.4 din ghid. Toate ipotezele sunt centralizate în foaia 1_INPUTS a registrului de calcul și sunt prezentate mai jos, cu sursa și justificarea lor.

Tabelul 7. Ipotezele analizei

Ipoteză	Valoare	Sursă / justificare
Perioada de referință	20 ani + anul 0	Ghid FM – corelare cu I.4
Moneda de calcul	lei; grant raportat în €	Curs BCE 13.10.2026: 5,3363 lei/€
Rata de actualizare financiară	5% nominal	Model master; confirmată de beneficiar
Rata de actualizare economică (socială)	5%	Model master; confirmată de beneficiar; corespunde ratei sociale de referință de 5% recomandate de CE pentru statele de coeziune
Escaladare preț energie electrică	2%/an	Ipoteză prudentă, sub inflația medie recentă
Escaladare preț lemn de foc	2%/an	Idem
Escaladare OPEX	2%/an	Idem

Ipoteză	Valoare	Sursă / justificare
Preț energie electrică anul 1	1,20 lei/kWh fără TVA	Ipoteză confirmată de beneficiar (preț mediu all-in)
Preț lemn de foc anul 1	400 lei/mst cu TVA	Ipoteză confirmată de beneficiar
Degradare producție PV	0,5%/an	Garanții uzuale de performanță ale producătorilor
Pierderi BESS	15.027 kWh/an (4,66%)	Audit – model orar 8.760 h
Cota TVA / regim	21%, nerecuperabil	Cod fiscal; regim fiscal U.A.T.
Factor emisii	0,5885 tCO_2/MWh	Ghid FM 2026
Monetizare CO_2	0 (nemonetizat)	Opțiunea metodologică a modelului master; analiză informativă în §14.4
Valoare reziduală	0	Ipoteză prudentă

Cele două rate sunt ipoteze metodologice: alegerea lor a fost validată de beneficiar. Analiza de senzitivitate (profilul VAN în funcție de rata de actualizare, figura 6) arată că proiectul rămâne profitabil pentru orice rată de actualizare de până la 18,4%, deci concluziile nu depind de alegerea ratei.

7.1. Indicatorii calculați și formulele utilizate

Pentru fiecare an t (t = 0 … 20) se determină fluxul net incremental FN_t = B_t − C_t, unde B_t sunt beneficiile (economiile) și C_t costurile (investiție, operare, înlocuiri). Pe baza acestor fluxuri se calculează:

$$\text{Factor de actualizare: } a_t = 1 / (1 + r)^t$$

$$VAN = \Sigma_{t=0}^{20} FN_t / (1 + r)^t$$

$$RIR = \text{rata } r \text{ pentru care } \Sigma_{t=0}^{20} FN_t / (1 + r)^t = 0$$

$$B/C = \Sigma B_t \cdot a_t / \Sigma C_t \cdot a_t$$

$$DRA = \text{primul an } t \text{ pentru care } \Sigma_{k=0}^{t} FN_k \cdot a_k \geq 0$$

Un proiect este acceptabil din punct de vedere financiar sau economic dacă VAN > 0, RIR > r și B/C > 1. Indicatorii sunt calculați în registrul de calcul cu funcțiile standard (SUMPRODUCT, IRR), iar în capitolele următoare se demonstrează calculul pe baza fluxurilor anuale.

8. Costurile investiției și sursele de finanțare

Costurile investiției sunt preluate fără nicio modificare din Devizul general în lei (valori economice stabilite de beneficiar) și sunt corelate cu bugetul proiectului. Întrucât TVA este nerecuperabil pentru U.A.T., costul financiar al investiției este costul cu TVA, 2.102.154,34 lei.

Tabelul 8. Structura costului investiției

Categorie	Deviz	Fără TVA [lei]	TVA [lei]	Cu TVA [lei]	Eligibil FM* [lei]
Centrală electrică fotovoltaică – echipamente	4.3.1	487.950,00	102.469,50	590.419,50	487.950,00
Instalație de stocare LFP 290 kW / 580 kWh	4.3.2	307.400,00	64.554,00	371.954,00	307.400,00
Sisteme de pompe de căldură	4.3.3	228.000,00	47.880,00	275.880,00	228.000,00
Construcții și instalații	4.1	103.700,00	21.777,00	125.477,00	103.700,00
Montaj utilaje și echipamente	4.2	45.590,00	9.573,90	55.163,90	45.590,00
Asigurarea utilităților	cap. 2	150.000,00	31.500,00	181.500,00	150.000,00
Proiectare, avize, consultanță, asistență tehnică	cap. 3	403.500,00	84.735,00	488.235,00	403.500,00
Dotări	4.5	5.000,00	1.050,00	6.050,00	5.000,00
Diverse și neprevăzute + informare și publicitate	5.3, 5.4	6.177,64	1.297,30	7.474,94	6.177,64
TOTAL		**1.737.317,64**	**364.836,70**	**2.102.154,34**	**1.737.317,64**

** Toate categoriile din deviz sunt eligibile conform ghidului (consultanța și managementul plafonate la 20.000 € fără TVA – incluse în cap. 3); TVA este neeligibil. Valoarea eligibilă de 325.565,96 € depășește plafonul de 319.000 €; diferența (6.565,96 € = 35.037,94 lei) este suportată de U.A.T.*

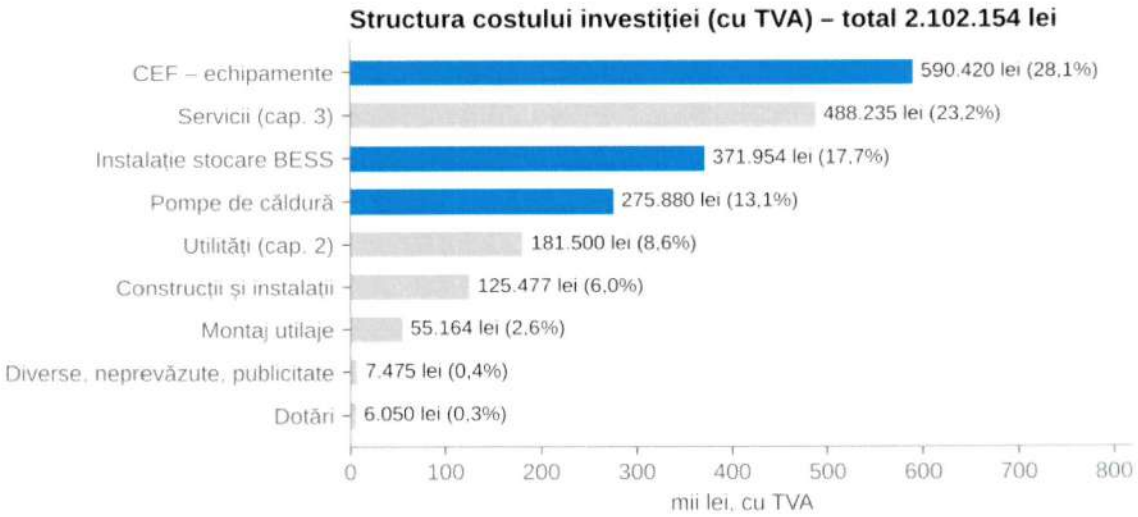


Figura 3. *Structura costului investiției (cu TVA)*

Tabelul 9. Sursele de finanțare

Sursă	Valoare [lei]	Pondere	Observații
Grant Fondul pentru Modernizare	1.702.279,70	81,0%	319.000 € = 1.100.000 €/MW × 0,290 MW (plafon cu PDC)
Buget propriu U.A.T. – TVA nerecuperabil	364.836,70	17,4%	Neeligibil, suportat de U.A.T.
Buget propriu U.A.T. – depășire plafon	35.037,94	1,7%	(325.565,96 − 319.000) € × 5,3363
Alte surse / împrumut	0,00	0,0%	Nu este cazul
TOTAL	**2.102.154,34**	**100,0%**	**Acoperă integral necesarul de finanțare**

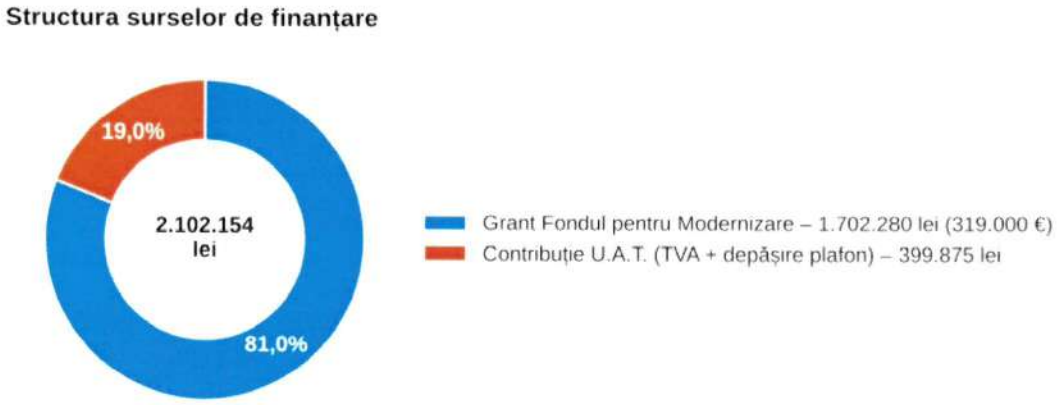


Figura 4. *Structura surselor de finanțare*

Grantul respectă ambele plafoane din ghid: 319.000 € ≤ min(valoare eligibilă 325.565,96 €; plafon pe capacitate 0,290 MW × 1.100.000 €/MW = 319.000 €; plafon pe beneficiar 10 mil. €).

9. Costurile de operare, mentenanță și înlocuire

Costurile de operare (OPEX) sunt costurile incrementale necesare funcționării noilor echipamente. Deoarece beneficiarul nu dispune încă de oferte de mentenanță, ele au fost stabilite de elaborator pe baza valorilor uzuale de piață pentru sisteme similare, majorate cu TVA (nerecuperabil). Toate valorile sunt escaladate cu 2%/an.

Tabelul 10. Costurile anuale de operare și mentenanță (anul 1)

Element	Bază de calcul	Fără TVA [lei/an]	Cu TVA [lei/an]
O&M centrală fotovoltaică	10 €/kWp/an × 290 kWp × 5,3363 (curățare panouri, inspecții, termografie, întreținere invertoare)	15.475,27	18.724,75

Element	Bază de calcul	Fără TVA [lei/an]	Cu TVA [lei/an]
O&M instalație de stocare	1,5%/an × 307.400 lei (verificări BMS/PCS, climatizare container, actualizări software)	4.611,00	5.579,31
O&M pompe de căldură	900 lei/unitate/an × 9 unități (revizie anuală, verificare etanșeitate, curățare schimbătoare)	8.100,00	9.801,00
Asigurare echipamente	0,3%/an × 1.737.317,64 lei (operațiune scutită de TVA)	5.211,95	5.211,95
Monitorizare / comunicații	Platformă SCADA/EMS, transmisie date, raportare 5 ani către finanțator	2.400,00	2.904,00
TOTAL OPEX anul 1		**35.798,22**	**42.221,01**

OPEX anual reprezintă ≈ 2,0% din costul investiției, valoare situată în intervalul uzual de 1,5–2,5% pentru sisteme PV + stocare + pompe de căldură.

9.1. Înlocuirile pe perioada de analiză

Componentele cu durată de viață mai scurtă decât perioada de referință sunt înlocuite în anii estimați mai jos. Costul de bază (prețuri 2026, fără TVA) este escaladat cu 2%/an până în anul înlocuirii și majorat cu TVA:

$$Cost\ înlocuire\_t = Cost\ bază \times (1 + TVA) \times (1 + 2\%)^{(t-1)}$$

Tabelul 11. Înlocuirile majore

Componentă	Bază de cost (fără TVA)	An	Cost în anul înlocuirii [lei]
Instalație de stocare – componente (PCS/BMS, module de rezervă)	15% × 307.400 = 46.110 lei	12	69.371,71
Invertoare fotovoltaice	290 kW × 50 €/kW × 5,3363 = 77.376 lei	12	116.410,87
Pompe de căldură – compresoare și componente	20% × 228.000 = 45.600 lei	15	72.803,56
TOTAL înlocuiri (nominal)			**258.586,14**

Pentru bateriile LFP s-a considerat o durată de viață de 6.000 de cicluri; la ≈ 266 cicluri/an (model orar), durata calendaristică depășește perioada de analiză, astfel încât este necesară doar înlocuirea componentelor de conversie și control și completarea capacității pierdute prin degradare. Valoarea actualizată a înlocuirilor este de 138.470 lei.

10. Beneficiile financiare ale proiectului

Beneficiile financiare ale unui proiect public de autoconsum sunt economii de cheltuieli ale bugetului local, nu venituri comerciale. Pentru scenariul de bază s-au utilizat exclusiv beneficii direct atribuibile proiectului și documentabile:

$$\textit{Economie energie electrică\_t} = \textit{E\_val,t} \times \textit{p\_el,t}$$

$$\textit{Economie termică netă\_t} = \textit{Q\_util} \times \textit{c\_th,t} - \textit{E\_PDC} \times \textit{p\_el,t}$$

$$\textit{Beneficiu net de operare\_t} = \textit{Economie energie electrică\_t} + \textit{Economie termică netă\_t}$$

unde E_val,t este energia PV valorificată (producție degradată minus pierderi BESS), p_el,t prețul energiei electrice cu TVA escaladat, Q_util necesarul termic util, c_th,t costul termic de referință al lemnului și E_PDC consumul electric al pompelor de căldură.

10.1. Demonstrarea calculului pentru anul 1

Tabelul 12. Calculul beneficiilor pentru anul 1

Element	Calcul	Valoare [lei]
Energie PV valorificată	322.193 kWh × (1 − 4,664%) = 307.166 kWh	–
Preț energie evitată (cu TVA)	1,20 lei/kWh × 1,21 = 1,452 lei/kWh	–
(1) Economie energie electrică	307.166 × 1,452	446.005,03
(2) Cost lemn evitat	303.716 kWh_th × 0,33613 lei/kWh_th	102.089,41
(3) Cost energie electrică PDC	86.776 kWh × 1,452 lei/kWh	−125.998,75
(4) Beneficiu net de operare = (1)+(2)−(3)		422.095,69
(5) OPEX	Tabelul 9	−42.221,01
(6) Flux net incremental anul 1 = (4) − (5)		379.874,68

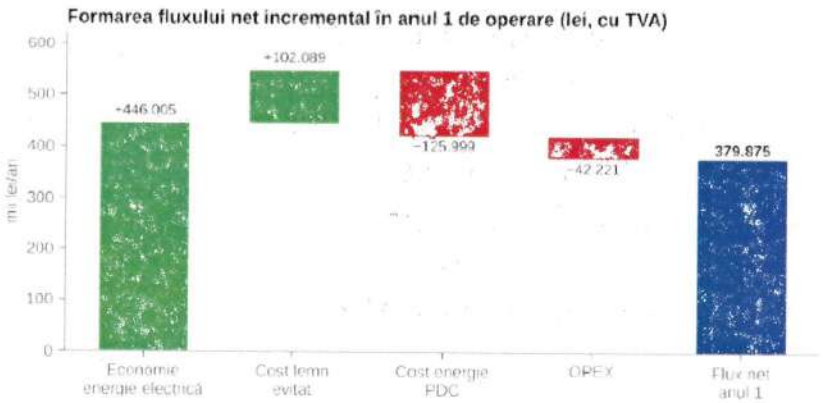


Figura 5. *Formarea fluxului net incremental în anul 1*

Se observă că, luată izolat, componenta termică este negativă (costul energiei electrice pentru pompele de căldură, 126.000 lei, depășește costul lemnului evitat, 102.089 lei), deoarece lemnul de foc este un combustibil ieftin. Însă consumul pompelor de căldură este acoperit de producția fotovoltaică: integrarea PDC în proiect transformă energia solară într-un serviciu termic, iar beneficiul total al sistemului rămâne puternic pozitiv. Pompele de căldură aduc, în plus, beneficii nemonetizate importante: eliminarea fumului și a particulelor fine (≈ 1,16 t PM2,5/an) în clădiri frecventate de copii și pacienți, confort termic constant, eliminarea manipulării și depozitării lemnului.

10.2. Evoluția beneficiilor pe perioada de analiză

Tabelul 13. Evoluția beneficiilor financiare (ani selectați)

An	E_val [kWh]	p_el [lei/kWh]	Economie el. [lei]	Lemn evitat [lei]	Cost PDC [lei]	Beneficiu net [lei]
1	307.166	1,4520	446.005	102.089	125.999	422.096
2	305.630	1,4810	452.651	104.131	128.519	428.263
5	301.069	1,5717	473.187	110.505	136.385	447.307
10	293.617	1,7353	509.506	122.006	150.580	480.932
15	286.349	1,9159	548.612	134.705	166.253	517.064
20	279.262	2,1153	590.720	148.725	183.556	555.888

Pe 20 de ani, economiile cumulate nominale de energie electrică totalizează 10.303.123 lei, costul lemnului evitat 2.480.504 lei, iar costul energiei consumate de pompele de căldură 3.061.438 lei. Veniturile din vânzarea energiei în rețea nu se includ: surplusul injectat este compensat cantitativ pe locurile de consum ale U.A.T., fiind deja reflectat în energia valorificată.

11. Analiza financiară a investiției – FNPV(C) / FRR(C)

Analiza financiară a investiției măsoară performanța intrinsecă a proiectului, independent de modul de finanțare: costul total al investiției (2.102.154,34 lei cu TVA) este tratat integral ca ieșire în anul 0, iar grantul nu este luat în considerare. Indicatorii arată dacă economiile generate de proiect justifică, prin ele însele, costul resurselor investite.

11.1. Fluxul de numerar al investiției

Tabelul 14. Fluxul de numerar actualizat al investiției (lei, prețuri curente cu TVA)

An	Beneficiu net operare	OPEX	Înlocuiri	Investiție	Flux net	Factor actualizare (5%)	Flux actualizat	Flux actualizat cumulat
0	0	0	0	2.102.154	-2.102.154	1,0000	-2.102.154	-2.102.154
1	422.096	42.221	0	0	379.875	0,9524	361.785	-1.740.369
2	428.263	43.065	0	0	385.198	0,9070	349.386	-1.390.983
3	434.520	43.927	0	0	390.593	0,8638	337.409	-1.053.574

An	Beneficiu net operare	OPEX	Înlocuiri	Investiție	Flux net	Factor actualizare (5%)	Flux actualizat	Flux actualizat cumulat
4	440.867	44.805	0	0	396.062	0,8227	325.841	-727.733
5	447.307	45.701	0	0	401.605	0,7835	314.668	-413.065
6	453.840	46.615	0	0	407.224	0,7462	303.877	-109.188
7	460.467	47.548	0	0	412.919	0,7107	293.454	184.266
8	467.191	48.499	0	0	418.692	0,6768	283.387	467.653
9	474.012	49.469	0	0	424.543	0,6446	273.664	741.318
10	480.932	50.458	0	0	430.474	0,6139	264.274	1.005.591
11	487.952	51.467	0	0	436.485	0,5847	255.204	1.260.795
12	495.074	52.497	185.783	0	256.795	0,5568	142.993	1.403.788
13	502.299	53.546	0	0	448.752	0,5303	237.983	1.641.771
14	509.628	54.617	0	0	455.011	0,5051	229.811	1.871.582
15	517.064	55.710	72.804	0	388.551	0,4810	186.900	2.058.482
16	524.607	56.824	0	0	467.784	0,4581	214.297	2.272.779
17	532.260	57.960	0	0	474.300	0,4363	206.935	2.479.714
18	540.023	59.120	0	0	480.904	0,4155	199.825	2.679.540
19	547.899	60.302	0	0	487.597	0,3957	192.959	2.872.498
20	555.888	61.508	0	0	494.380	0,3769	186.327	3.058.825
Total	**9.722.189**	**1.025.859**	**258.586**	**2.102.154**	**6.335.589**		**3.058.825**	

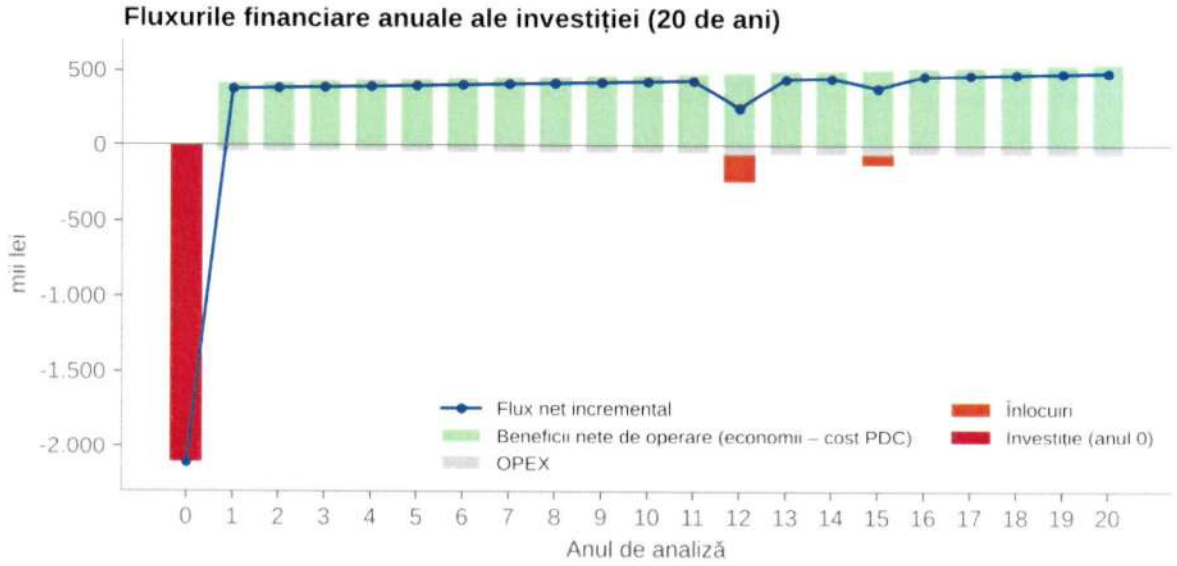


Figura 6. *Fluxurile financiare anuale ale investiției*

11.2. Valoarea actualizată netă financiară – VANF(C)

Fiecare flux anual este adus la valoarea din anul 0 prin înmulțire cu factorul de actualizare. De exemplu, pentru anul 1 și anul 20:

$$a_1 = 1/(1{,}05)^1 = 0{,}9524 \rightarrow FA_1 = 379.875 \times 0{,}9524 = 361.785 \text{ lei}$$

$$a_{20} = 1/(1{,}05)^{20} = 0{,}3769 \rightarrow FA_{20} = 494.380 \times 0{,}3769 = 186.327 \text{ lei}$$

Suma fluxurilor actualizate pe cei 21 de ani reprezintă VANF(C):

$$VANF(C) = -2.102.154 + 361.785 + 349.386 + \ldots + 186.327 = 3.058.825 \text{ lei}$$

Echivalent, VANF(C) este diferența dintre valoarea actualizată a beneficiilor nete de operare (5.918.638 lei) și valoarea actualizată a costurilor (investiție 2.102.154 + OPEX 619.188 + înlocuiri 138.470 = 2.859.813 lei): 5.918.638 − 2.859.813 = 3.058.825 lei.

11.3. Rata internă de rentabilitate financiară – RIRF(C)

RIRF(C) este rata de actualizare care anulează VANF. Ea se determină iterativ (funcția IRR); verificarea prin interpolare liniară între două rate apropiate:

$$VAN(18\%) = +44.240 \text{ lei}; \quad VAN(19\%) = -60.162 \text{ lei}$$

$$RIRF \approx 18\% + 1\% \times 44.240 / (44.240 + 60.162) = 18{,}42\% \approx 18{,}41\%$$

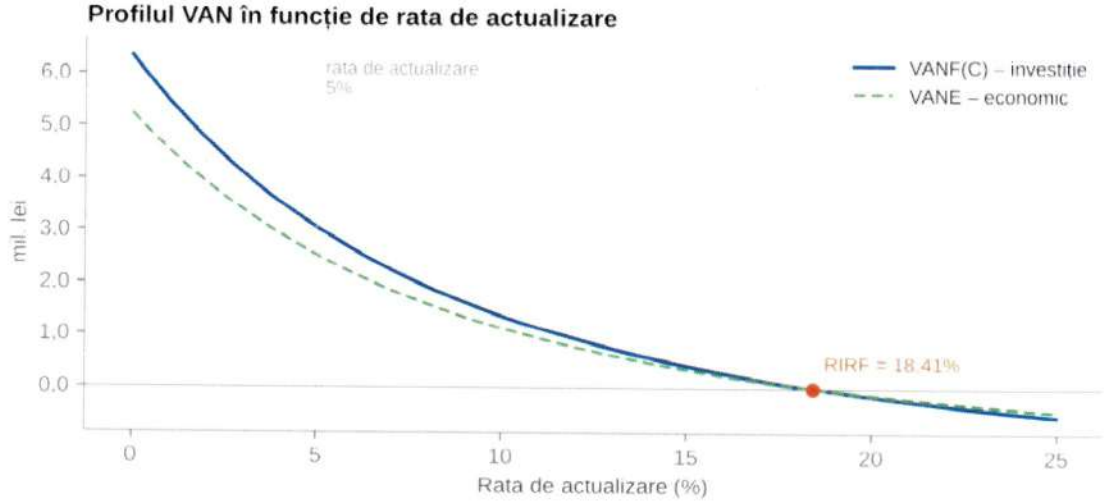


Figura 7. *Profilul valorii actualizate nete în funcție de rata de actualizare*

11.4. Raportul beneficii/costuri și durata de recuperare

$$B/C = VA \text{ beneficii nete} / VA \text{ costuri} = 5.918.638 / 2.859.813 = 2{,}07$$

Fiecare leu investit și cheltuit pe durata exploatării generează, în valoare actualizată, 2,07 lei de economii. Dacă energia consumată de pompele de căldură este tratată ca un cost distinct (și nu dedusă din beneficii), raportul devine 7.766.460 / 4.707.635 = 1,65 – tot supraunitar; VANF este identic, indiferent de convenție.

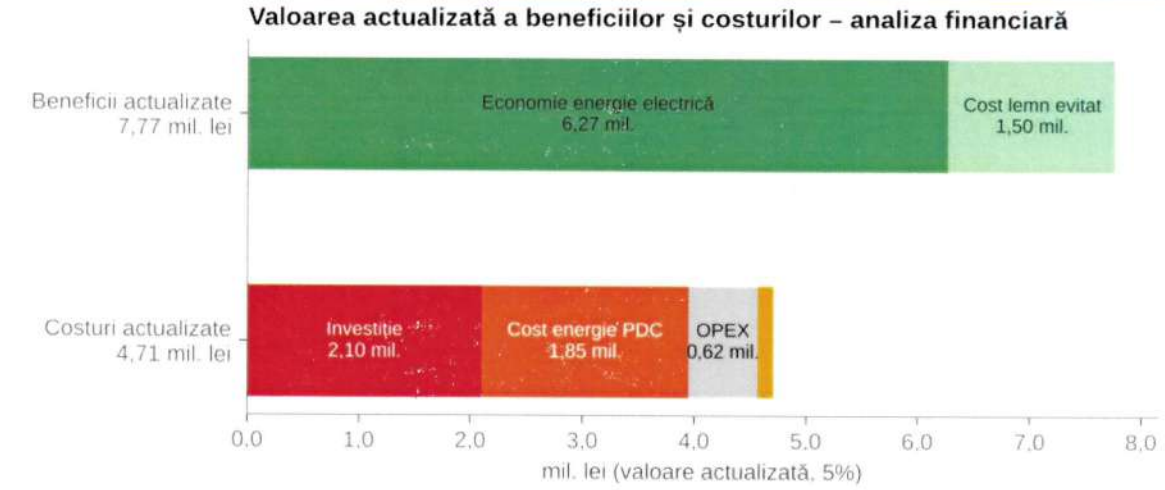


Figura 8. *Valoarea actualizată a beneficiilor și a costurilor (convenția cu energia PDC tratată drept cost)*

Fluxul actualizat cumulat devine pozitiv în anul 7 (−109.188 lei la sfârșitul anului 6, +184.266 lei la sfârșitul anului 7); prin interpolare, durata de recuperare actualizată este de ≈ 6,4 ani, adică aproximativ o treime din perioada de referință.

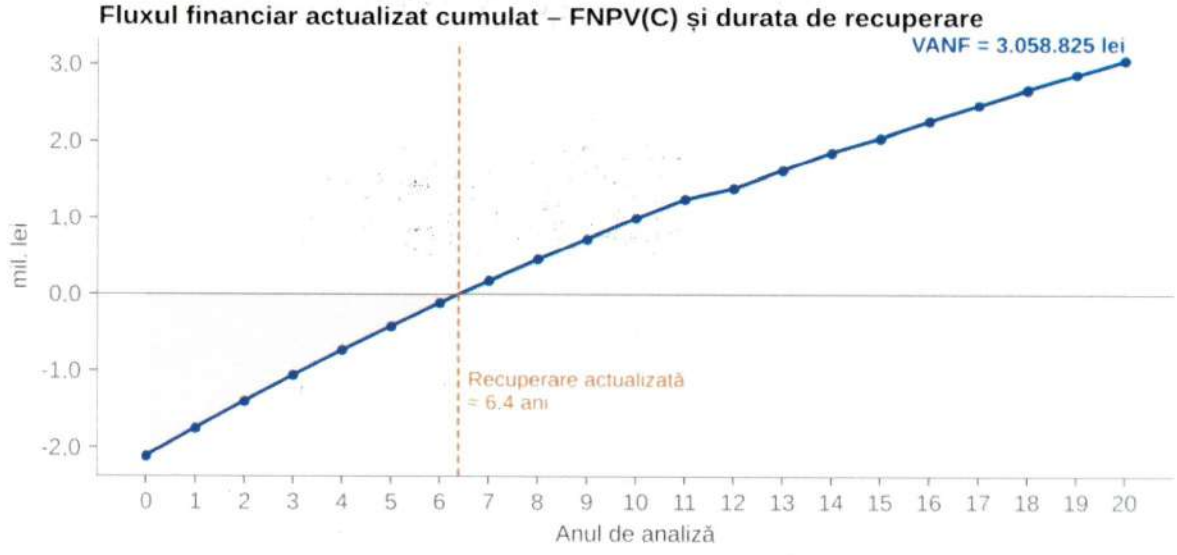


Figura 9. *Fluxul financiar actualizat cumulat și durata de recuperare*

Tabelul 15. Indicatorii analizei financiare a investiției

Indicator	Rezultat	Interpretare
VANF(C)	3.058.825 lei	Pozitiv – economiile acoperă integral costul investiției și al operării și generează un surplus actualizat de ≈ 3,06 mil. lei
RIRF(C)	18,41%	Mult peste rata de actualizare de 5% – rentabilitate intrinsecă ridicată
Raport B/C financiar	2,07	Supraunitar

Indicator	Rezultat	Interpretare
Durata de recuperare actualizată	7 ani (≈ 6,4 ani)	În prima treime a perioadei de analiză

Rezultatul arată că investiția este rentabilă chiar și fără grant. Acest lucru nu contrazice necesitatea finanțării publice: în absența grantului U.A.T. ar trebui să mobilizeze 2,1 mil. lei într-un singur an, sumă care depășește capacitatea sa de investiție din surse proprii; grantul face posibilă realizarea unei investiții eficiente, care altfel nu s-ar realiza (efectul de stimulare).

12. Analiza financiară a capitalului beneficiarului – FNPV(K) / FRR(K)

Această analiză surprinde efortul financiar efectiv al beneficiarului public după considerarea grantului. În anul 0 ieșirea de capital a U.A.T. este numai contribuția proprie (TVA nerecuperabil + depășirea plafonului), iar în anii 1–20 U.A.T. încasează integral economiile nete generate de proiect și suportă OPEX și înlocuirile. Grantul apare exclusiv ca sursă de finanțare.

$$FN\_K,0 = -(Buget\ U.A.T. + alte\ surse) = -399.874,64\ lei$$

$$FN\_K,t = Beneficiu\ net\_t - OPEX\_t - Înlocuiri\_t - Serviciul\ datoriei\_t \quad (t = 1...20)$$

Tabelul 16. Fluxul capitalului propriu al U.A.T. (ani selectați)

An	Contribuție U.A.T.	Beneficiu net	OPEX + înlocuiri	Flux net capital	Flux actualizat	Cumulat actualizat
0	399.875	0	0	-399.875	-399.875	-399.875
1	0	422.096	42.221	379.875	361.785	-38.089
2	0	428.263	43.065	385.198	349.386	311.296
3	0	434.520	43.927	390.593	337.409	648.705
5	0	447.307	45.701	401.605	314.668	1.289.215
10	0	480.932	50.458	430.474	264.274	2.707.871
12	0	495.074	238.279	256.795	142.993	3.106.068
15	0	517.064	128.513	388.551	186.900	3.760.762
20	0	555.888	61.508	494.380	186.327	4.761.105

$$VANF(K) = -399.875 + \Sigma\_{t=1}^{20} FN\_K,t/(1,05)^t = 4.761.105\ lei$$

$$RIRF(K):\ VAN(96\%) = +1.625;\ VAN(97\%) = -2.571 \rightarrow RIRF(K) \approx 96,38\%$$

Tabelul 17. Indicatorii capitalului beneficiarului

Indicator	Rezultat	Interpretare
VANF(K)	4.761.105 lei	Puternic pozitiv – fiecare leu din bugetul local generează ≈ 11,9 lei de valoare actualizată netă

Indicator	Rezultat	Interpretare
RIRF(K)	96,38%	Foarte ridicat din cauza contribuției proprii reduse (19% din investiție) raportată la economii anuale de ≈ 380.000 lei
Necesar net inițial U.A.T.	399.874,64 lei	TVA nerecuperabil + depășire plafon; se aprobă prin HCL
Grad acoperire surse inițiale	1,00	Grant + buget propriu acoperă integral investiția
Recuperarea contribuției proprii	≈ 1,1 ani	Fluxul cumulat actualizat devine pozitiv în anul 2

Valoarea foarte ridicată a RIRF(K) nu trebuie interpretată ca o rentabilitate comercială, ci ca expresie a efectului de pârghie al grantului: cu un efort propriu de ≈ 400.000 lei, U.A.T. obține un activ care îi reduce cheltuielile cu energia cu ≈ 380.000 lei încă din primul an. Diferența VANF(K) − VANF(C) = 1.702.280 lei este egală cu valoarea grantului (1.702.280 lei), confirmând coerența modelului.

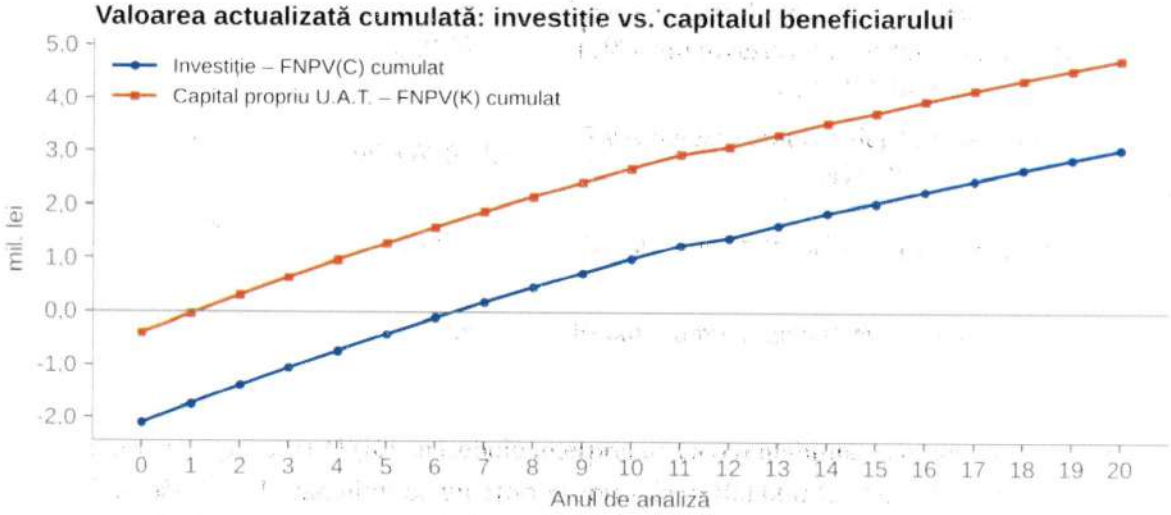


Figura 10. *Fluxul actualizat cumulat – investiția vs. capitalul beneficiarului*

13. Analiza sustenabilității financiare și bugetare

Sustenabilitatea financiară verifică dacă beneficiarul dispune, în fiecare an, de resursele necesare pentru implementare, operare, mentenanță și înlocuiri, fără deficite de numerar neacoperite. Spre deosebire de analizele de rentabilitate, testul se efectuează pe fluxuri nominale neactualizate și include toate sursele de finanțare. Condiția este:

$$Sold\ cumulat_t = \Sigma_{k=0}^{t} (Intrări_k - Ieșiri_k) \geq 0, \quad pentru\ orice\ t = 0 \ldots 20$$

Tabelul 18. Fluxul de numerar pentru testul de sustenabilitate (lei, nominal)

An	Surse finanțare	Economii nete	Investiție	OPEX	Înlocuiri	Flux anual	Sold cumulat
0	2.102.154	0	2.102.154	0	0	0	0
1	0	422.096	0	42.221	0	379.875	379.875

An	Surse finanțare	Economii nete	Investiție	OPEX	Înlocuiri	Flux anual	Sold cumulat
2	0	428.263	0	43.065	0	385.198	765.072
3	0	434.520	0	43.927	0	390.593	1.155.665
4	0	440.867	0	44.805	0	396.062	1.551.727
5	0	447.307	0	45.701	0	401.605	1.953.332
6	0	453.840	0	46.615	0	407.224	2.360.557
7	0	460.467	0	47.548	0	412.919	2.773.476
8	0	467.191	0	48.499	0	418.692	3.192.168
9	0	474.012	0	49.469	0	424.543	3.616.712
10	0	480.932	0	50.458	0	430.474	4.047.185
11	0	487.952	0	51.467	0	436.485	4.483.670
12	0	495.074	0	52.497	185.783	256.795	4.740.465
13	0	502.299	0	53.546	0	448.752	5.189.217
14	0	509.628	0	54.617	0	455.011	5.644.228
15	0	517.064	0	55.710	72.804	388.551	6.032.779
16	0	524.607	0	56.824	0	467.784	6.500.563
17	0	532.260	0	57.960	0	474.300	6.974.862
18	0	540.023	0	59.120	0	480.904	7.455.766
19	0	547.899	0	60.302	0	487.597	7.943.363
20	0	555.888	0	61.508	0	494.380	8.437.743

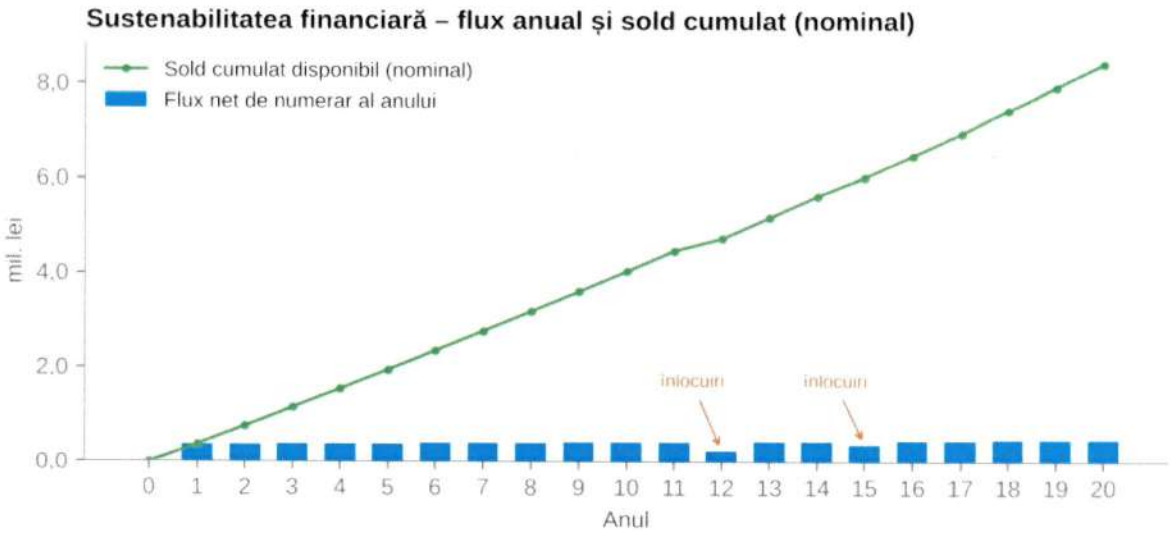


Figura 11. *Sustenabilitatea financiară – flux anual și sold cumulat*

Tabelul 19. Indicatorii de sustenabilitate

Indicator	Rezultat	Criteriu de control
Sold minim pe perioada analizată	0 lei	≥ 0 – anul 0 este echilibrat (surse = investiție)
Ani cu deficit	0	0

Indicator	Rezultat	Criteriu de control
Flux anual minim (anii 1–20)	256.795 lei (anul 12)	Pozitiv chiar și în anul înlocuirilor
Sold final (anul 20)	8.437.743 lei	Nominal, cumulat
Concluzie	SUSTENABIL	Fără deficite neacoperite

Proiectul este sustenabil: sursele de finanțare acoperă integral investiția, iar din anul 1 economiile nete depășesc în fiecare an cheltuielile de operare, inclusiv în anii 12 și 15, când au loc înlocuirile. Pentru a evita presiuni bugetare punctuale, se recomandă ca U.A.T. să constituie anual, din economiile realizate, un fond de mentenanță și înlocuire de ≈ 17.500 lei/an (eșalonat începând cu anul 1), suficient pentru a acoperi înlocuirile din anii 12 și 15 (≈ 258.600 lei nominal).

Contribuția proprie de 399.874,64 lei trebuie prevăzută în bugetul local al anului de implementare și aprobată prin hotărâre a consiliului local, împreună cu indicatorii tehnico-economici.

14. Analiza economică – ENPV / EIRR / raport B/C

Analiza economică evaluează proiectul din perspectiva societății în ansamblu: dacă resursele reale consumate (echipamente, lucrări, servicii, muncă) sunt mai mici decât valoarea resurselor reale economisite (energie electrică, combustibil). Pentru aceasta, fluxurile financiare sunt transformate în fluxuri economice prin trei corecții: corecții fiscale, conversia prețurilor de piață în prețuri contabile și includerea efectelor externe.

14.1. Corecțiile fiscale și factorii de conversie

TVA este un transfer între beneficiar și bugetul de stat, nu un consum de resurse, și se elimină din toate fluxurile. Deoarece fluxurile financiare conțin TVA de 21%, factorul de conversie este:

$$FC = 1 / (1 + TVA \times p\_nerecuperabil) = 1 / 1{,}21 = 0{,}8264$$

Tabelul 20. Factorii de conversie utilizați

Element	Factor de conversie	Justificare
Cost investiție	0,8264 (= 1.737.317,64 / 2.102.154,34)	Eliminarea TVA; valoarea economică este costul fără TVA din deviz
Energie electrică economisită	0,8264	Eliminarea TVA; prețul fără TVA reflectă costul resursei pe piața liberalizată
Combustibil (lemn) evitat	0,8264	Eliminarea TVA
OPEX	0,8264	Eliminarea TVA
Înlocuiri	0,8264	Eliminarea TVA
Grant FM	exclus	Transfer financiar – nu este beneficiu economic

Nu s-au aplicat factori de conversie pentru forța de muncă (salariu umbră) – valoare unitară, prudentă, în condițiile unui șomaj redus în zonă – și nici pentru bunurile comercializabile, ale căror prețuri de piață sunt formate în condiții concurențiale (achiziție publică deschisă, piață liberalizată a energiei).

14.2. Fluxurile economice

Tabelul 21. Fluxurile analizei economice (lei, prețuri contabile – ani selectați)

An	Resursă el. economisită	Beneficiu termic net	OPEX + înlocuiri	Investiție	Flux economic net	Flux actualizat
0	0	0	0	1.737.318	-1.737.318	-1.737.318
1	368.599	-19.760	34.893	0	313.946	298.996
2	374.091	-20.155	35.591	0	318.345	288.748
5	391.064	-21.389	37.770	0	331.905	260.056
10	421.079	-23.615	41.701	0	355.763	218.408
12	433.721	-24.569	196.925	0	212.227	118.176
15	453.398	-26.073	106.209	0	321.116	154.462
20	488.198	-28.786	50.833	0	408.579	153.989

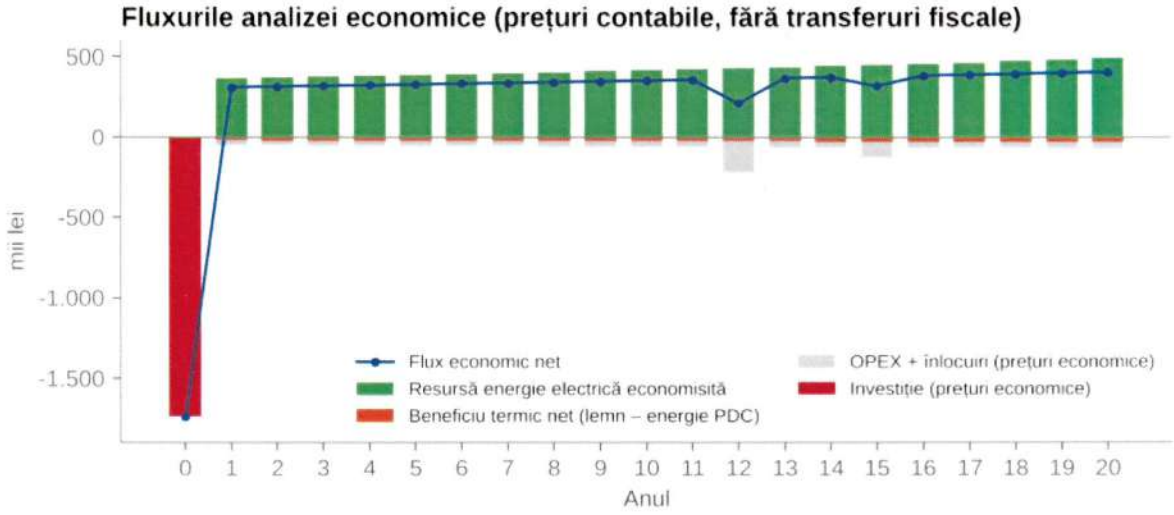


Figura 12. *Fluxurile analizei economice*

14.3. Indicatorii economici

$$VANE = \Sigma_{t=0}^{20} FE_t/(1,05)^t = -1.737.318 + 298.996 + \ldots + 153.989 = 2.527.955 \text{ lei}$$

$$B/C \text{ economic} = 4.891.436 / 2.363.482 = 2,07$$

Tabelul 22. Indicatorii analizei economice

Indicator	Rezultat	Interpretare
VANE / ENPV	2.527.955 lei	Pozitiv – beneficiile economice actualizate depășesc costurile economice
RIRE / EIRR	18,41%	Mult peste rata socială de actualizare de 5%
Raport B/C economic	2,07	Beneficii actualizate de ≈ 2,1 ori mai mari decât costurile
Rata socială utilizată	5%	Ipoteză metodologică confirmată

Observație metodologică. Întrucât singura corecție aplicată este eliminarea TVA, prin același factor pentru toate fluxurile, fluxurile economice sunt proporționale cu cele financiare (FE_t = FN_t / 1,21). În consecință, VANE = VANF(C) / 1,21 și RIRE = RIRF(C) = 18,41%, iar raportul B/C este identic. Rezultatul este corect și conservator: el reflectă numai resursele economisite, fără niciun beneficiu extern monetizat.

14.4. Efectele externe – cuantificare și analiză informativă

Proiectul reduce emisiile de gaze cu efect de seră cu 189,61 tCO_2/an (indicator I.2), respectiv ≈ 3.617 tCO_2 pe 20 de ani, ținând cont de degradarea producției. Conform opțiunii metodologice a modelului master, această reducere nu este monetizată în scenariul de bază. Cu titlu exclusiv informativ, dacă emisiile evitate ar fi evaluate la un preț de 80 €/tCO_2 (ordinul de mărime al prețului certificatelor EU ETS), beneficiul extern ar fi de ≈ 80.946 lei/an, iar indicatorii economici ar deveni:

Tabelul 23. Analiză informativă – indicatori economici cu monetizarea CO_2 (nu înlocuiesc indicatorii raportați)

Indicator	Scenariu de bază (CO_2 nemonetizat)	Informativ (CO_2 = 80 €/t)
VANE [lei]	2.527.955	3.497.920
RIRE	18,41%	23,13%
Raport B/C economic	2,07	2,48

Alte efecte externe pozitive, nemonetizate, dar relevante pentru comunitate: eliminarea arderii a ≈ 255 mst lemn/an și a emisiilor de particule fine (≈ 1,16 t PM2,5/an) în centrul localității și în clădiri frecventate de copii și pacienți; reducerea presiunii asupra pădurilor; creșterea siguranței în exploatare (eliminarea sobelor); reducerea vulnerabilității bugetului local la volatilitatea prețurilor energiei; efect demonstrativ pentru comunitate. Includerea acestor efecte ar îmbunătăți suplimentar rezultatul economic, deci concluzia din scenariul de bază este una prudentă.

15. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate identifică variabilele critice ale proiectului și măsoară impactul variației acestora asupra indicatorilor financiari. Conform recomandărilor metodologice, o variabilă este

critică dacă o variație de ±1% a acesteia produce o variație mai mare de ±1% a VANF (elasticitate în modul > 1). Analiza cuprinde: (i) scenarii individuale ±10% și ±20%; (ii) un scenariu advers combinat; (iii) elasticitățile; (iv) valorile de comutare.

15.1. Scenariile analizate

Tabelul 24. Rezultatele scenariilor de senzitivitate

Scenariu	Modificare	VANF [lei]	Δ VANF	RIRF
Bază	Ipoteze centrale	3.058.825	–	18,41%
CAPEX +10%	Cost investiție +10%	2.848.610	-6,9%	16,58%
CAPEX +20%	Cost investiție +20%	2.638.394	-13,7%	15,01%
Producție −10%	Producție PV −10%	2.431.897	-20,5%	15,98%
Producție −20%	Producție PV −20%	1.804.969	-41,0%	13,44%
Preț energie −10%	Preț energie −10%	2.431.897	-20,5%	15,98%
Preț energie −20%	Preț energie −20%	1.804.969	-41,0%	13,44%
OPEX +10%	OPEX +10%	2.996.906	-2,0%	18,18%
OPEX +20%	OPEX +20%	2.934.987	-4,0%	17,95%
Cost lemn evitat −10%	Cost lemn evitat −10%	2.909.107	-4,9%	17,85%
Combinat advers	CAPEX +20%, producție −20%, preț −20%, OPEX +20%, lemn −20%	-41.820	-101,4%	4,81%

Scenariile „Producție −x%" și „Preț energie −x%" dau rezultate identice, deoarece ambele variabile intră multiplicativ în același termen (E_val × p_el). În scenariul „Cost lemn evitat −10%" variația se aplică exclusiv costului lemnului, costul energiei pompelor de căldură rămânând neschimbat.

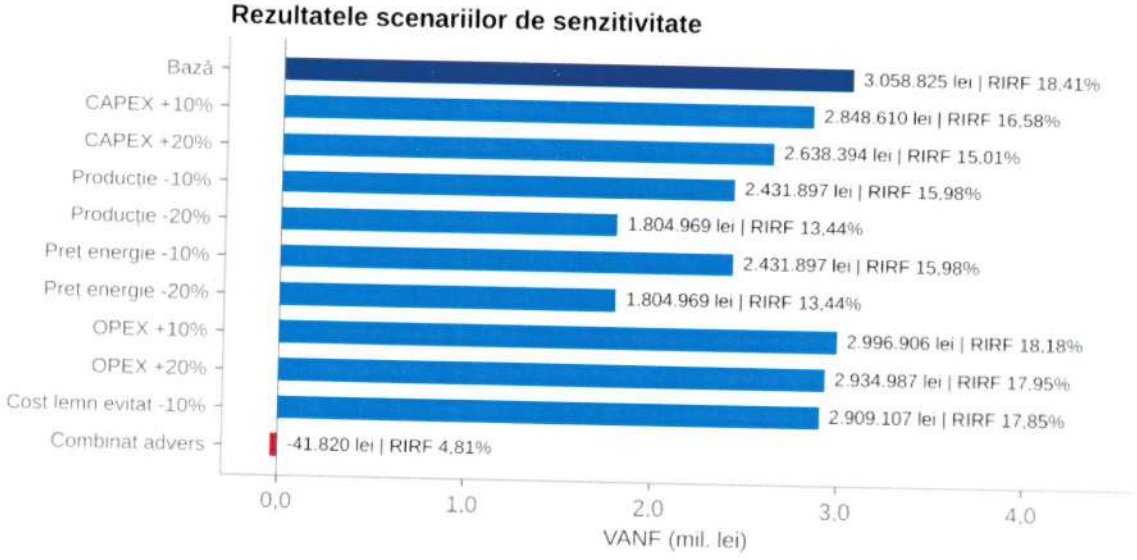


Figura 13. *Rezultatele scenariilor de senzitivitate*

15.2. Elasticitatea VANF și variabilele critice

Deoarece VANF este o funcție liniară de fiecare variabilă, elasticitatea se calculează direct din valoarea actualizată a componentei afectate:

$$e\_i = (\partial VANF/VANF) / (\partial x\_i/x\_i) = \pm\ VA\_componentă\_i / VANF$$

Tabelul 25. Elasticitatea VANF

Variabilă	VA componentă [lei]	Elasticitate	Critică (|e| > 1)?
Cost investiție (CAPEX)	2.102.154	-0,69	NU
Economii energie electrică	6.269.278	2,05	DA
Cost lemn evitat	1.497.182	0,49	NU
Cost electric PDC	1.847.822	-0,60	NU
OPEX	619.188	-0,20	NU

Singura variabilă critică este economia de energie electrică (produsul dintre energia valorificată și prețul energiei): o scădere de 1% a acesteia reduce VANF cu 2,05%. Celelalte variabile – costul investiției, costul energiei PDC, costul lemnului și OPEX – nu sunt critice.

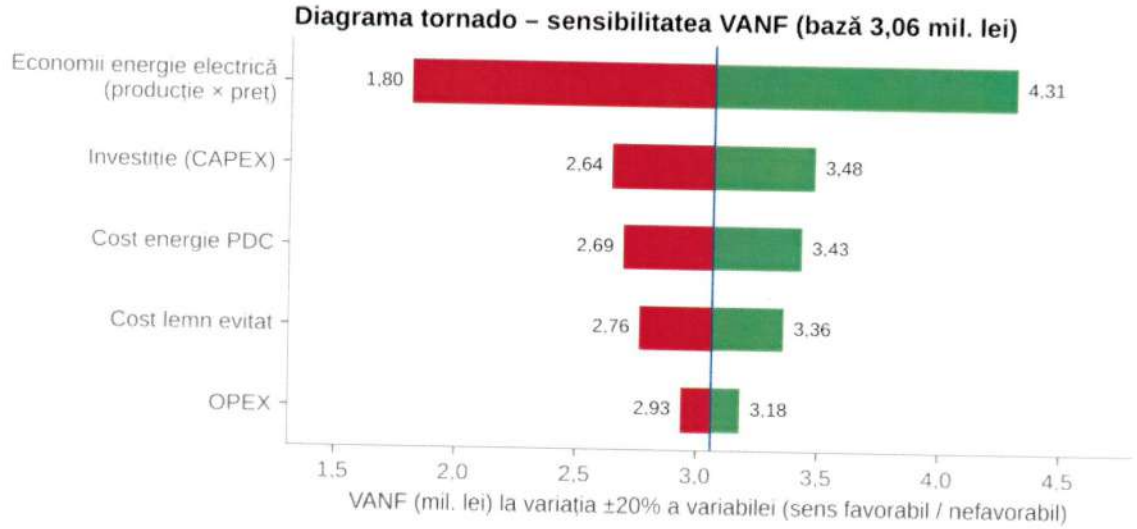


Figura 14. *Diagrama tornado – impactul variației de ±20% a fiecărei variabile asupra VANF*

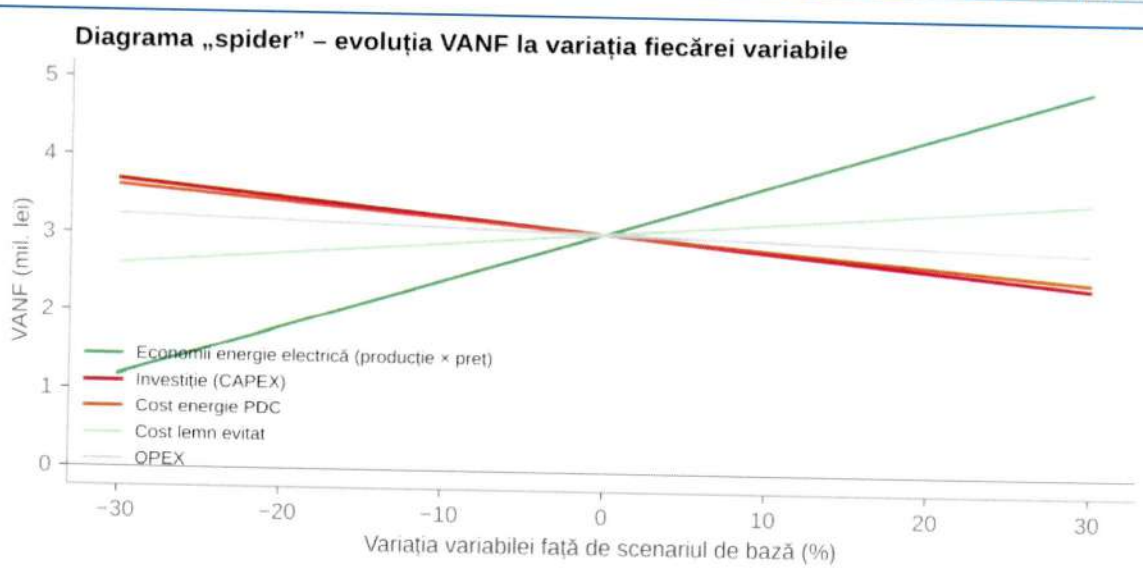


Figura 15. *Diagrama „spider" – evoluția VANF la variația variabilelor*

15.3. Valorile de comutare

Valoarea de comutare (switching value) este variația procentuală a unei variabile pentru care VANF devine zero; cu cât este mai mare, cu atât proiectul este mai robust:

$$VC\_i = VANF / VA\_componentă\_i$$

Tabelul 26. Valorile de comutare

Variabilă	Valoare de comutare	Sens	Valoare-prag echivalentă
Cost investiție	+145,5%	creștere	investiție de ≈ 5.160.979 lei cu TVA
Economii energie electrică (producție × preț)	−48,8%	scădere	preț de ≈ 0,61 lei/kWh fără TVA sau producție de ≈ 164.993 kWh/an
Cost lemn evitat	−204,3%	scădere	nu se atinge – proiectul rămâne viabil fără economia de lemn
Cost energie PDC	+165,5%	creștere	consum PDC de ≈ 230.422 kWh/an (SCOP ≈ 1,32)
OPEX	+494,0%	creștere	OPEX de ≈ 250.795 lei/an

Toate valorile de comutare sunt mult peste pragul de 20–30% considerat uzual drept indicator de risc ridicat. Cea mai mică valoare de comutare – 48,8% pentru economia de energie electrică – înseamnă că prețul energiei ar trebui să scadă la aproximativ jumătate (≈ 0,61 lei/kWh fără TVA) sau producția să fie cu ≈ 49% sub simulare pentru ca proiectul să nu mai fie rentabil, situații improbabile în condițiile pieței actuale și ale unei simulări PVGIS cu pierderi de 20%.

15.4. Scenariul advers combinat

În scenariul advers combinat toate cele cinci variabile se deteriorează simultan cu 20%: investiția crește cu 20%, producția și prețul scad fiecare cu 20% (efect cumulat −36% asupra economiilor

electrice), OPEX crește cu 20%, iar costul lemnului evitat scade cu 20%. VANF devine -41.820 lei (practic zero), iar RIRF = 4,81%, apropiată de rata de actualizare. Chiar și în această combinație extremă, cu probabilitate foarte redusă, proiectul își recuperează practic integral costurile, iar pentru U.A.T. – care suportă doar 19% din investiție – capitalul propriu rămâne puternic rentabil.

Concluzia analizei de senzitivitate: proiectul este robust; singura variabilă critică este economia de energie electrică, iar măsurile de control al riscurilor asociate sunt prezentate în capitolul 16.

16. Analiza de risc

Analiza de risc completează analiza de senzitivitate prin evaluarea probabilității de apariție a evenimentelor nefavorabile și a impactului acestora. Riscurile au fost evaluate calitativ pe o scară de la 1 la 5 pentru probabilitate (P) și impact (I), scorul fiind S = P × I (scăzut ≤ 6, mediu 7–12, ridicat > 12). Fiecărui risc i s-au asociat măsuri de prevenire/diminuare și un responsabil.

Tabelul 27. Registrul riscurilor

Nr.	Risc	Categorie	P	I	Scor	Măsuri de diminuare	Responsabil
R1	Creștere cost investiție	Financiar	3	4	12 (mediu)	Rezervă de cost; verificarea ofertelor; achiziție competitivă	Beneficiar/Proiectant
R2	Producție PV sub estimare	Tehnic	2	4	8 (mediu)	Simulare conservatoare; verificare umbriri; garanții performanță	Proiectant/Furnizor
R3	Preț energie sub ipoteză	Financiar	3	3	9 (mediu)	Analiză de senzitivitate; ipoteze prudente	Elaborator ACB
R4	Degradare BESS mai rapidă	Tehnic	3	4	12 (mediu)	Garanții cicluri/capacitate; EMS; plan de înlocuire	Furnizor/Operator
R5	Cost O&M peste estimare	Operațional	3	3	9 (mediu)	Contract O&M; buget anual; scenarii +20%	Beneficiar
R6	Întârzieri avize/achiziții	Implementare	3	4	12 (mediu)	Grafic realist; responsabilități clare; monitorizare	Beneficiar
R7	Consum real sub referință	Operațional	2	4	8 (mediu)	Verificare 12 facturi și consumuri viitoare; control AC.3	Beneficiar/Proiectant
R8	Performanță PDC sub ipoteză	Tehnic	2	4	8 (mediu)	SCOP minim; calcul necesar termic; punere în funcțiune	Proiectant/Furnizor

Nr.	Risc	Categorie	P	I	Scor	Măsuri de diminuare	Responsabil
R9	Deficit bugetar pentru înlocuiri	Financiar public	2	5	10 (mediu)	Fond anual de mentenanță/înlocuire; verificare sustenabilitate	Beneficiar
R10	Schimbări legislative / eligibilitate	Reglementare	2	4	8 (mediu)	Verificare ghid/cadru legal înainte de depunere și contractare	Beneficiar/Consultant

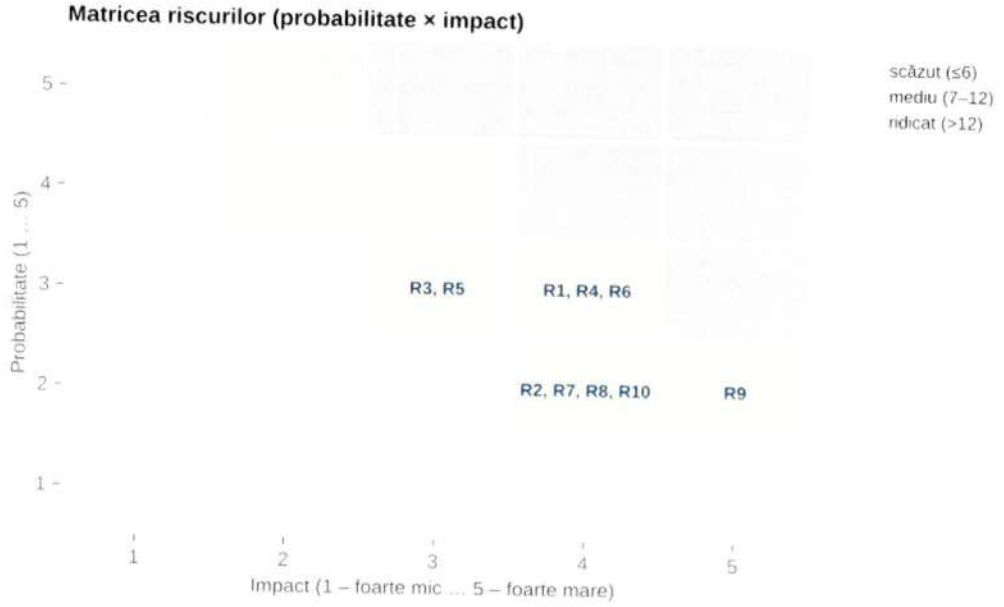


Figura 16. *Matricea riscurilor*

Nu au fost identificate riscuri de nivel ridicat. Riscurile de nivel mediu cu scorul cel mai mare (12) sunt creșterea costului investiției (R1), degradarea mai rapidă a instalației de stocare (R4) și întârzierile în obținerea avizelor și în achiziții (R6). Corelat cu analiza de senzitivitate, riscul R1 are impact financiar limitat (valoare de comutare +145%), iar riscul legat de variabila critică – prețul energiei și producția PV (R2, R3) – este atenuat prin simularea conservatoare (pierderi de sistem de 20%) și prin caracterul de lungă durată al economiilor.

16.1. Măsuri de gestionare a riscurilor

- **Riscuri de implementare (R1, R6):** grafic realist de implementare, documentație de atribuire clară, achiziție competitivă, contracte cu prețuri ferme și garanții de bună execuție; capitolul 5 din deviz (diverse și neprevăzute) acoperă variațiile minore.
- **Riscuri tehnice (R2, R4, R8):** specificații tehnice cu garanții de performanță (minimum 80% din puterea modulelor după 25 de ani, garanție de capacitate pentru baterii, SCOP $\geq$ 3,5 certificat), recepție cu teste de performanță, monitorizare continuă prin platforma SCADA/EMS.

- **Riscuri de piață și operaționale (R3, R5, R7):** compensarea cantitativă asigură valorificarea surplusului la nivelul prețului integral; contract de mentenanță multianual; actualizarea anuală a consumurilor locurilor de consum.
- **Riscuri financiare publice (R9):** constituirea unui fond anual de mentenanță și înlocuire din economiile realizate; includerea OPEX în bugetul anual al U.A.T.
- **Riscuri de reglementare (R10):** verificarea cadrului legal (ghid, prosumatori, compensare) înainte de depunere și pe durata implementării.

17. Concluzii

17.1. Concluzia analizei cost-beneficiu

Pe baza datelor tehnice și economice aferente proiectului, a fluxurilor financiare și economice proiectate pe perioada de referință de 20 de ani și a analizelor de senzitivitate și de risc, investiția „Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea" a fost evaluată din perspectiva rentabilității investiției, a efortului financiar al beneficiarului public, a sustenabilității bugetare și a eficienței economice.

Analiza financiară a investiției a determinat FNPV(C) = 3.058.825 lei și FRR(C) = 18,41%, cu un raport B/C de 2,07 și o durată de recuperare actualizată de 7 ani, iar analiza capitalului beneficiarului a determinat FNPV(K) = 4.761.105 lei și FRR(K) = 96,38%. Analiza sustenabilității indică absența oricărui deficit de numerar în scenariul de bază (0 ani cu deficit, sold cumulat nenegativ în fiecare an).

Analiza economică a determinat ENPV = 2.527.955 lei, EIRR = 18,41% și raportul B/C = 2,07, cu reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 189,61 tCO_2/an. Rezultatele sunt superioare ratei sociale de actualizare de 5%, deși beneficiile externe (CO_2, calitatea aerului) nu au fost monetizate.

Analiza de senzitivitate arată că singura variabilă critică este economia de energie electrică (elasticitate 2,05), cu o valoare de comutare de −48,8%; în toate scenariile individuale VANF rămâne pozitiv. Analiza de risc nu a identificat riscuri de nivel ridicat.

17.2. Formularea concluziei

Investiția este justificată din punct de vedere tehnico-economic și este sustenabilă pentru beneficiarul public în ipotezele analizate.

Proiectul generează economii de cheltuieli publice cu energia de ≈ 380.000 lei în primul an de operare (≈ 85% din costul actual al utilităților energetice ale clădirilor și locurilor de consum vizate), contribuie la creșterea gradului de autoconsum și la reducerea emisiilor de gaze cu efect

de seră cu ≈ 190 tCO_2/an, iar analiza economică indică beneficii nete actualizate de ≈ 2,5 mil. lei, superioare costurilor suportate.

Finanțarea publică nerambursabilă de 319.000 € permite realizarea investiției cu un efort propriu al U.A.T. de 399.874,64 lei, în condițiile menținerii sustenabilității bugetare pe întreaga perioadă analizată."

Nu au fost identificate rezultate care să impună revizuirea dimensionării, a costurilor sau a structurii de finanțare (situația prevăzută la pct. 17.3 din structura master nu este aplicabilă).

17.3. Recomandări

- aprobarea indicatorilor tehnico-economici și a contribuției proprii de 399.874,64 lei;
- includerea în caietul de sarcini a garanțiilor de performanță pentru module, invertoare, baterii și pompe de căldură;
- constituirea unui fond anual de mentenanță și înlocuire de ≈ 17.500 lei din economiile realizate;
- monitorizarea anuală a producției, a autoconsumului și a economiilor, cu raportare pe perioada de monitorizare de 5 ani impusă de ghid.

18. Anexe și corelarea cu Studiul de fezabilitate / registrul de calcul

Tabelul 28. Corelarea foilor registrului de calcul cu Studiul de fezabilitate

Foaie Excel	Conținut	Se integrează în SF
1_INPUTS	Ipoteze generale, rate, curs BCE, factori de conversie	4.6 / 4.7
2_CONSUM_12M	Consum 12 luni (centralizator pus la dispoziție de beneficiar)	2.3 / 4.6
3_TEHNIC_INDICATORI	I.1–I.7 și AC.1–AC.5	4.6 / 5.4
4_CAPEX	Cost investiție, eligibilitate, plafon grant	3.3 / 4.6 / 5.4
5_OPEX	O&M și înlocuiri	4.6
6_FINANCIAR	FNPV(C), FRR(C), B/C, DRA	4.6
6B_CAPITAL_UAT	FNPV(K), FRR(K)	4.6
6C_SUSTENABILITATE	Sustenabilitate financiară/bugetară	4.6
7_ECONOMIC	ENPV, EIRR, B/C	4.6 / 4.7
8_SENSITIVITY	Scenarii, valori de comutare, elasticități	4.7
8B_RISK	Riscuri și măsuri	4.8
9_COMPLIANCE	Matrice de conformitate	Control intern
10_SF_EXPORT	Sinteză de preluat în SF	4.6–5.4
11_REZUMAT_ACB	Rezumat executiv	Concluzii

Documentele suport ale analizei: Devizul general (deviz în lei), bugetul proiectului, centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar, auditul electroenergetic, nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură, raportul PVGIS-SARAH3, fișele de parametri minimi și planurile de încadrare și topografic ale amplasamentului.

Tabelul 29. Matricea de conformitate (foaia 9_COMPLIANCE)

Nr.	Cerință	Limită / regulă	Rezultat	Status
1	Perioadă de referință I.4	20 ani	20	OK
2	AC.1 – 12 facturi	12 luni consecutive	12	OK
3	AC.3 – autoconsum	R_ac ≤ 1,10 sau justificare	0,991	OK
4	AC.4 – putere BESS	P_stoc ≥ P_PV	1	OK
5	AC.5 – capacitate BESS	2h ≤ E/P_PV ≤ 4h	2	OK
6	PDC – acoperire termică	≥50%	1	OK
7	PDC – SCOP	≥3,5	3,500	OK
8	Grant/MW	≤900k EUR/MW fără PDC; ≤1.1m cu PDC	1.100.000	OK
9	Grant/beneficiar	≤10 mil. EUR	319.000	OK
10	SF	<2 ani	–	Verificare manuală
11	Personal proiectare	ANRE obligatoriu în echipa SF	–	Verificare manuală
12	HG 907 – analiză financiară	flux cumulat, VAN, RIR, sustenabilitate	–	OK
13	HG 907 – analiză economică	VAN, RIR, B/C sau cost-eficacitate	–	OK
14	Analiza de senzitivitate	obligatorie conform Anexa 4	–	OK
15	Curs valutar	BCE la data SF	–	Verificare manuală
16	FNPV(C)/FRR(C)	calcul independent de grant	–	OK
17	FNPV(K)/FRR(K)	include grant / efort beneficiar	–	OK
18	Sustenabilitate beneficiar	fără deficit neacoperit pe perioada analizată	0	OK
19	Grant în analiza economică	nu se tratează ca beneficiu economic	–	OK
20	Monetizare CO2	numai pe bază de sursă/metodologie documentată	0	NEMONETIZAT
21	Concluzie ACB	bazată pe rezultate reale; fără forțarea unui rezultat pozitiv	–	OK

Control intern înainte de emiterea finală

Verificare	Status
Ratele de actualizare financiară și economică sunt validate și justificate (5% / 5%, confirmate de beneficiar)	✓
Cursul BCE corespunde datei SF (5,3363 lei/€ – 13.10.2026)	✓
Valorile CAPEX coincid cu Devizul general (deviz în lei nemodificat)	✓
Grantul respectă plafonul/MW (1,1 mil. €/MW cu PDC) și plafonul/beneficiar (10 mil. €)	✓
AC.1–AC.5 și I.1–I.7 sunt identice în ACB, audit, buget și registrul de calcul	✓
Grantul nu este inclus ca beneficiu economic	✓
Sustenabilitatea nu indică deficit neacoperit	✓
Concluzia reflectă rezultatele reale ale modelului	✓
Valabilitatea SF (< 2 ani) și componența echipei (proiectant ANRE) – de verificat la depunere	Manual

1. DATE DE INTRARE ŞI IPOTEZE GENERALE					
Categorie	**Parametru**	**Valoare**	**UM**	**Sursă / document suport**	**Control / observaţii**
Proiect	Denumire proiect	Capacităţi noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalaţie de stocare şi pompe de căldură, pentru autoconsu UAT Comuna Păuşeşti-Măglaşi, jud. Vâlcea			
Proiect	Beneficiar	U.A.T. Comuna Păuşeşti-Măglaşi, jud. Vâlcea		Date beneficiar	
Proiect	Data ACB	13.10.2026	data	SF	
Proiect	Include pompe de căldură? (DA/NU)	DA		SF	
Proiect	Durată analiză	20	ani	Ghid – I.4	Fixată la 20 ani pentru indicatorul I.4
Monedă	Curs BCE RON/EUR la data SF	5.3363	RON/EUR	Curs de referinţă BCE EUR/RON din 13.10.2026	Obligatoriu conform ghidului
Actualizare	Rată actualizare financiară	5.00%	%/an	Metodologie ACB / decizie proiectant	**Ipoteză model master (5% nominal), confirmată de beneficiar**
Actualizare	Rată actualizare economică/socială	5.00%	%/an	Metodologie ACB aplicabilă	**Ipoteză model master (5%), confirmată de beneficiar**
Preţuri	Escaladare anuală preţ energie electrică	2.00%	%/an	Ipoteză justificată / contract / prognoză	Editabil
Preţuri	Escaladare anuală preţ combustibil termic	2.00%	%/an	Ipoteză justificată	Editabil
Costuri	Escaladare anuală OPEX	2.00%	%/an	Ipoteză justificată	Editabil
Tehnic	Degradare anuală producţie PV	0.50%	%/an	Fişă parametri / producător	Editabil
Tehnic	Degradare anuală capacitate utilă BESS	2.00%	%/an	Fişă parametri / producător	Editabil
Ghid	Factor emisii FE	0.5885	tCO2/MWh	Ghid FM 2026 / raport ANRE 2023	Fix din ghidul furnizat
Economic	Preţ economic CO2 – anul 1	-	EUR/tCO2	Metodologie / sursă oficială aplicabilă	0 = beneficiul CO2 nemonetizat
Economic	Creştere anuală preţ economic CO2	-	%/an	Metodologie / sursă oficială	Editabil
Economic	Factor conversie cost investiţie	82.64%	coef.	Metodologie ACB	Corecţie fiscală: eliminarea TVA (transfer) din costul financiar cu TVA
Economic	Factor conversie energie electrică	0.826446281	coef.	Metodologie ACB	Corecţie fiscală: preţurile financiare includ TVA nerecuperabil
Economic	Factor conversie combustibil termic	0.826446281	coef.	Metodologie ACB	Corecţie fiscală: preţul lemnului include TVA
Economic	Factor conversie OPEX	0.826446281	coef.	Metodologie ACB	Corecţie fiscală: OPEX financiar include TVA
Economic	Factor conversie înlocuiri	0.826446281	coef.	Metodologie ACB	Corecţie fiscală: înlocuirile includ TVA
TVA	Cota TVA	21.00%	%	Cod fiscal / deviz	Editabil dacă regimul aplicabil diferă
Finanţare	Procent TVA nerecuperabil	100.00%	%	Regim fiscal beneficiar	TVA nerecuperabil pentru UAT şi neeligibil – inclus în costurile financiare
Finanţare publică	Grant FM solicitat	319,000.00	EUR	Cerere de finanţare / buget	Trebuie să respecte plafoanele ghidului
Finanţare publică	Alte surse nerambursabile	0	lei	Hotărâri / contracte	Nu dublaţi finanţarea
Finanţare publică	Buget propriu UAT disponibil la implementare	399,874.64	lei	et – contribuţie U.A.T. (TVA + depăşire pla	Pentru testul de sustenabilitate
Finanţare publică	Alte surse proprii / împrumut	0	lei	Contract / hotărâre	Dacă este cazul
Finanţare publică	Cost anual serviciu datorie	0	lei/an	Grafic rambursare	Dacă este cazul; simplificare master
Finanţare publică	Escaladare anuală serviciu datorie	0	%/an	Grafic / ipoteză	Dacă este cazul

2. CONSUM ELECTRIC – ULTIMELE 12 FACTURI (AC.1)

Luna	Consum kWh	Cost energie fără TVA (lei) – ipoteză 1,20 lei/kWh	Preț mediu energie activă (lei/kWh)	POD / loc consum	Nr. factură	Data factură	Observații
Iul 2025	48,734	58,480.80 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		lună cu regularizare a furnizorului
Aug 2025	13,378	16,053.60 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Sep 2025	13,148	15,777.60 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Oct 2025	14,512	17,414.40 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Nov 2025	34,122	40,946.40 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Dec 2025	31,073	37,287.60 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Ian 2026	21,594	25,912.80 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Feb 2026	13,800	16,560.00 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Mar 2026	(11,989)	(14,386.80 lei)	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		lună cu regularizare a furnizorului
Apr 2026	14,624	17,548.80 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Mai 2026	23,110	27,732.00 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
Iun 2026	22,269	26,722.80 lei	1.2000 lei/kWh	47 POD unice – centralizator pus la dispoziție de beneficiar	centralizator		
TOTAL / MEDIE	**238,375**	**286,050.00 lei**	**1.2000 lei/kWh**				
ă all-in fără TVA (ipote:	1.2	lei/kWh					
Indicator	**Formula**	**Rezultat**	**UM**	**Control**			
AC.1 – C_an	Σ consum 12 luni	238,375	kWh/an	din ultimele 12 facturi			
Preț bază energie	Cost total / consum tota	1.2000 lei/kWh	lei/kWh	energie activă; completați conform metodologiei proiectului			
Consum mediu lunar	C_an / 12	19864.58333	kWh/lună				

3. DATE TEHNICE + INDICATORI GHID (I.1–I.7 / AC.1–AC.5)						
Categorie	**Parametru**	**Valoare**	**UM**	**Formula / condiție**	**Sursă**	**Status**
PV	Număr panouri	500	buc.		SF / fișă parametri	
PV	Putere nominală panou	0.58	kWp/panou		SF / fișă parametri	
PV	Putere DC totală panouri	290	kWp	nr. × putere panou		
PV	Număr invertoare	3	buc.		SF / fișă parametri	
PV	Putere nominală AC/invertor	96.66666667	kW		SF / fișă parametri	
PV	Putere AC totală invertoare	290	kW	nr. × putere invertor		
PV	I.1 – Capacitate eligibilă nou instalată	0.29	MW	MIN(P_AC invertoare; P_DC panouri)/1000	Ghid	OK
PV	AC.2 / I.3 – Producție anuală estimată P_an	322193	kWh/an	din raport simulare	ARAH3, 290 kWp, 15°, azimut 0°, pierderi 20%	
PV	I.4 – Producție totală 20 ani	6443.86	MWh	P_an × 20 / 1000	Ghid	
PV	I.5 – Factor capacitate	12.68%	%	I.3 / (I.1×8760h)	Ghid	
PV	I.2 – Reducere anuală CO2	189.6105805	tCO2/an	P_an(MWh) × 0,5885	Ghid	
Autoconsum	ım existent 12 luni consecutive (iul. 2025 – iun.	238.375	kWh/an	centralizator pus la dispoziție de beneficiar	2_CONSUM_12M	
Autoconsum	Consum suplimentar justificat	86800	kWh/an	audit electroenergetic dacă există	Audit electroenergetic (PDC)	
Autoconsum	AC.1 – C_an total de referință (existent + PDC)	325175	kWh/an	AC.1 + consum suplimentar		
Autoconsum	AC.3 – R_ac	0.990829553	-	P_an / C_an_total	Ghid	OK
BESS	Putere nominală P_stoc	290	kW		SF / fișă parametri	
BESS	Capacitate nominală E_stoc	580	kWh		SF / fișă parametri	
BESS	I.6 – Capacitate stocare	0.58	MWh	E_stoc / 1000	Ghid	
BESS	AC.4 – R_P	1	-	P_stoc / P_PV	Ghid	OK
BESS	AC.5 – Durata echivalentă	2	h	E_stoc / P_PV	Ghid	OK
PDC	Putere termică nou instalată	250	kWth		SF / calcul termic	
PDC	I.7 – Capacitate PDC	250	kW	putere nou instalată	Ghid	
PDC	Necesar anual energie termică utilă	303716	kWhth/an	Nota tehnică PDC (SR EN 12831-1, Mc 001)		
PDC	Procent energie termică acoperită de PDC	100.00%	%	>=50%	Ghid	OK
PDC	SCOP	3.5	-	>=3,5	Fișă parametri	OK
PDC	Consum electric anual PDC	86776	kWh/an	E_termică_PDC / SCOP		
BESS	Pierderi anuale în sistemul de stocare	15027	kWh/an		Audit – model orar 8.760 h	
BESS	Pondere pierderi stocare în producție	0.046639747	%			

4. CAPEX / DEVIZ – STRUCTURĂ DE COST ȘI ELIGIBILITATE

Nr.	Categorie	Element cost	Valoare fără TVA (lei)	Eligibil? DA/NU	% eligibil	Valoare eligibilă fără TVA	TVA	Total cu TVA	Sursă deviz / ofertă
1	CEF	Centrală electrică fotovoltaică – echipamente (deviz 4.3.1)	487,950.00	DA	1.00	487,950.00	102,469.50	590,419.50	Deviz general (DEVIZ LEI)
2	BESS	Instalație de stocare LFP 290 kW / 580 kWh (deviz 4.3.2)	307,400.00	DA	1.00	307,400.00	64,554.00	371,954.00	Deviz general (DEVIZ LEI)
3	PDC	Sisteme de pompe de căldură (deviz 4.3.3)	228,000.00	DA	1.00	228,000.00	47,880.00	275,880.00	Deviz general (DEVIZ LEI)
4	Lucrări	Construcții și instalații (deviz 4.1)	103,700.00	DA	1.00	103,700.00	21,777.00	125,477.00	Deviz general (DEVIZ LEI)
5	Lucrări	Montaj utilaje și echipamente (deviz 4.2)	45,590.00	DA	1.00	45,590.00	9,573.90	55,163.90	Deviz general (DEVIZ LEI)
6	Utilități	Asigurarea utilităților (deviz cap. 2)	150,000.00	DA	1.00	150,000.00	31,500.00	181,500.00	Deviz general (DEVIZ LEI)
7	Servicii	Proiectare, avize, consultanță, asistență tehnică (deviz cap. 3)	403,500.00	DA	1.00	403,500.00	84,735.00	488,235.00	Deviz general (DEVIZ LEI)
8	Dotări	Dotări (deviz 4.5)	5,000.00	DA	1.00	5,000.00	1,050.00	6,050.00	Deviz general (DEVIZ LEI)
9	Altele	Diverse și neprevăzute + informare și publicitate (deviz 5.3, 5.4)	6,177.64	DA	1.00	6,177.64	1,297.30	7,474.94	Deviz general (DEVIZ LEI)
10	Altele	Rezervă – neutilizat	-	DA	1.00	-	-	-	Deviz general (DEVIZ LEI)
11	Neeligibil	Cheltuieli neeligibile fără TVA (cap. 1.1, 3.6, 5.2, 7)	-	NU	-	-	-	-	Deviz general (DEVIZ LEI)
	TOTAL		**1,737,317.64**			**1,737,317.64**	**364,836.70**	**2,102,154.34**	

CALCUL FINANȚARE / PLAFOANE GHID

Indicator	Valoare	UM	Formula / limită	Status	Observații
Capacitate I.1	0.29	MW	din foaia tehnică		
Plafon grant / MW	1,100,000.00	EUR/MW	900.000 fără PDC / 1.100.000 cu PDC		
Grant maxim după capacitate	319,000.00	EUR	I.1 × plafon/MW		
Grant maxim beneficiar	10,000,000.00	EUR	10 mil. EUR		Ghid
Valoare eligibilă	325,565.96	EUR	eligibil lei / curs BCE		
Grant solicitat – INPUT	319,000.00	EUR	<= min(eligibil; plafon capacitate; 10 mil.)	OK	Grant = plafon 1.100.000 €/MW × 0.290 MW (buget); eligibil fără TVA 325.565,96 €
Contribuție proprie + neeligibil	399,874.64	lei	total proiect - grant echiv. lei		

5. OPEX / ÎNLOCUIRI / PARAMETRI DE OPERARE							
Categorie	**Parametru**	**Valoare an 1**	**UM**	**An înlocuire 1**	**Cost înlocuire 1 (lei, cu TVA, nominal)**	**An înlocuire 2**	**Cost înlocuire 2 (lei)**
PV	O&M PV	18,724.75	lei/an				
BESS	O&M BESS	5,579.31	lei/an				
PDC	O&M PDC	9,801.00	lei/an				
Asigurări	Asigurări anuale	5,211.95	lei/an				
Altele	Alte costuri recurente	2,904.00	lei/an				
Înlocuire	BESS / componente majore	-	lei/an	12	69371.70713		
Înlocuire	Invertoare	-	lei/an	12	116410.8699		
Înlocuire	Pompe de căldură / compresoare	-	lei/an	15	72803.56023		
Total OPEX an 1		42,221.01					

6. ANALIZA FINANCIARĂ A INVESTIȚIEI – FNPV(C) / FRR(C) | 20 ANI

Element / An	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Producție PV [kWh]	-	322,193.00	320,582.04	319,979.12	317,384.23	315,797.31	314,218.32	312,647.23	311,083.99	309,528.57	307,980.93	306,441.03	304,908.82	303,384.28	301,867.36	300,358.02	298,856.23	297,361.95	295,875.14	294,395.76	292,923.78
Consum electric de referință [kWh]	-	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00	325,175.00
Energie PV valorificată (autoconsum + compensare cantitativă, net de pierderile BESS) [kWh]	-	307,166.00	305,630.17	304,102.02	302,581.51	301,068.60	299,563.26	298,065.44	296,575.11	295,092.24	293,616.78	292,148.69	290,687.95	289,234.51	287,788.34	286,349.40	284,917.65	283,493.06	282,075.60	280,665.22	279,261.89
Preț energie evitat [lei/kWh]	-	1.45	1.48	1.51	1.54	1.57	1.60	1.64	1.67	1.70	1.74	1.77	1.81	1.84	1.88	1.92	1.95	1.99	2.03	2.07	2.12
Economii energie electrică [lei]	-	446,005.03	452,650.51	459,395.00	466,239.99	473,186.96	480,237.45	487,392.98	494,655.14	502,026.50	509,505.68	517,097.32	524,802.07	532,621.62	540,557.68	548,611.99	556,786.31	565,082.42	573,502.15	582,047.33	590,719.84
Necesar termic util acoperit PDC [kWhth]	-	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00	303,716.00
Cost termic de referință [lei/kWhth]	-	0.34	0.34	0.35	0.36	0.36	0.37	0.38	0.39	0.39	0.40	0.41	0.42	0.43	0.43	0.44	0.45	0.46	0.47	0.48	0.49
Economii combustibil / termic [lei]	-	102,069.41	104,131.20	106,213.82	108,338.10	110,504.86	112,714.99	114,969.26	117,268.64	119,614.02	122,006.30	124,446.42	126,935.35	129,474.06	132,063.54	134,704.81	137,398.91	140,146.89	142,949.82	145,808.82	148,725.00
Beneficii financiare brute [lei]	-	422,095.99	428,262.98	434,519.72	440,867.20	447,306.72	453,839.60	460,467.18	467,190.82	474,011.90	480,931.81	487,951.96	495,073.81	502,298.79	509,628.40	517,064.12	524,607.46	532,260.02	540,023.30	547,898.91	555,888.44
OPEX [lei]	-	42,221.01	43,065.43	43,926.74	44,805.27	45,701.38	46,615.41	47,547.71	48,498.67	49,468.64	50,458.02	51,467.18	52,496.52	53,546.45	54,617.38	55,709.73	56,823.92	57,960.40	59,119.61	60,302.00	61,508.04
Înlocuiri [lei]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost investiție [lei]	2,102,154.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185,782.58	-	-	72,803.56	-	-	-	-	-
Flux net incremental [lei]	(2,102,154.34)	379,874.68	385,197.55	390,592.98	396,061.93	401,605.34	407,224.20	412,919.47	418,692.15	424,543.26	430,473.79	436,484.79	256,794.71	448,752.34	455,011.02	386,550.84	467,783.56	474,298.62	480,903.70	487,596.91	494,380.41
Factor actualizare	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Flux actualizat [lei]	(2,102,154.34)	361,785.41	349,385.53	337,408.90	325,841.13	314,668.29	303,876.97	293,454.16	283,387.33	273,664.37	264,273.57	255,203.92	142,362.90	237,962.95	229,811.46	188,809.90	214,297.04	209,935.35	196,825.42	192,958.65	186,326.78
Flux actualizat cumulat [lei]	(2,102,154.34)	(1,740,368.93)	(1,390,983.40)	(1,053,574.50)	(727,733.37)	(413,065.07)	(109,188.11)	184,266.05	467,653.38	741,317.75	1,005,591.32	1,260,794.93	1,403,787.83	1,641,750.78	1,871,562.27	2,058,481.86	2,272,778.90	2,479,714.26	2,679,539.68	2,872,498.33	3,058,825.11
Flag recuperare	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

INPUT SPECIFIC TERMIC	Valoare	UM	Sursă
Cost termic de referință anul 1	0.336134454	lei/kWhth	factori combustibil / calcul
Preț energie pentru consum suplimentar PDC anul 1	1.452	lei/kWh	contract/facturi

INDICATORI FINANCIARI		
Indicator	Valoare	Interpretare
FNPV(C) – VAN financiar investiție [lei]	3058825.105	Rentabilitatea proiectului independent de finanțare
FRR(C) – RIR financiar investiție	18.41%	Se compară cu rata financiară selectată
Raport B/C financiar	2.069589251	Indicator suplimentar de eficiență financiară
DRA – recuperare actualizată [ani]	7	Perioada de recuperare a investiției
Sold actualizat final [lei]	3,058,825.11	Rezultat cumulat actualizat

7. ANALIZA ECONOMICĂ – BENEFICIAR PUBLIC | ENPV / EIRR / RAPORT B/C

Element / An	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Beneficiu resursă energie electrică [lei]	-	368,599.20	374,091.33	379,665.29	385,322.30	391,063.60	396,890.45	402,804.12	408,805.90	414,897.11	421,079.08	427,353.15	433,720.72	440,183.15	446,741.88	453,398.34	460,153.97	467,010.27	473,968.72	481,030.85	488,198.21
Beneficiu net resursă termică (lemn evitat – electricitate PDC) [lei]	-	(19,759.79)	(20,154.98)	(20,558.08)	(20,969.24)	(21,388.63)	(21,816.40)	(22,252.73)	(22,697.78)	(23,151.74)	(23,614.77)	(24,087.07)	(24,568.81)	(25,060.19)	(25,561.39)	(26,072.62)	(26,594.07)	(27,125.95)	(27,668.47)	(28,221.84)	(28,786.28)
Beneficiu CO2 [lei]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Beneficii economice totale [lei]	-	348,839.41	353,936.35	359,107.21	364,353.06	369,674.98	375,074.05	380,551.39	386,108.12	391,745.37	397,464.30	403,266.09	409,151.91	415,122.97	421,180.49	427,325.72	433,559.90	439,884.32	446,300.25	452,809.01	459,411.94
OPEX economic [lei]	-	34,693.40	35,591.26	36,303.09	37,029.15	37,769.73	38,525.13	39,295.63	40,081.54	40,883.18	41,700.84	42,534.86	43,385.55	44,253.26	45,138.33	46,041.10	46,961.92	47,901.16	48,859.18	49,836.36	50,833.09
Inlocuiri economice [lei]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Investiție economică [lei]	1,737,317.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153,539.32	-	-	90,166.23	-	-	-	-	-
Flux economic net [lei]	(1,737,317.64)	313,946.02	318,345.08	322,804.12	327,323.91	331,905.24	336,548.92	341,255.76	346,026.57	350,862.20	355,763.46	360,731.23	212,227.03	370,869.70	376,042.16	321,116.39	386,597.99	391,983.16	397,441.07	402,972.65	408,578.85
Factor actualizare economic	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Flux economic actualizat [lei]	(1,737,317.64)	298,996.21	288,748.37	278,850.33	269,290.19	260,056.44	251,137.99	242,524.10	234,204.41	226,168.90	218,407.91	210,912.08	118,175.95	196,980.12	189,926.85	154,462.48	177,104.99	171,020.95	165,144.97	159,469.96	153,989.07

Indicator	Valoare	Criteriu / sens	Observații
VANE / ENPV [lei]	2527954.632	pozitiv = beneficiile actualizate depășesc costurile	Rezultat economic al proiectului; nu include grantul ca beneficiu economic
RIRE / EIRR	18.41%	se compară cu rata socială selectată	Se compară cu rata socială selectată conform metodologiei aplicabile
Raport B/C economic	206.96%	>1 = beneficii actualizate > costuri actualizate	>1 indică beneficii economice actualizate mai mari decât costurile
Rata socială utilizată	5.00%	VERIFICĂ metodologia aplicabilă	Rata este input metodologic și trebuie validată pentru apel/proiect

8. ANALIZA DE SENSIBILITATE – VARIABILE CRITICE

Scenariu	CAPEX	Productie PV	Pret energie	OPEX	Cost lemn evitat	VANF aproximat	RIRF aproximat	Observatii
Bazā	1	1	1	1	1	2.068.826,11	16,41%	
CAPEX +10%	1,1	1	1	1	1	2.845.868,67	16,59%	
CAPEX +20%	1,2	1	1	1	1	2.938.394,24	15,01%	
Productie -10%	1	0,9	1	1	1	2.431.897,36	15,98%	Productia si pretul actioneaza identic asupra economiilor de energie electrica (E + p)
Productie -20%	1	0,8	1	1	1	1.934.969,49	13,44%	
Pret energie -10%	1	1	0,9	1	1	2.431.897,36	15,98%	Efect identic cu Productie -10% (variabile multiplicative in acelasi termen)
Pret energie -20%	1	1	0,8	1	1	1.934.969,49	13,44%	
OPEX +10%	1	1	1	1,1	1	2.396.906,30	16,11%	
OPEX +20%	1	1	1	1,2	1	2.934.367,49	17,95%	
Cost lemn evitat -10%	1	1	1	1	0,9	2.909.106,56	17,59%	Factorul se aplica numai costului lemnului evitat; costul electric PDC ramane neschimbat
Combinat adverse	1,2	0,8	0,8	1,2	0,8	(41.619,93)	4,91%	

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Bazā	-2102154,3	379674,68	385197,55	390592,95	396861,93	401603,34	407224,2	412919,47	418692,15	424543,26	430473,79	436484,79	256794,71	448752,34	455031,02	388550,84	467783,56	474299,62	480903,7	487596,91	494380,41
CAPEX +10%	-2312369,8	379674,68	385197,55	390592,95	396861,93	401603,34	407224,2	412919,47	418692,15	424543,26	430473,79	436484,79	256794,71	448752,34	455031,02	388550,84	467783,56	474299,62	480903,7	487596,91	494380,41
CAPEX +20%	-2522585,2	379674,68	385197,55	390592,95	396861,93	401603,34	407224,2	412919,47	418692,15	424543,26	430473,79	436484,79	256794,71	448752,34	455031,02	388550,84	467783,56	474299,62	480903,7	487596,91	494380,41
Productie -10%	-2102154,3	335274,18	339832,3	344653,46	349437,93	354286,65	359200,45	364180,17	369226,64	374340,71	379523,22	384775,06	204314,5	395490,18	400955,25	339688,64	412304,93	417791,38	423553,18	429392,18	435308,42
Productie -20%	-2102154,3	296673,68	294667,45	298713,95	302813,93	306967,95	311176,71	315440,67	319761,13	324138,16	328572,66	333065,32	151634,3	342228,02	346889,48	278828,44	356426,3	361283,14	366203,27	371187,44	376236,64
Pret energie -10%	-2102154,3	335274,18	339832,3	344653,46	349437,93	354286,65	359200,45	364180,17	369226,64	374340,71	379523,22	384775,06	204314,5	395490,18	400955,25	339688,64	412304,93	417791,38	423553,18	429392,18	435308,42
Pret energie -20%	-2102154,3	296673,68	294667,45	298713,95	302813,93	306967,95	311176,71	315440,67	319761,13	324138,16	328572,66	333065,32	151634,3	342228,02	346889,48	278828,44	356426,3	361283,14	366203,27	371187,44	376236,64
OPEX +10%	-2102154,3	375662,56	380991,01	386200,31	391561,4	397035,21	402562,66	408164,7	413842,29	419596,39	425427,89	431338,07	251546,08	443397,7	449549,28	382979,86	462101,17	468503,58	474991,74	481566,75	488229,6
OPEX +20%	-2102154,3	371430,48	376844,46	381887,54	387103,87	392468,07	397981,11	403649,53	409482,42	414648,53	420362,19	426181,25	245296,41	438043,05	444067,54	377438,89	456418,78	462757,54	469179,77	475686,93	482278,8
Cost lemn evitat -10%	-2102154,3	368665,74	374784,43	379971,6	385226,12	390554,96	396952,7	401422,54	406965,29	412581,65	418273,18	424040,15	244101,16	435804,94	441804,67	375080,35	454043,67	460284,84	466608,71	473036,03	479597,31
Combinat adverse	-2522585,2	190456,78	192804,04	195162,67	197586,56	200018,79	202472,64	204954,6	207462,64	209997,54	212558,86	215147,03	31979,585	220404,46	223074,07	192967,61	228495,93	231248,49	234029,04	236837,75	239674,66

VALORI DE COMUTARE (switching values) – variatia procentuala a variabilei care anuleaza VANF

Variabilă	VA componentă [lei]	Valoare de comutare	Sens	Interpretare
Cost investitie (CAPEX)	2.102.154	145,5%	crestere	CAPEX poate creste cu acest procent până la VANF = 0
Economii energie electrica (productie + pret)	8.209.274	44,8%	scadere	Economiile electrice pot scadea cu acest procent până la VANF = 0
Cost lemn evitat	1.487.152	204,0%	scadere	Peste 100% – proiectul rămâne viabil chiar fără economia de lemn
Cost electric PDC	1.847.022	165,5%	crestere	Costul energiei PDC poate creste cu acest procent până la VANF = 0
OPEX	616.186	494,0%	crestere	OPEX poate creste cu acest procent până la VANF = 0

Praf: o variabilă este critică dacă o variație de ±1% a acesteia modifică VANF cu peste 1%, respectiv dacă valoarea de comutare este mai ~30–50%.

ELASTICITATEA VANF (variație % VANF la +1% variabilă)

Variabilă	Elasticitate	Critică (|e|>1)?
Cost investitie (CAPEX)	-0,99	NU
Economii energie electrica	2,05	DA
Cost lemn evitat	0,49	NU
Cost electric PDC	-0,80	NU
OPEX	-0,20	NU

9. MATRICE DE CONFORMITATE – GHID FM + HG 907/2016						
Nr.	**Cerință**	**Limită / regulă**	**Rezultat model**	**Status**	**Document suport**	**Observații**
1	Perioadă de referință I.4	20 ani	20	OK	Ghid	
2	AC.1 – 12 facturi	12 luni consecutive	12	OK	Facturi	
3	AC.3 – autoconsum	R_ac ≤ 1,10 sau justificare	0.990829553	OK	SF / audit	
4	AC.4 – putere BESS	P_stoc ≥ P_PV	1	OK	Fișă parametri	
5	AC.5 – capacitate BESS	2h ≤ E/P_PV ≤ 4h	2	OK	Fișă parametri	
6	PDC – acoperire termică	≥50%	100.00%	OK	Calcul termic	
7	PDC – SCOP	≥3,5	3.5	OK	Fișă parametri	
8	Grant/MW	≤900k EUR/MW fără PDC; ≤1.1m cu PDC	1100000	OK	Buget	
9	Grant/beneficiar	≤10 mil. EUR	319,000.00	OK	Buget	
10	SF	<2 ani		MANUAL	SF	
11	Personal proiectare	ANRE obligatoriu în echipa SF		MANUAL	Foaie semnături	
12	HG 907 – analiză financiară	flux cumulat, VAN, RIR, sustenabilitate		OK	ACB	
13	HG 907 – analiză economică	VAN, RIR, B/C sau cost-eficacitate		OK	ACB	
14	Analiza de senzitivitate	obligatorie conform Anexa 4		OK	ACB	
15	Curs valutar	BCE la data SF		MANUAL	BCE	
16	FNPV(C)/FRR(C)	calcul independent de grant		OK	ACB	Analiza rentabilității investiției
17	FNPV(K)/FRR(K)	include grant / efort beneficiar		OK	ACB	Analiza capitalului UAT
18	Sustenabilitate beneficiar	fără deficit neacoperit pe perioada analizată	0	OK	ACB	
19	Grant în analiza economică	nu se tratează ca beneficiu economic		OK	ACB	Transfer financiar
20	Monetizare CO2	numai pe bază de sursă/metodologie documentată	-	NEMONETIZAT	1_INPUTS	0 dacă nu este fundamentată
21	Concluzie ACB	bazată pe rezultate reale; fără forțarea unui rezultat pozitiv		OK	ACB	

10. SINTEZĂ ACB PENTRU INTEGRARE		
Subcapitol SF	**Indicator / text**	**Valoare**
4.6 Analiza financiară	VANF / FNPV	3058825.105
4.6 Analiza financiară	RIRF / FRR	18.41%
4.6 Analiza financiară	Durata recuperare actualizată	7
4.7 Analiza economică	VANE / ENPV	2527954.632
4.7 Analiza economică	RIRE / EIRR	18.41%
4.7 Analiza economică	Raport B/C economic	206.96%
5.4 Indicatori	I.1 Capacitate PV	0.29
5.4 Indicatori	I.2 Reducere CO2	189.6105805
5.4 Indicatori	I.3 Producție medie anuală	322.193
5.4 Indicatori	I.4 Producție 20 ani	6443.86
5.4 Indicatori	I.5 Factor capacitate	12.68%
5.4 Indicatori	I.6 Capacitate BESS	0.58
5.4 Indicatori	I.7 Capacitate PDC	250
4.6 Autoconsum	AC.1 C_an total de referință (incl. PDC)	325175
4.6 Autoconsum	AC.2 Producție anuală	322193
4.6 Autoconsum	AC.3 R_ac	0.990829553
4.6 Autoconsum	AC.4 R_P	1
4.6 Autoconsum	AC.5 E_stoc/P_PV	2
4.6 Analiza financiară	FNPV(K) – capital beneficiar	4761104.805
4.6 Analiza financiară	FRR(K) – capital beneficiar	96.38%
4.6 Sustenabilitate	Sold minim disponibil	0
4.6 Sustenabilitate	Ani cu deficit	0
4.6 Sustenabilitate	Concluzie sustenabilitate	SUSTENABIL
4.8 Sensitivitate	Scenariu advers – VANF	(41,819.93)
4.8 Riscuri	Scor maxim risc	12

ÎN STUDIUL DE FEZABILITATE		
UM	**Sursă ACB**	**Observații**
lei	6_FINANCIAR	
%	6_FINANCIAR	
ani	6_FINANCIAR	
lei	7_ECONOMIC	
%	7_ECONOMIC	
-	7_ECONOMIC	
MW	3_TEHNIC_INDICATORI	
tCO2/an	3_TEHNIC_INDICATORI	
MWh/an	3_TEHNIC_INDICATORI	
MWh	3_TEHNIC_INDICATORI	
%	3_TEHNIC_INDICATORI	
MWh	3_TEHNIC_INDICATORI	
kW	3_TEHNIC_INDICATORI	
kWh/an	3_TEHNIC_INDICATORI	
kWh/an	3_TEHNIC_INDICATORI	
-	3_TEHNIC_INDICATORI	
-	3_TEHNIC_INDICATORI	
h	3_TEHNIC_INDICATORI	
lei	6B_CAPITAL_UAT	
%	6B_CAPITAL_UAT	
lei	6C_SUSTENABILITATE	
ani	6C_SUSTENABILITATE	
-	6C_SUSTENABILITATE	
lei	8_SENSITIVITY	
puncte	8B_RISK	

6B. RENTABILITATEA CAPITALULUI BENEFICIARULUI PUBLIC – FNPV(K) / FRR(K)

Element / An	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Grant FM / alte granturi [lei]	1,702,279.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte surse proprii / împrumut [lei]	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buget propriu UAT alocat [lei]	399,874.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cost investiție total suportat [lei]	2,102,154.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Economii nete de operare [lei]	-	422,095.69	428,262.98	434,519.72	440,867.20	447,306.72	453,839.60	460,467.18	467,190.82	474,011.90	480,931.81	487,951.96	495,073.81	502,298.79	509,628.40	517,064.12	524,607.48	532,260.02	540,023.30	547,898.91	555,888.44
OPEX [lei]	-	42,221.01	43,065.43	43,926.74	44,805.27	45,701.38	46,615.41	47,547.71	48,498.67	49,468.64	50,458.02	51,467.18	52,496.52	53,546.45	54,617.38	55,709.73	56,823.92	57,960.40	59,119.61	60,302.00	61,508.04
Înlocuiri [lei]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185,782.58	-	-	72,803.56	-	-	-	-	-
Serviciu datorie [lei]	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flux net capital propriu UAT [lei]	(399,874.64)	379,874.68	385,197.55	390,592.98	396,061.93	401,605.34	407,224.20	412,919.47	418,692.15	424,543.26	430,473.79	436,484.79	256,794.71	448,752.34	455,011.02	388,550.84	467,783.56	474,299.62	480,903.70	487,596.91	494,380.41
Factor actualizare	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.64	0.61	0.58	0.56	0.53	0.51	0.48	0.46	0.44	0.42	0.40	0.38
Flux actualizat [lei]	(399,874.64)	361,785.41	349,385.53	337,408.90	325,841.13	314,668.29	303,876.97	293,454.16	283,387.33	273,664.37	264,273.57	255,203.62	142,992.90	237,982.95	229,811.48	186,899.60	214,297.04	206,935.35	199,825.42	192,958.65	186,326.78
Flux actualizat cumulat [lei]	(399,874.64)	(38,089.23)	311,296.30	648,705.20	974,546.33	1,289,214.63	1,593,091.59	1,886,545.75	2,169,933.08	2,443,597.45	2,707,871.02	2,963,074.63	3,106,067.53	3,344,050.48	3,573,861.97	3,760,761.56	3,975,058.60	4,181,993.96	4,381,819.38	4,574,778.03	4,761,104.81

Indicator	Valoare	Criteriu / utilizare	Observații
FNPV(K) [lei]	4761104.805	Rentabilitatea efortului financiar al beneficiarului	Include grantul și sursele de finanțare
FRR(K)	96.38%	Se compară cu rata financiară utilizată	Nu se folosește ca singur criteriu de decizie publică
Necesar net inițial UAT [lei]	39987464.44%	Investiție - grant - alte surse	Trebuie acoperit prin buget/surse proprii
Acoperire surse inițiale	100.00%	>= 1,00 pentru acoperire integrală	Test simplificat
Sold actualizat final [lei]	4,761,104.81	Indicator de rezultat financiar pentru capital	

6C. SUSTENABILITATE FINANCIARĂ / BUGETARĂ A BENEFICIARULUI PUBLIC

Element / An	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Sold initial disponibil [lei]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grant / surse nerambursabile [lei]	1,702,279.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Buget propriu / alte surse UAT [lei]	399,874.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Economii proiect [lei]	-	422,095.69	428,262.98	434,519.72	440,867.20	447,306.72	453,839.60	460,467.18	467,190.82	474,011.90	480,931.81	487,951.96	495,073.81	502,298.79	509,628.40	517,064.12	524,607.48	532,260.02	540,023.30	547,898.91	555,888.44
Total intrări [lei]	2,102,154.34	422,095.69	428,262.98	434,519.72	440,867.20	447,306.72	453,839.60	460,467.18	467,190.82	474,011.90	480,931.81	487,951.96	495,073.81	502,298.79	509,628.40	517,064.12	524,607.48	532,260.02	540,023.30	547,898.91	555,888.44
Investiție [lei]	2,102,154.34	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OPEX [lei]	-	42,221.01	43,065.43	43,926.74	44,805.27	45,701.38	46,615.41	47,547.71	48,498.67	49,468.64	50,458.02	51,467.18	52,496.52	53,546.45	54,617.38	55,709.73	56,823.92	57,960.40	59,119.61	60,302.00	61,508.04
Înlocuiri [lei]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185,782.58	-	-	72,803.56	-	-	-	-	-
Serviciu datorie [lei]	-	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total ieșiri [lei]	2,102,154.34	42,221.01	43,065.43	43,926.74	44,805.27	45,701.38	46,615.41	47,547.71	48,498.67	49,468.64	50,458.02	51,467.18	238,279.10	53,546.45	54,617.38	128,513.29	56,823.92	57,960.40	59,119.61	60,302.00	61,508.04
Flux anual [lei]	-	379,874.68	385,197.55	390,592.98	396,061.93	401,605.34	407,224.20	412,919.47	418,692.15	424,543.26	430,473.79	436,484.79	256,794.71	448,752.34	455,011.02	388,550.84	467,783.56	474,299.62	480,903.70	487,596.91	494,380.41
Sold disponibil la sfârșit de an [lei]	-	379,874.68	765,072.23	1,155,665.21	1,551,727.14	1,953,332.49	2,360,556.68	2,773,476.15	3,192,168.31	3,616,711.56	4,047,185.35	4,483,670.14	4,740,464.85	5,189,217.20	5,644,228.21	6,032,779.05	6,500,562.61	6,974,862.24	7,455,765.93	7,943,362.84	8,437,743.25
Test sustenabilitate	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

Indicator	Valoare	Interpretare	Observații
Sold minim pe perioada analizată	0	>=0 = fără deficit de numerar	
Număr ani cu deficit	0	0 = sustenabilitate simplificată	
Sold final	8,437,743.25	>=0	
Concluzie automată	SUSTENABIL	OK / NECESITĂ SURSE SUPLIMENTARE	

8B. ANALIZA DE RISC – PROIECT PUBLIC PV + BESS + POMPE DE CĂLDURĂ							
Nr.	Risc	Categorie	Probabilitate 1-5	Impact 1-5	Scor	Măsură de diminuare	Responsabil
1	Creștere cost investiție	Financiar	3	4	12	Rezervă de cost; verificarea ofertelor; achiziție competitivă	Beneficiar/Proiectant
2	Producție PV sub estimare	Tehnic	2	4	8	Simulare conservatoare; verificare umbriri; garanții performanță	Proiectant/Furnizor
3	Preț energie sub ipoteză	Financiar	3	3	9	Analiză de senzitivitate; ipoteze prudente	Elaborator ACB
4	Degradare BESS mai rapidă	Tehnic	3	4	12	Garanții cicluri/capacitate; EMS; plan de înlocuire	Furnizor/Operator
5	Cost O&M peste estimare	Operațional	3	3	9	Contract O&M; buget anual; scenarii +20%	Beneficiar
6	Întârzieri avize/achiziții	Implementare	3	4	12	Grafic realist; responsabilități clare; monitorizare	Beneficiar
7	Consum real sub referință	Operațional	2	4	8	Verificare 12 facturi și consumuri viitoare; control AC.3	Beneficiar/Proiectant
8	Performanță PDC sub ipoteză	Tehnic	2	4	8	SCOP minim; calcul necesar termic; punere în funcțiune	Proiectant/Furnizor
9	Deficit bugetar pentru înlocuiri	Financiar public	2	5	10	Fond anual de mentenanță/înlocuire; verificare sustenabilitate	Beneficiar
10	Schimbări legislative / eligibilitate	Reglementare	2	4	8	Verificare ghid/cadru legal înainte de depunere și contractare	Beneficiar/Consultant

11. REZUMAT EXECUTIV ACB – BENEFICIAR PUBLIC			
Indicator	**Valoare**	**UM**	**Status / interpretare**
Investiție totală cu TVA	2,102,154.34	lei	
Valoare eligibilă fără TVA	1,737,317.64	lei	
Grant solicitat	319,000.00	EUR	
FNPV(C)	3058825.105	lei	pozitiv
FRR(C)	18.41%	%	peste rata financiară
FNPV(K)	4761104.805	lei	pozitiv pentru capitalul UAT
FRR(K)	96.38%	%	
ENPV	2527954.632	lei	beneficii economice nete pozitive
EIRR	18.41%	%	peste rata socială selectată
B/C economic	2.07x	x	beneficii > costuri
Sold minim sustenabilitate	0	lei	fără deficit
Ani cu deficit	0	ani	
AC.3 R_ac	0.990829553	-	OK
AC.4 R_P	1	-	OK
AC.5 durată BESS	2	h	OK

BUGET GENERAL AL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI POMPE DE CĂLDURĂ, PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Data întocmirii SF / model	**13.10.2026**
Curs BCE LEI/EUR	**5.3363**
Data curs BCE	**13.10.2026**
Tip instalație	**Cu pompe de căldură**
TVA aferent cheltuielilor este eligibil?	**NU – TVA nerecuperabil, dar neeligibil (suportat de UAT)**
Plafon ajutor EUR/MW fără TVA	**1100000**
Limită ajutor / beneficiar EUR	**10000000**
Putere instalată în PV MW	**0.29**

Denumirea capitolelor de cheltuieli	Cheltuieli eligibile [EUR]	Cheltuieli neeligibile [EUR]	Total [EUR]
1 Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:	-	-	-
1.1 Obținerea terenului	-	-	-
1.2 Amenajarea terenului	-	-	-
1.3 Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4 Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
2 Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	**28,109.36**	5,902.97	34,012.33
3 Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:	**75,614.19**	**15,878.98**	**91,493.17**
3.1 Studii	-	-	-
3.1.1 Studii de teren	-	-	-
3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3 Alte studii specifice	-	-	-
3.2 Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	**936.98**	196.77	1,133.74
3.3 Expertizare tehnică	-	-	-
3.4 Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5 Proiectare	**52,939.30**	**11,117.25**	**64,056.56**
3.5.1 Temă de proiectare	-	-	-
3.5.2 Studiu de prefezabilitate	-	-	-
3.5.3 Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	**28,109.36**	5,902.97	34,012.33
3.5.4 Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	**4,216.40**	885.44	5,101.85
3.5.5 Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	**1,873.96**	393.53	2,267.49
3.5.6 Proiect tehnic și detalii de execuție	**18,739.58**	3,935.31	22,674.89
3.6 Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7 Consultanță	**19,676.55**	**4,132.08**	**23,808.63**
3.7.1 Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	**18,739.58**	3,935.31	22,674.89
3.7.2 Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-
3.7.3 Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	**936.98**	196.77	1,133.74
3.8 Asistență tehnică	**2,061.35**	**432.88**	**2,494.24**
3.8.1 Asistență tehnică din partea proiectantului	**936.98**	**196.77**	**1,133.74**
3.8.1.1 Pe perioada de execuție a lucrărilor	**468.49**	98.38	566.87
3.8.1.2 Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	**468.49**	98.38	566.87
3.8.2 Dirigenție de șantier	**1,124.37**	196.77	1,133.74
4 Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:	**220,684.74**	**46,343.80**	**267,028.54**
4.1 Construcții și instalații	19,432.94	4,080.92	23,513.86
4.2 Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	8,543.37	1,794.11	10,337.48
4.3 Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	191,771.45	40,272.00	232,043.46
4.4 Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	
4.5 Dotări	936.98	196.77	1,133.74
4.6 Active necorporale	-	-	-
5 Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:	**1,157.66**	**243.11**	**1,400.77**
5.1 Organizare de șantier	-	-	-
5.1.1 Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-
5.1.2 Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	
5.2 Comisioane, cote, taxe, costul creditului	-	-	
5.2.1 Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-		
5.2.2 Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-		
5.2.3 Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-		
5.2.4 Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-		
5.2.5 Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-		
5.3 Cheltuieli diverse și neprevăzute	220.68	46.34	267.03
5.4 Cheltuieli pentru informare și publicitate	936.98	196.77	1,133.74

6 Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste - total, din care:	-	-	-
6.1 Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-
6.2 Probe tehnologice şi teste	-	-	-
7 Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ	-	-	-
7.1 Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-
7.2 Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ	-	-	-
Ajustare plafon ajutor public (transfer eligibil → neeligibil)	(6,565.96)	6,565.96	-
TOTAL GENERAL cu TVA	**319,000.00**	**74,934.81**	**393,934.81**

SINTEZĂ	**LEI**	**EURO**
VALOARE TOTALĂ	2,102,154.34	393,934.81
VALOARE ELIGIBILĂ	1,702,279.70	319,000.00
VALOARE NEELIGIBILĂ	399,874.64	74,934.81

Plan Financiar	**Eligibil EUR**	**Neeligibil EUR**	**Total EUR**
Ajutor public nerambursabil (fără TVA)	319,000.00	-	319,000.00
Cofinanţare proprie	-	74,934.81	74,934.81
TOTAL PROIECT	319,000.00	74,934.81	393,934.81
Procent contribuţie publică	1.00		
Avans solicitat	-		
Procent avans solicitat	-		
Control plafon	OK		

DEVIZ GENERAL AL OBIECTIVULUI DE INVESTITII

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Cap./Subcap.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA [LEI]	TVA [LEI]	Valoare cu TVA [LEI]
1	**Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:**	-	-	-
1.1	Obținerea terenului	-	-	-
1.2	Amenajarea terenului	-	-	-
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
2	Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	150,000.00	31,500.00	181,500.00
3	**Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:**	**403,500.00**	**84,735.00**	**488,235.00**
3.1	**Studii**	-	-	-
3.1.1	Studii de teren	-	-	-
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3	Alte studii specifice - Audit energetic	-	-	-
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	5,000.00	1,050.00	6,050.00
3.3	Expertizare tehnică	-	-	-
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5	**Proiectare**	**282,500.00**	**59,325.00**	**341,825.00**
3.5.1	Temă de proiectare	-	-	-
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	-	-	-
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	150,000.00	31,500.00	181,500.00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	22,500.00	4,725.00	27,225.00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	10,000.00	2,100.00	12,100.00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	100,000.00	21,000.00	121,000.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7	**Consultanță**	**105,000.00**	**22,050.00**	**127,050.00**
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	100,000.00	21,000.00	121,000.00
3.7.2	Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-
3.7.3	Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	5,000.00	1,050.00	6,050.00
3.8	**Asistență tehnică**	**11,000.00**	**2,310.00**	**13,310.00**
3.8.1	**Asistență tehnică din partea proiectantului**	**5,000.00**	**1,050.00**	**6,050.00**
3.8.1.1	Pe perioada de execuție a lucrărilor	2,500.00	525.00	3,025.00
3.8.1.2	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	2,500.00	525.00	3,025.00
3.8.2	Dirigenție de șantier	5,000.00	1,050.00	6,050.00
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate, conform HG nr. 300/2006, cu modificările ulterioare	1,000.00	210.00	1,210.00
4	**Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:**	**1,177,640.00**	**247,304.40**	**1,424,944.40**
4.1	Construcții și instalații	103,700.00	21,777.00	125,477.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	45,590.00	9,573.90	55,163.90
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1,023,350.00	214,903.50	1,238,253.50
4.3.1	Capacități de producție a energiei electrice din surse regenrabile - Centrale Electrice Fotovoltaice	487,950.00	102,469.50	590,419.50
4.3.2	Instalații de stocare	307,400.00	64,554.00	371,954.00
4.3.3	Sisteme de pompe de căldură	228,000.00	47,880.00	275,880.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport		-	-
4.5	Dotări	5,000.00	1,050.00	6,050.00
4.6	Active necorporale	-	-	-
5	**Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:**	**6,177.64**	**1,297.30**	**7,474.94**
5.1	**Organizare de șantier**	-	-	-
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	-	-	-
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-	-	-
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-	-	-
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-	-	-
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-	-	-
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-	-	-
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	1,177.64	247.30	1,424.94
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5,000.00	1,050.00	6,050.00
6	**Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste - total, din care:**	-	-	-
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-
6.2	Probe tehnologice și teste	-	-	-
7	**Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**	-	-	-
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	-	-	-
	TOTAL GENERAL	**1,737,317.64**	**364,836.70**	**2,102,154.34**
	din care C+M	**299,290.00**	**62,850.90**	**362,140.90**

DEVIZ GENERAL EURO – U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Cap./Subcap.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA [EUR]	TVA [EUR]	Valoare cu TVA [EUR]
1	**Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:**	**-**	**-**	**-**
1.1	Obținerea terenului	-	-	-
1.2	Amenajarea terenului	-	-	-
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
2	Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	28,109.36	5,902.97	34,012.33
3	**Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:**	**75,614.19**	**15,878.98**	**91,493.17**
3.1	**Studii**	**-**	**-**	**-**
3.1.1	Studii de teren	-	-	-
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3	Alte studii specifice	-	-	-
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	936.98	196.77	1,133.74
3.3	Expertizare tehnică	-	-	-
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5	**Proiectare**	**52,939.30**	**11,117.25**	**64,056.56**
3.5.1	Temă de proiectare	-	-	-
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	-	-	-
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	28,109.36	5,902.97	34,012.33
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	4,216.40	885.44	5,101.85
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	1,873.96	393.53	2,267.49
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	18,739.58	3,935.31	22,674.89
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7	**Consultanță**	**19,676.55**	**4,132.08**	**23,808.63**
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	18,739.58	3,935.31	22,674.89
3.7.2	Auditul privind ponderea activităților economice (<20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-
3.7.3	Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	936.98	196.77	1,133.74
3.8	**Asistență tehnică**	**2,061.35**	**432.88**	**2,494.24**
3.8.1	**Asistență tehnică din partea proiectantului**	**936.98**	**196.77**	**1,133.74**
3.8.1.1	Pe perioada de execuție a lucrărilor	468.49	98.38	566.87
3.8.1.2	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	468.49	98.38	566.87
3.8.2	Dirigenție de șantier	936.98	196.77	1,133.74
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate, conform HG nr. 300/2006, cu modificările ulterioare	187.40	39.35	226.75
4	**Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:**	**220,684.74**	**46,343.80**	**267,028.54**
4.1	Construcții și instalații	19,432.94	4,080.92	23,513.86
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	8,543.37	1,794.11	10,337.48
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	191,771.45	40,272.00	232,043.46
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	-
4.5	Dotări	936.98	196.77	1,133.74
4.6	Active necorporale	-	-	-
5	**Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:**	**1,157.66**	**243.11**	**1,400.77**
5.1	**Organizare de șantier**	**-**	**-**	**-**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	**-**	**-**	**-**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-	-	-
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-	-	-
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-	-	-
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-	-	-
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-	-	-
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	220.68	46.34	267.03
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	936.98	196.77	1,133.74
6	**Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste - total, din care:**	**-**	**-**	**-**
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-
6.2	Probe tehnologice și teste	-	-	-
7	**Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**	**-**	**-**	**-**
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	-	-	-
	TOTAL GENERAL	**325,565.96**	**68,368.85**	**393,934.81**
	din care C+M	**56,085.68**	**11,777.99**	**67,863.67**

BUGET ELIGIBIL/NEELIGIBIL					
Cap./Subcap.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Eligibil [EUR]	Neeligibil [EUR]	Total cu TVA [EUR]	Control
1	**Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:**	-	-	-	OK
1.1	Obținerea terenului	-	-	-	OK
1.2	Amenajarea terenului	-	-	-	OK
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-	OK
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-	OK
2	**Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	28,109.36	5,902.97	34,012.33	OK
3	**Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:**	75,614.19	15,878.98	91,493.17	OK
3.1	**Studii**	-	-	-	OK
3.1.1	Studii de teren	-	-	-	OK
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-	OK
3.1.3	Alte studii specifice	-	-	-	OK
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	936.98	196.77	1,133.74	OK
3.3	Expertizare tehnică	-	-	-	OK
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-	OK
3.5	**Proiectare**	52,939.30	11,117.25	64,056.56	OK
3.5.1	Temă de proiectare	-	-	-	OK
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	-	-	-	OK
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	28,109.36	5,902.97	34,012.33	OK
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	4,216.40	885.44	5,101.85	OK
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	1,873.96	393.53	2,267.49	OK
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	18,739.58	3,935.31	22,674.89	OK
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-	OK
3.7	**Consultanță**	19,676.55	4,132.08	23,808.63	OK
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	18,739.58	3,935.31	22,674.89	OK
3.7.2	Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-	OK
3.7.3	Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	936.98	196.77	1,133.74	OK
3.8	**Asistență tehnică**	2,061.35	432.88	2,494.24	OK
3.8.1	**Asistență tehnică din partea proiectantului**	936.98	196.77	1,133.74	OK
3.8.1.1	Pe perioada de execuție a lucrărilor	468.49	98.38	566.87	OK
3.8.1.2	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	468.49	98.38	566.87	OK

3.8.2	Dirigenție de șantier	**936.98**	196.77	**1,133.74**	**OK**
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate, conform HG nr. 300/2006, cu modificările ulterioare	**187.40**	39.35	**226.75**	**OK**
4	**Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:**	**220,684.74**	**46,343.80**	**267,028.54**	**OK**
4.1	Construcții și instalații	**19,432.94**	**4,080.92**	**23,513.86**	**OK**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	**8,543.37**	**1,794.11**	**10,337.48**	**OK**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	**191,771.45**	**40,272.00**	**232,043.46**	**OK**
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	-	**OK**
4.5	Dotări	**936.98**	**196.77**	**1,133.74**	**OK**
4.6	Active necorporale	-	-	-	**OK**
5	**Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:**	**1,157.66**	**243.11**	**1,400.77**	**OK**
5.1	**Organizare de șantier**	-	-	-	**OK**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-	**OK**
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-	**OK**
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	-	-	-	**OK**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-	-	-	**OK**
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-	-	-	**OK**
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-	-	-	**OK**
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-	-	-	**OK**
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-	-	-	**OK**
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	**220.68**	**46.34**	**267.03**	**OK**
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	**936.98**	196.77	**1,133.74**	**OK**
6	**Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste - total, din care:**	-	-	-	**OK**
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-	**OK**
6.2	Probe tehnologice și teste	-	-	-	**OK**
7	**Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**	-	-	-	**OK**
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-	**OK**
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	-	-	-	**OK**
TOTAL GENERAL (înainte de aplicarea plafonului)		**325,565.96**	**68,368.85**	**393,934.81**	**OK**
Plafon ajutor public: 1.100.000 €/MW × P_PV (fără TVA)		**319,000.00**			
Depășire plafon – transferată la neeligibil (suportată de UAT)		**(6,565.96)**	**6,565.96**	-	
TOTAL GENERAL după aplicarea plafonului		**319,000.00**	**74,934.81**	**393,934.81** OK	

Notă: eligibilitate conform tabelului „Categorii de cheltuieli eligibile" din Ghid (cap. 1.7); TVA neeligibil (suportat de UAT); consultanță/management eligibil max. 20.000 € fără TVA; sumele peste plafonul de 1.100.000 €/MW sunt în sarcina beneficiarului.

INDICATORI DE PROIECT

Parametru de intrare	Valoare	UM	Sursă	Explicație	Condiție
Număr panouri fotovoltaice	500	buc.	SF / proiectare	Input	
Putere nominală panou	0.58	kWp/buc.	Fișă tehnică	Input	
Număr invertoare	3	buc.	SF / proiectare (2 × 125 kW + 1 × 40 kW)	Input	
Putere nominală totală invertoare AC	290	kW	Fișă parametri minimi	Input	
Producție anuală estimată P_an	322.193	MWh/an	Raport PVGIS-SARAH3	Input	
Capacitate nominală BESS E_stoc	0.58	MWh	SF / fișă BESS	Input	
Putere nominală BESS P_stoc	290	kW	SF / fișă BESS	Input	
Capacitate nou instalată PDC	250	kW	Nota tehnică PDC (9 unități aer-apă R290)	Input	
Factor emisii FE	0.5885	tCO_2/MWh	Ghid / ANRE	Fix	
Durata analiză	20	ani	Ghid	Fix	

Indicator	Valoare	UM	Formula conform Ghid	Model calcul	Condiție
I.1 Capacitate nou instalată PV	0.29	MW	min(P_panouri; P_invertoare AC) / 1000	MIN(n_panouri×kWp; ΣP_inv)/1000	Se ia valoarea minimă
I.2 Reducerea anuală estimată GES	189.6105805	tCO_2/an	I.3 × 0,5885	=I.3×FE	Indicator anual
I.3 Producția medie anuală RES	322.193	MWh/an	Rezultat simulare SF	=P_an	Raport simulare
I.4 Producția totală 20 ani	6443.86	MWh	I.3 × 20	=I.3×20	Durată 20 ani
I.5 Factor de capacitate	12.68%	%	I.3/(I.1×8760)	=I.3/(I.1×8760)	Control coerență
I.6 Capacitate stocare	0.58	MWh	Capacitate nominală BESS	=E_stoc	Corelat cu AC.5
I.7 Capacitate PDC	250	kW	Capacitate nou instalată PDC	=P_PDC	Doar dacă proiectul include PDC

INDICATORI AC.1 – AC.5 | Autoconsum și stocare

Parametru	Valoare	UM	Document suport	Formula / metodologie	Condiție	Status	Observații
Consum existent – 12 luni consecutive (iul. 2025 – iun. 2026), 47 POD	238375	kWh/an	Centralizator consum pus la dispoziție de beneficiar; audit electroenergetic	Σ consum 12 luni			
Consum viitor suplimentar justificat – pompe de [illegible]	86800	kWh/an	Audit electroenergetic / Nota tehnică PDC	Input separat			
AC.2 Producția anuală estimată P_an	322193	kWh/an	Raport PVGIS-SARAH3	Input			
Putere instalată eligibilă PV P_PV	290	kW	SF	Link I.1			
Putere nominală stocare P_stoc	290	kW	SF / BESS	Input			
Capacitate nominală stocare E_stoc	580	kWh	SF / BESS	Input			

Indicator	Valoare	UM	Formula Ghid	Model calcul	Condiție	Status	Explicație
AC.1 Consum anual de referință	325175	kWh/an	Σ C_lună 12 luni + consum PDC	=input C_an	Audit electroenergetic	OK	
AC.2 Producția anuală estimată	322193	kWh/an	Conform simulări SF	=input P_an	Raport simulare	OK	
AC.3 Raport autoconsum R_ac	0.991	x	P_an / C_an	=AC.2/AC.1	≤1,10; peste doar justificat	CONFORM	
AC.4 Raport putere stocare R_P	1.00x	x	P_stoc / P_PV	=P_stoc/P_PV	≥1,00	CONFORM	
AC.5 Capacitate stocare	2.00x	h echiv.	E_stoc / P_PV	=E_stoc/P_PV	între 2 și 4 ore	CONFORM	

CONTROL SUPLIMENTAR – CONSUM VIITOR JUSTIFICAT				
Consum total justificat (istoric + viitor)	325175	kWh/an	=C_an+consum viitor	Control justificare AC.3
R_ac ajustat orientativ	0.99x	x	=P_an/(C_an+consum viitor)	Identic cu AC.3 (C_an include consumul PDC)
Încadrare orientativă AC.3	CONFORM FĂRĂ EXCEPȚIE	-	Control	Pentru justificarea consumului viitor

Dimensionare BESS	Valoare	UM	Formula	Status
Capacitate minimă BESS	580	kWh	2×P_PV	
Capacitate maximă BESS	1160	kWh	4×P_PV	
Capacitate propusă BESS	580	kWh	E_stoc	CONFORM
Putere minimă BESS	290	kW	P_PV	CONFORM

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

AUDIT ELECTROENERGETIC

privind determinarea consumului anual de referință de energie electrică – consum existent și consum viitor generat de sistemele de pompe de căldură – pentru dimensionarea centralei electrice fotovoltaice și a instalației de stocare

OBIECTIV DE INVESTIȚII:

„Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea"

Program: Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei

Apel: Autoconsum RES – capacități noi de producere a energiei electrice din surse solare, cu capacități de stocare integrate, pentru entități publice

Beneficiar	U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea
Configurație energetică	CEF 290 kWp + IS 290 kW / 580 kWh + PDC 250 kW
Consum anual de referință	C_an = 325.175 kWh/an
Raport de dimensionare	R_ac = 0,991 (≤ 1,10)
Data elaborării	octombrie 2026

CUPRINS

1. Introducere 4
1.1. Sinteza rezultatelor 4
2. Beneficiarul și descrierea generală 5
3. Contextul eficienței energetice și cadrul strategic european și național 6
3.1. Cadrul strategic european 6
3.2. Cadrul legal și strategic național 6
3.3. Cadrul de finanțare aplicabil proiectului 7
4. Obiectul, scopul și baza documentară a auditului 8
4.1. Obiectul auditului 8
4.2. Scopul auditului 8
4.3. Baza documentară 8
4.4. Metodologie și standarde de referință 9
4.5. Limitări și ipoteze 9
5. Descrierea proiectului și a configurației energetice integrate 9
5.1. Amplasamentul CEF și al instalației de stocare 10
5.2. Schema funcțională a configurației integrate 12
6. Situația energetică existentă — consum electric 12
6.1. Verificarea și prelucrarea datelor din centralizator 12
6.2. Alegerea intervalului de 12 luni consecutive 13
6.3. Consumul lunar în intervalul de referință 14
6.4. Structura consumului pe categorii și pe locuri de consum 15
6.5. Locurile de consum ale clădirilor cu pompe de căldură 16
6.6. Concluzii privind consumul existent 17
7. Situația energetică existentă — consum termic 17
8. Descrierea sistemelor de pompe de căldură 18
8.1. Caracteristici tehnice principale 19
8.2. Regimul de funcționare 19
9. Metodologia de calcul a consumului suplimentar 19
9.1. Determinarea necesarului de energie termică utilă 19
9.2. Repartizarea lunară 20
9.3. Valoarea adoptată 20
10. Calculul consumului suplimentar pe obiective 20
10.1. Puterea electrică suplimentară 21
10.2. Alocarea consumului suplimentar pe locuri de consum 21
11. Bilanț energetic înainte și după implementare 22
11.1. Consumul anual de referință 22
11.2. Bilanțul lunar consum – producție 22
11.3. Bilanțul energiei finale 24
12. Impactul proiectului: eficiență energetică, reducere GES și alți indicatori 24
12.1. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (indicatorul I.2) 24
12.2. Indicatori de eficiență energetică și de sustenabilitate 25
12.3. Alte efecte 25
13. Corelarea cu instalația fotovoltaică și sistemul de stocare 26
13.1. Dimensionarea CEF în raport cu consumul de referință 26
13.2. Producția estimată a CEF 26
13.3. Corelarea orară dintre producție și consum. Rolul stocării 26
13.4. Cerințele obligatorii ale Ghidului privind stocarea 28
13.5. Strategia de operare a instalației de stocare 29
14. Descriere tehnică a modului de integrare și funcționare a sistemului de pompe de căldură 29
14.1. Integrarea termică 29

14.2. Integrarea electrică 30
14.3. Comandă, reglaj și coordonare 30
14.4. Regimuri de funcționare pe sezoane 30
15. Verificarea cerințelor ghidului 30
15.1. Condiții de eligibilitate a proiectului — verificare punctuală 30
15.2. Indicatorii obligatorii de proiect (I.1-I.7, AC.1-AC.5) 31
15.3. Sinteza verificării 32
16. Demonstrarea caracterului integrat al sistemelor de pompe de căldură 33
16.1. Integrarea la nivelul clădirii 33
16.2. Integrarea la nivelul dimensionării 33
16.3. Integrarea la nivelul comenzii și al sistemului energetic 33
16.4. Corelarea cu indicatorul AC.3 (R_ac) al Ghidului 33
17. Măsurare, monitorizare și concluzii 34
17.1. Planul de măsurare 34
17.2. Indicatori de monitorizare 34
17.3. Obligațiile de monitorizare ex-post ale Ghidului 34
17.4. Concluzii 35
18. Recomandări strategice de dezvoltare a portofoliului energetic 35
18.1. Extinderea capacității fotovoltaice până la acoperirea integrală 35
18.2. Instalarea de sisteme de stocare (BESS) — prioritate CEF 36
18.3. Extinderea pompelor de căldură la clădirile fără acest sistem 36
18.4. Sinteza recomandărilor și interdependența lor 36
19. Anexe 37
19.1. Lista locurilor de consum (POD) din centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar 37
19.2. Consumul lunar pe locurile de consum active, iulie 2025 – iunie 2026 [kWh] 38
19.3. Datele de intrare și rezultatele simulării PVGIS 39
19.4. Coordonatele parcelei propuse pentru CEF și IS (Stereo 70) 39
19.5. Tabelul de calcul al indicatorilor de autoconsum și fișa de parametri minimi 40
19.6. Documente puse la dispoziție de beneficiar 40

1. Introducere

Prezentul audit electroenergetic determină consumul anual de referință de energie electrică (C_an) al U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, care stă la baza dimensionării centralei electrice fotovoltaice (CEF) și a instalației de stocare (IS) propuse prin proiectul „Capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu instalație de stocare și pompe de căldură, pentru autoconsum UAT Comuna Păușești-Măglași, jud. Vâlcea".

Consumul de referință are două componente: (i) consumul existent, determinat din centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar, pentru 12 luni consecutive, și (ii) consumul viitor, generat de sistemele de pompe de căldură (PDC) care vor fi instalate prin proiect la cinci clădiri publice. Ghidul solicitantului prevede expres, la pct. 1.3.2 (Notă), că „pentru proiectele care includ pompe de căldură și/sau alți consumatori ce urmează a fi instalați, se acceptă supradimensionarea autoconsumului față de consumul probat prin facturi și va fi probat prin audit electroenergetic, studiul de fezabilitate și alte documente doveditoare". Prezentul document constituie acest audit.

Auditul urmărește trei obiective: să stabilească riguros și trasabil consumul existent; să fundamenteze tehnic consumul suplimentar al pompelor de căldură, pe baza necesarului de putere și de energie termică al fiecărei clădiri; să verifice că dimensionarea CEF și a IS respectă indicatorii obligatorii AC.1–AC.5 și condițiile de eligibilitate ale ghidului.

1.1. Sinteza rezultatelor

Consum existent (12 luni consecutive, iulie 2025 – iunie 2026, 47 de locuri de consum): **238.375 kWh/an** – conform centralizatorului de consum pus la dispoziție de beneficiar.

Consum viitor al pompelor de căldură (5 clădiri, 250 kW termici, SCOP 3,5): **86.800 kWh/an**.

Consum anual de referință C_an = 325.175 kWh/an.

Producția CEF de 290 kWp (PVGIS-SARAH3): **P_an = 322.193 kWh/an → R_ac = 0,991 ≤ 1,10** (condiție îndeplinită).

Stocare 290 kW / 580 kWh → R_P = 1,00 (≥ 1,00) și E_stoc = 2 h × P_PV (în intervalul 2–4 h) – condiții îndeplinite.

Tabelul 1. Sinteza indicatorilor energetici ai proiectului

Mărime	Simbol	Valoare	U.M.
Consum existent de energie electrică (iul. 2025 – iun. 2026)	C_ex	238.375	kWh/an
Consum suplimentar generat de pompele de căldură	C_PDC	86.800	kWh/an
Consum anual de referință (AC.1)	C_an	325.175	kWh/an
Putere instalată CEF	P_PV	290	kWp / kW c.a.
Producție anuală estimată (AC.2)	P_an	322.193	kWh/an
Raport de dimensionare pentru autoconsum (AC.3)	R_ac	0,991	–
Putere nominală stocare / raport de putere (AC.4)	P_stoc / R_P	290 / 1,00	kW / –
Capacitate de stocare (AC.5)	E_stoc	580	kWh

Mărime	Simbol	Valoare	U.M.
Capacitate nou instalată pompe de căldură (I.7)	–	250	kW
Reducerea anuală a emisiilor de GES (I.2)	–	189,61	t CO_2/an
Reducerea consumului de energie finală (energie electrică + lemn)	–	347.080 (−51,6%)	kWh/an

Consumul existent provine din centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar; restul valorilor sunt calculate în prezentul audit.

2. Beneficiarul și descrierea generală

Beneficiarul proiectului este Unitatea Administrativ-Teritorială Comuna Păușești-Măglași, județul Vâlcea, autoritate a administrației publice locale, eligibilă în cadrul apelului ca entitate publică. Comuna este situată în partea centrală a județului Vâlcea, în imediata vecinătate (la vest) a municipiului Râmnicu Vâlcea, în zona colinară a Subcarpaților Getici, la altitudini de cca. 300–450 m. Din punct de vedere climatic, amplasamentul se încadrează în zona climatică II (temperatura exterioară convențională de calcul −15 °C, conform SR 1907-1).

U.A.T. Comuna Păușești-Măglași este client final de energie electrică sub un cod unic de client (90085368) și administrează un portofoliu de 47 de locuri de consum (POD), distribuite în localitățile componente ale comunei (Păușești-Măglași, Valea Cheii, Pietrari, Vlăduceni etc., conform denumirilor locurilor de consum), după cum urmează:

- **iluminatul public** – 13 POD-uri (dintre care 12 active în perioada analizată), alimentate din posturile de transformare ale localităților;
- **clădiri publice** – sediul primăriei, grădinițe, școli, cămine culturale, dispensarul medical, centrul de zi, muzee, sala de educație fizică;
- **infrastructură de utilități** – stații de pompare apă și ape uzate, stația de epurare, gospodăria de apă (fără consum facturat în perioada analizată);
- **alte consumuri** – sistemul de monitorizare video (22 de camere), terenul sportiv, ateliere, poligonul auto.

Proiectul vizează simultan decarbonizarea încălzirii a cinci clădiri publice (în prezent încălzite cu lemn de foc) prin pompe de căldură aer-apă și acoperirea consumului de energie electrică al U.A.T. din sursă solară proprie, cu stocare integrată.

Tabelul 2. Clădirile publice în care se instalează pompe de căldură

Clădire	Identificare	Regim / an construcție	Suprafață încălzită [m²]	Program de funcționare
Sediul Primăriei	CF 39156, C1	P+1, cărămidă, 1894	350,0	L–V, 07:00–16:00
Școala veche	CF 39156, C9	P, cărămidă, 1902	162,4	L–V, 07:00–15:00
Dispensar	nr. cad. 37222	P+1, cărămidă	337,0	L–V, 07:00–16:00
Grădinița	CF 35085, C1	P+1, cărămidă	300,2	L–V, 07:00–15:00
Centrul de informare	CF 35677, C1 (Valea Cheii)	P, cărămidă	135,0	L–V, 07:00–16:00

Clădire	Identificare	Regim / an construcție	Suprafață încălzită [m²]	Program de funcționare
Total			**1.284,6**	

3. Contextul eficienței energetice și cadrul strategic european și național

Proiectul se înscrie în direcțiile strategice europene și naționale de decarbonizare a sectorului energetic, de creștere a ponderii surselor regenerabile și de aplicare a principiului „eficiența energetică pe primul loc" în sectorul public. Consumul de energie al clădirilor și al serviciilor publice locale reprezintă o componentă pentru care legislația europeană recentă impune obligații explicite de reducere și de exemplaritate.

3.1. Cadrul strategic european

- **Pactul Ecologic European** (COM(2019) 640) și **Legea europeană a climei** – Regulamentul (UE) 2021/1119: reducerea emisiilor nete de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030 față de 1990 și neutralitatea climatică până în 2050.
- **Pachetul „Fit for 55"** și planul **REPowerEU** (COM(2022) 230), împreună cu **Strategia UE privind energia solară** (COM(2022) 221), care accelerează instalarea capacităților fotovoltaice, inclusiv pe clădirile și terenurile publice.
- **Directiva (UE) 2018/2001**, modificată prin **Directiva (UE) 2023/2413 (RED III)** – ținta obligatorie la nivelul Uniunii de cel puțin 42,5% energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie în 2030; promovarea autoconsumului și a pompelor de căldură în încălzire.
- **Directiva (UE) 2023/1791 privind eficiența energetică (reformare)** – principiul „eficiența energetică pe primul loc"; obligația organismelor publice de a reduce anual consumul total de energie finală cu cel puțin 1,9% (art. 5) și rolul exemplar al clădirilor publice (art. 6).
- **Directiva (UE) 2024/1275 privind performanța energetică a clădirilor (reformare)** – tranziția către clădiri cu emisii zero, cu cerințe prioritare pentru clădirile publice, instalarea de sisteme de energie solară și eliminarea treptată a generatoarelor de căldură pe combustibili.
- **Directiva 2003/87/CE (ETS), art. 10d** și **Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2020/1001** – instituirea și funcționarea Fondului pentru Modernizare.
- **Regulamentul (UE) 2020/852 (taxonomia UE)** – principiul „de a nu prejudicia în mod semnificativ" (DNSH), aplicabil investițiilor finanțate.
- **Regulamentul (UE) 2024/573 privind gazele fluorurate** – promovarea agenților frigorifici naturali, cu potențial redus de încălzire globală (ex. R290), în pompele de căldură.

3.2. Cadrul legal și strategic național

- **Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021–2030 (PNIESC), actualizat** – creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în consumul final brut la aproximativ 38% în 2030, cu contribuție majoră a energiei solare și a electrificării încălzirii.
- **Strategia Energetică a României 2025–2035, cu perspectiva anului 2050**, aprobată prin H.G. nr. 1491/2024.

- **Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012**, cu modificările și completările ulterioare – cadrul pentru prosumatori și autoconsum.
- **Legea nr. 220/2008** pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările ulterioare.
- **Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică**, cu modificările și completările ulterioare – auditul energetic și obligațiile de eficiență ale autorităților publice.
- **Legea nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor**, republicată, și **Metodologia de calcul al performanței energetice a clădirilor Mc 001-2022**.
- **Strategia națională de renovare pe termen lung** a fondului de clădiri (H.G. nr. 1034/2020).
- **O.U.G. nr. 60/2022** privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru Modernizare.
- **Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public**, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/2013, și reglementările ANRE aplicabile prosumatorilor.
- **Legea fondului funciar nr. 18/1991**, art. 92 alin. (2) lit. j) – aplicabilă amplasării CEF pe teren extravilan cu categoria de folosință pășune.

3.3. Cadrul de finanțare aplicabil proiectului

Proiectul se depune în apelul „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", finanțat prin Fondul pentru Modernizare, Programul-cheie 1. Principalele reguli ale ghidului care condiționează dimensionarea sunt:

Tabelul 3. Condițiile ghidului relevante pentru dimensionarea energetică

Cerință a ghidului	Valoare / regulă	Aplicare în proiect
Buget total al apelului	500.000.000 euro	–
Grant maxim pe beneficiar	10 milioane euro	respectat
Plafon ajutor public – proiecte care includ PDC	1.100.000 euro/MW instalat, fără TVA	0,290 MW × 1.100.000 = 319.000 euro grant maxim
Putere maximă aprobată pentru evacuare	≤ 400 kW per loc de producere	290 kW c.a.
Sistem de management dinamic al puterii	obligatoriu, plafonare automată la 400 kW	inclus (EMS)
Raport de dimensionare pentru autoconsum (AC.3)	$R\_ac \leq 1{,}10$ (excepție justificată prin PDC)	$R\_ac = 0{,}991$
Raport de putere a stocării (AC.4)	$R\_P \geq 1{,}00$	$R\_P = 1{,}00$
Capacitate de stocare (AC.5)	$2\ h \times P\_PV \leq E\_stoc \leq 4\ h \times P\_PV$	580 kWh (2 h)
Tehnologia stocării	exclus plumb, NiCd, NiMH	LFP (litiu-fier-fosfat)

Cerință a ghidului	Valoare / regulă	Aplicare în proiect
Proveniența energiei stocate	100% din producția proprie solară	încărcare exclusiv din CEF
Procentul de autoconsum	100% din energia produsă	P_an < C_an
Termen de finalizare	31.12.2029	asumat
Monitorizare ex-post	5 ani de la punerea în funcțiune	cap. 17

Sursa: Ghidul solicitantului – Autoconsum RES, Fondul pentru Modernizare, entități publice.

4. Obiectul, scopul și baza documentară a auditului

4.1. Obiectul auditului

Obiectul auditului îl constituie consumul de energie electrică al U.A.T. Comuna Păușești-Măglași – la nivelul tuturor celor 47 de locuri de consum înregistrate sub codul de client 90085368 – și consumul suplimentar pe care îl vor genera cele 9 pompe de căldură aer-apă propuse pentru încălzirea a cinci clădiri publice.

4.2. Scopul auditului

- determinarea consumului anual de referință **C_an** (indicatorul AC.1), ca sumă a consumului existent și a consumului viitor al pompelor de căldură;
- fundamentarea supradimensionării autoconsumului față de consumul istoric facturat, conform notei de la pct. 1.3.2 din ghid și excepției de la indicatorul AC.3;
- verificarea corelării dintre consum, producția CEF (AC.2) și dimensionarea instalației de stocare (AC.4, AC.5);
- evaluarea impactului energetic și de mediu (energie finală, emisii GES, grad de autonomie);
- stabilirea cerințelor de măsurare și monitorizare pentru perioada de implementare și monitorizare ex-post.

4.3. Baza documentară

Tabelul 4. Documentele care au stat la baza auditului

Nr.	Document	Emitent / sursă	Utilizare în audit
1	Centralizatorul de consum de energie electrică „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI" (martie 2025 – august 2026, 98 de rânduri)	pus la dispoziție de beneficiar	consum existent (cap. 6)
2	Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură (5 clădiri)	echipa de proiectare	consum viitor PDC (cap. 8–10)
3	Extrase CF nr. 39156, 35677, 35085; nr. cad. 37222; relevee (2017, 2025)	beneficiar / OCPI Vâlcea	date clădiri

Nr.	Document	Emitent / sursă	Utilizare în audit
4	Raport PVGIS-5 „Performance of grid-connected PV", 290 kWp, 15°, azimut 0°, pierderi 20%	JRC – Comisia Europeană	producție CEF (AC.2)
5	Soluția tehnică CEF 290 kW, IS 290 kW / 580 kWh, PDC 250 kW	beneficiar / proiectant	configurație
6	Plan de încadrare în zonă (1:5000) și plan topografic (1:500) – „Înființare parc fotovoltaic în Comuna Păușești-Măglași"	PFA Rizea Ioana Marina (aut. RO-VL-F nr. 0138)	amplasament CEF/IS
7	Ghidul solicitantului – Autoconsum RES, FM, entități publice	Ministerul Energiei / AFIR	cerințe și indicatori

4.4. Metodologie și standarde de referință

Consumul existent a fost determinat prin prelucrarea pe loc de consum (POD) a centralizatorului pus la dispoziție de beneficiar, cu verificarea unicității fiecărui POD și cu alegerea unui interval de 12 luni consecutive, conform metodologiei indicatorului AC.1 ($C_{an} = \Sigma C_{lună}$, pentru 12 luni consecutive de referință). Consumul viitor a fost determinat pe baza necesarului de energie termică calculat conform SR EN 12831-1:2017, Mc 001-2022 și SR 4839:2014, raportat la coeficientul sezonier de performanță minim impus de ghid (SCOP 3,5, conform SR EN 14825). Corelarea orară dintre producție și consum s-a verificat printr-un model energetic orar (8.760 h) al portofoliului de consum, al CEF și al instalației de stocare.

4.5. Limitări și ipoteze

- Datele de consum electric provin exclusiv din **centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar**; auditorul nu a avut acces la facturile individuale. Corectitudinea valorilor lunare este responsabilitatea emitentului datelor; se recomandă anexarea facturilor pentru intervalul de referință (cap. 6.6).
- Consumul istoric de lemn de foc nu a fost documentat; consumul termic existent a fost estimat din necesarul de căldură calculat și randamentul instalațiilor actuale (cap. 7).
- Modelul orar folosește profile de consum tipice pe categorii (iluminat public, clădiri, PDC), calibrate pe totalurile anuale; rezultatele de simultaneitate au caracter estimativ.

5. Descrierea proiectului și a configurației energetice integrate

Proiectul integrează trei componente tehnologice, dimensionate unitar în raport cu consumul de referință al beneficiarului: o centrală electrică fotovoltaică de 290 kWp, o instalație de stocare a energiei de 290 kW / 580 kWh și sisteme de pompe de căldură aer-apă cu o capacitate totală de 250 kW, instalate la cinci clădiri publice.

Tabelul 5. Configurația energetică integrată a proiectului

Componentă	Parametri principali	Amplasament
Centrală electrică fotovoltaică (CEF)	290 kWp; 500 module monocristaline × 580 Wp; înclinare 15°, orientare sud (azimut 0°)	teren extravilan 5.000 m², parte din nr. cad. 37380
Invertoare	2 × 125 kW + 1 × 40 kW = 290 kW c.a.; trifazate, conectate la rețea	idem
Instalație de stocare (IS)	LFP; P_stoc = 290 kW (încărcare/descărcare); E_stoc = 580 kWh; PCS bidirecțional; încărcare exclusiv din CEF	idem
Sistem de management (EMS)	management dinamic al puterii, plafonarea injecției (≤ 400 kW), strategie de operare a bateriei, monitorizare	idem
Pompe de căldură (PDC)	9 unități aer-apă monobloc, R290, inverter; 250 kW nominal (A7/W35); ≥ 183 kW la A−15/W55; SCOP ≥ 3,5	5 clădiri publice

5.1. Amplasamentul CEF și al instalației de stocare

CEF și IS se amplasează pe un teren separat, situat în extravilanul comunei, cu suprafața de 5.000 m², reprezentând parte din imobilul cu nr. cadastral 37380 (zona „Cioangher – Izlaz"), conform planului topografic întocmit în sistemul de proiecție Stereografic 1970 (sistem de referință Marea Neagră 1975). Terenul are o pantă ușoară, cu cote cuprinse între ≈ 395 m și ≈ 405 m, descendentă spre sud-est, favorabilă orientării sudice a rândurilor de module. Accesul și traseul de legătură spre DN 64A se realizează pe culoarul marcat în planul topografic (nr. cadastral 36683).

Suprafața verificată din coordonatele punctelor de contur (anexa 19.4) este de 4.999 m², corespunzătoare celor 5.000 m² din plan. Necesarul de teren pentru 290 kWp, la un factor de ocupare uzual de 0,40–0,45 pentru structuri fixe la 15°, este de cca. 3.000–3.500 m², la care se adaugă platforma IS, a tabloului general și a postului de transformare, căile de acces și distanțele de siguranță – suprafața de 5.000 m² este suficientă.

Întrucât terenul este situat în extravilan și are categoria de folosință pășune (izlaz), beneficiarul va respecta condițiile art. 92 alin. (2) lit. j) din Legea nr. 18/1991, conform ghidului (lit. o) din condițiile de eligibilitate), și va prezenta documentele care atestă dreptul real asupra imobilului, valabil cel puțin 5 ani de la plata finală.

Figura 1. *Plan de încadrare în zonă, sc. 1:5000 – amplasamentul studiat al CEF și IS*
Sursa: PFA Rizea Ioana Marina, document pus la dispoziție de beneficiar.

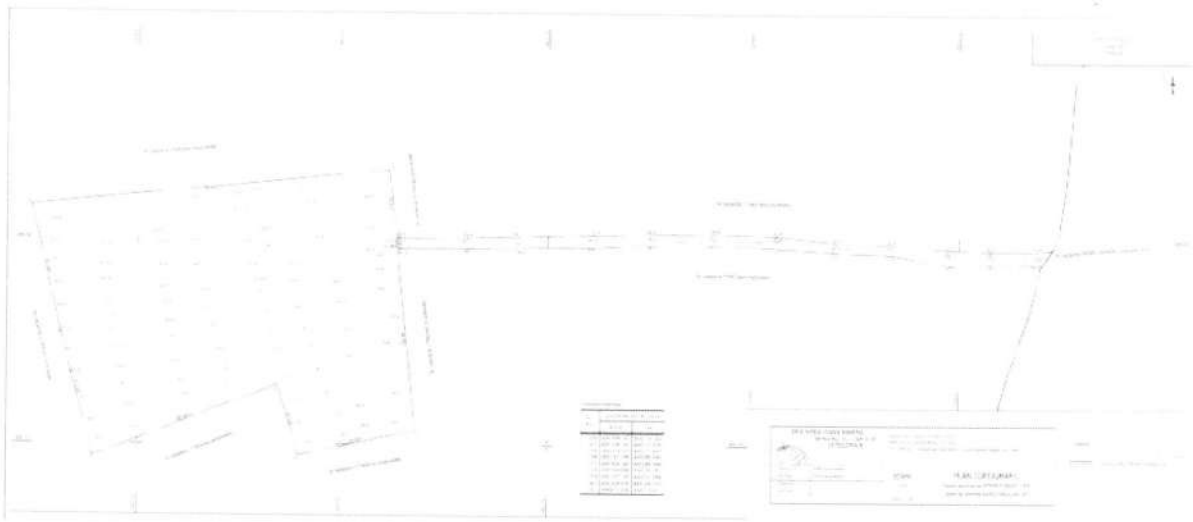


Figura 2. *Plan topografic, sc. 1:500 – parcela propusă de 5.000 m² (contur roșu) și culoarul de legătură spre DN 64A*
Sursa: PFA Rizea Ioana Marina, document pus la dispoziție de beneficiar.

5.2. Schema funcțională a configurației integrate

Energia produsă de CEF este utilizată în trei moduri: (1) consum instantaneu al locurilor de consum ale U.A.T., (2) încărcarea instalației de stocare și descărcarea ulterioară în orele fără producție solară – în special în orele de seară, la pornirea iluminatului public și (3) injectarea excedentului instantaneu în rețea, cu compensare cantitativă pe locurile de consum ale U.A.T., astfel încât întreaga energie produsă să fie destinată autoconsumului beneficiarului.

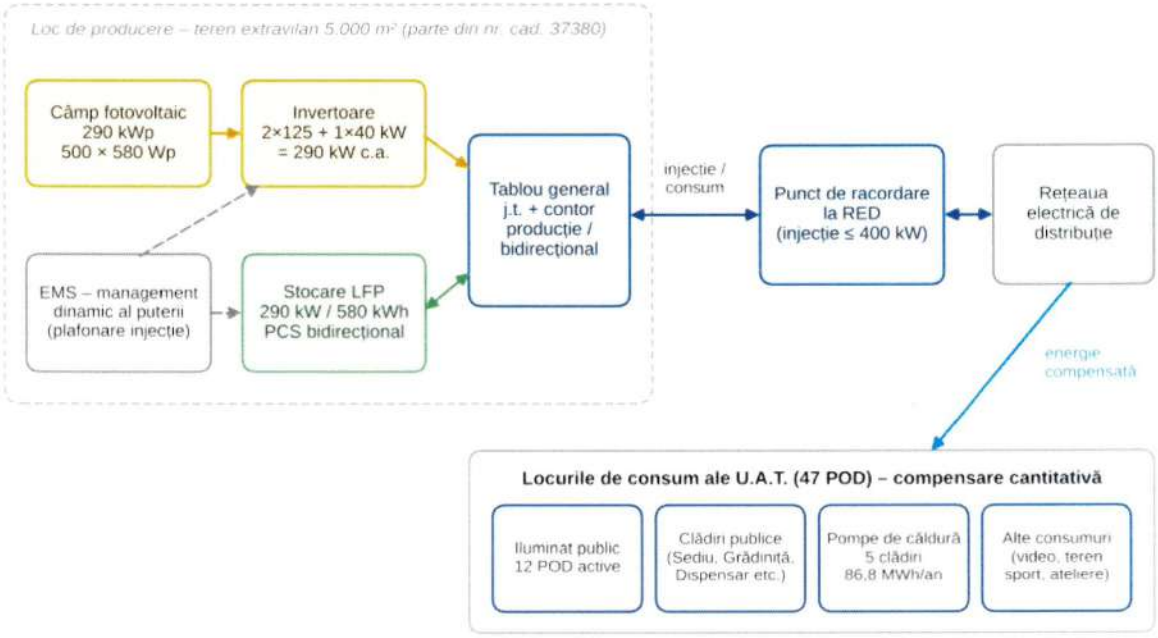


Figura 3. *Schema bloc a configurației integrate CEF + IS + PDC și a fluxurilor de energie*

6. Situația energetică existentă — consum electric

Consumul existent de energie electrică a fost determinat din centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (fișierul „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI"), care conține consumurile lunare facturate pentru perioada martie 2025 – august 2026 (18 luni), pe locuri de consum, cu codul POD, codul locului de consum și denumirea acestuia.

6.1. Verificarea și prelucrarea datelor din centralizator

La verificarea pe codul POD (identificatorul unic al punctului de măsurare) s-a constatat că centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar conține 98 de rânduri, corespunzătoare însă unui număr de 47 de locuri de consum unice. Rândurile sunt organizate în trei blocuri succesive (rândurile 7–39, 40–63 și 64–104), iar majoritatea POD-urilor apar de 2–3 ori, cu valori identice în toate cele 18 luni – situație specifică rapoartelor generate pe conturi contract sau grupuri de facturare, în care același loc de consum este listat pentru fiecare contract asociat.

Întrucât un POD corespunde unui singur grup de măsurare, valorile repetate reprezintă aceeași energie măsurată și au fost luate în calcul o singură dată. Formula de total din centralizator (însumarea tuturor rândurilor) nu a fost utilizată. Pentru fiecare dintre cele 47 de POD-uri s-a reținut seria lunară unică; lista completă este prezentată în anexa 19.1.

Tabelul 6. Verificarea structurii centralizatorului pus la dispoziție de beneficiar

Element verificat	Constatare
Număr de rânduri cu date	98
Număr de POD-uri unice	47
POD-uri listate de 3 ori / de 2 ori / o singură dată	23 / 5 / 19
Concordanța valorilor între rândurile aceluiași POD	identice în toate cele 18 luni (dubluri de listare)
POD-uri cu consum nenul în intervalul de referință	28
Coloana „TOTAL" pe rând	corespunde intervalului martie 2025 – februarie 2026
Luna august 2026	valoare 0 la toate POD-urile (lună nefacturată la data centralizării)

Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

6.2. Alegerea intervalului de 12 luni consecutive

Din cele 18 luni disponibile rezultă 7 intervale posibile de 12 luni consecutive. Ultimul interval (septembrie 2025 – august 2026) este incomplet, întrucât luna august 2026 nu era facturată la data centralizării. Beneficiarul a optat pentru intervalul iulie 2025 – iunie 2026, care conduce la un consum existent de 238.375 kWh, reprezentând 12 luni consecutive complete din centralizatorul pus la dispoziție, în acord cu formula indicatorului AC.1.

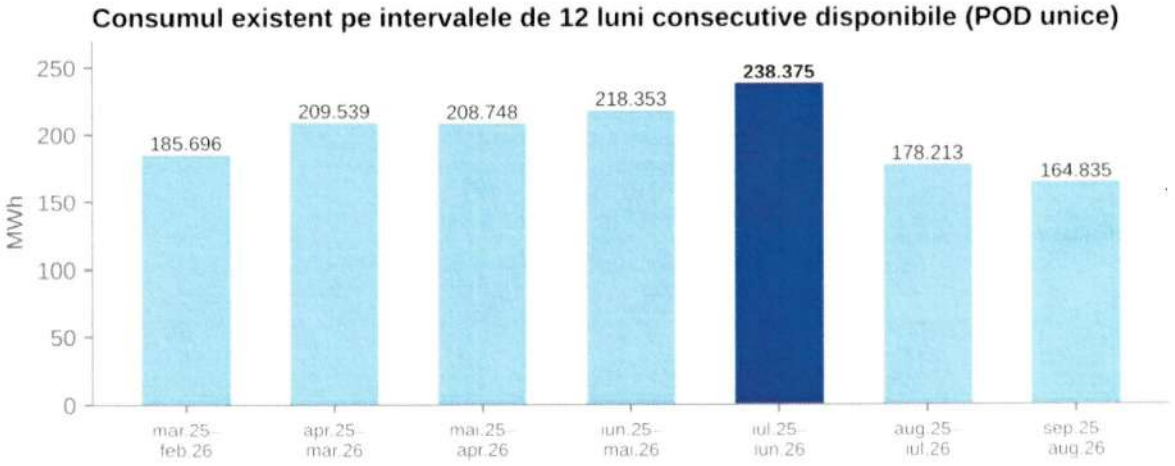


Figura 4. *Consumul existent pe intervalele de 12 luni consecutive (47 POD unice)*
Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

6.3. Consumul lunar în intervalul de referință

Tabelul 7. Consumul lunar de energie electrică, iulie 2025 – iunie 2026 (47 POD)

Luna	Consum [kWh]	Luna	Consum [kWh]
Iulie 2025	48.734	Ianuarie 2026	21.594
August 2025	13.378	Februarie 2026	13.800
Septembrie 2025	13.148	Martie 2026	−11.989
Octombrie 2025	14.512	Aprilie 2026	14.624
Noiembrie 2025	34.122	Mai 2026	23.110
Decembrie 2025	31.073	Iunie 2026	22.269
Total 12 luni			238.375

Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

Seria lunară facturată reflectă, pe lângă consumul fizic, regularizările aplicate de furnizor după citirile reale ale contoarelor. Cele mai importante sunt: +32.397 kWh în iulie 2025 la POD-ul „IL PB PTAB P. Măglași 5" (față de 1.100–1.900 kWh în lunile obișnuite) și −27.242 kWh în martie 2026 la POD-ul „Cămin cultural" 51783616 (după valori de 12.413 și 12.827 kWh în noiembrie–decembrie 2025). Regularizările nu modifică totalul anual al consumului real, ci doar repartizarea lui lunară; din acest motiv, pentru analiza simultaneității cu producția solară (cap. 13) s-a utilizat un profil fizic al consumului, calibrat pe totalul anual.

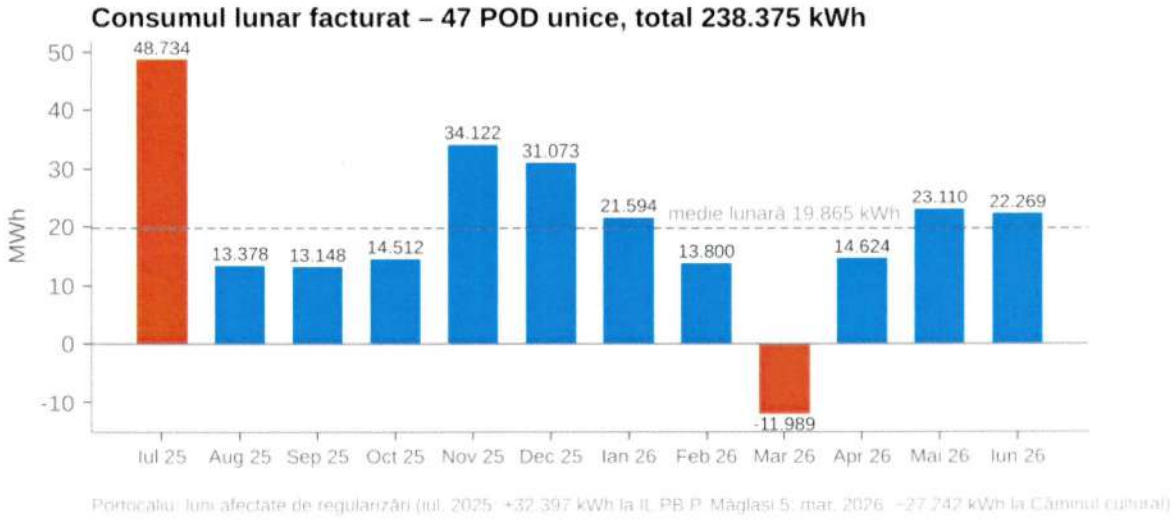


Figura 5. *Consumul lunar facturat în intervalul de referință*
Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

6.4. Structura consumului pe categorii și pe locuri de consum

Tabelul 8. Structura consumului existent pe categorii de consumatori

Categorie	POD total	POD active	Consum [kWh/an]	Pondere
Iluminat public	13	12	214.351	89,9%
Clădiri publice	20	11	18.458	7,7%
Alte consumuri (video, sport, ateliere, poligon)	7	5	5.566	2,3%
Utilități apă-canal (stații pompare, epurare, tratare)	7	0	0	0,0%
Total	47	28	238.375	100,0%

Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

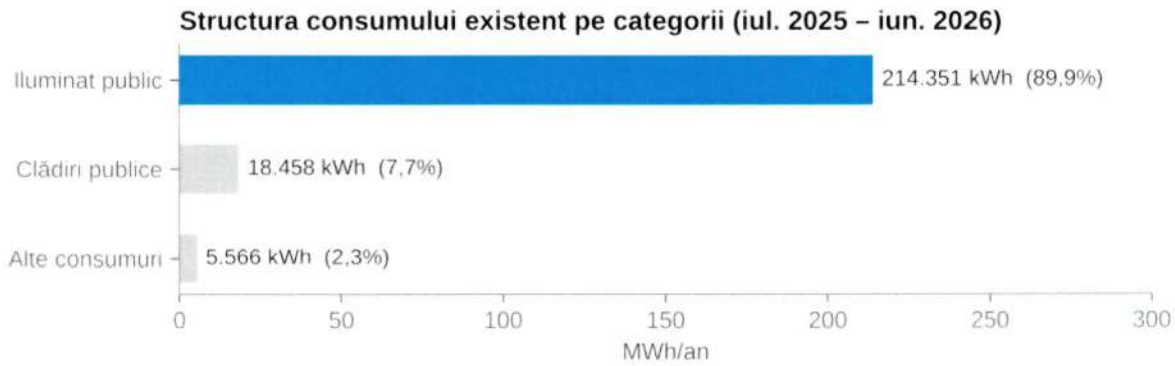


Figura 6. *Structura consumului existent pe categorii*
Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

Consumul U.A.T. este dominat de iluminatul public (89,9%), consumator cu funcționare exclusiv nocturnă. Această particularitate are o consecință directă asupra proiectului: fără stocare, producția solară (diurnă) ar putea acoperi instantaneu doar o mică parte din consum, motiv pentru care instalația de stocare este o componentă esențială a soluției (cap. 13). Clădirile publice au în prezent un consum electric redus (7,7%), încălzirea fiind realizată cu lemn de foc.

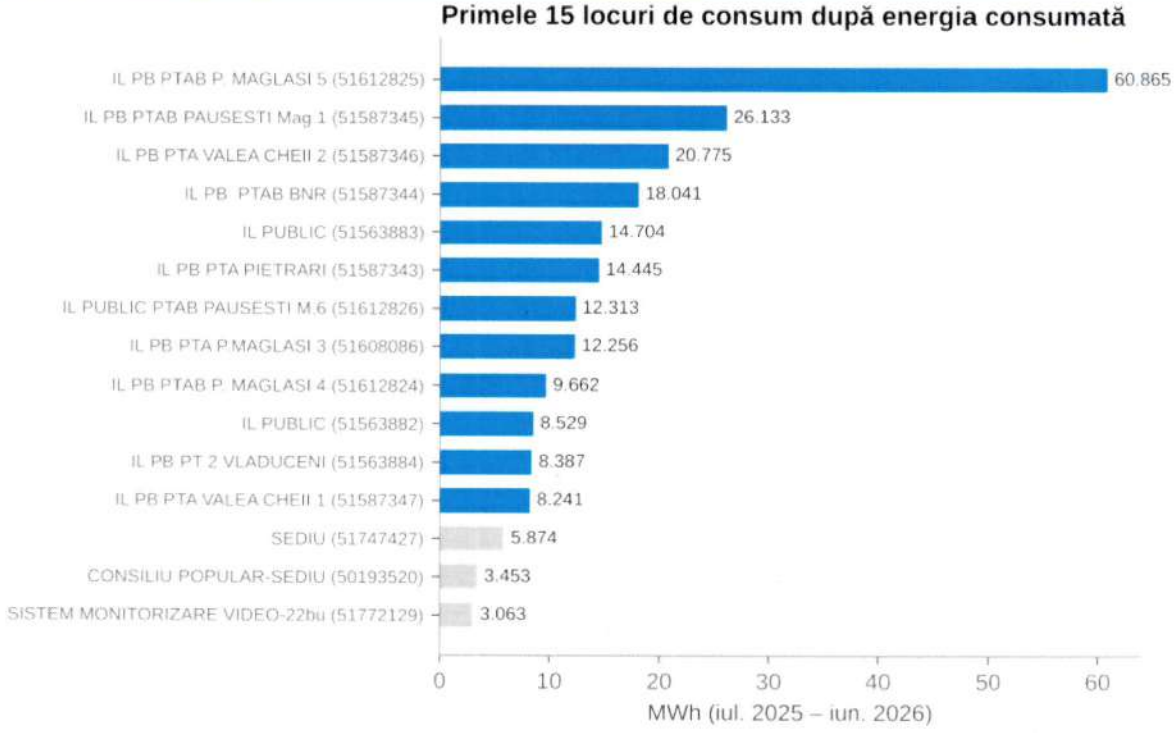


Figura 7. *Primele 15 locuri de consum după energia consumată în intervalul de referință Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.*

6.5. Locurile de consum ale clădirilor cu pompe de căldură

Tabelul 9. Corespondența dintre clădirile cu PDC și locurile de consum existente

Clădire cu PDC	Loc de consum / POD	Consum existent [kWh/an]	Observații
Sediul Primăriei	51747427 „SEDIU"	5.874	alimentare existentă
Grădinița	51681071 „GRADINITA"	2.685	alimentare existentă
Dispensar	50198483 „DISPENSAR MEDICAL"	675	include regularizare −564 kWh (iul. 2025)
Școala veche	fără POD dedicat	–	alimentată din instalația sediului (același imobil, CF 39156)
Centrul de informare	fără POD dedicat	–	consum nesemnificativ / alimentare locală

Sursa datelor: centralizatorul de consum „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI", pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie a auditorului.

6.6. Concluzii privind consumul existent

Consumul existent de energie electrică al U.A.T. Comuna Păușești-Măglași, pentru intervalul de 12 luni consecutive **iulie 2025 – iunie 2026**, este de **238.375 kWh/an**, determinat pe 47 de locuri de consum unice din centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar.

Recomandare: la cererea de finanțare se vor anexa facturile aferente intervalului de referință sau un raport al furnizorului cu un singur rând pentru fiecare POD, care să confirme valorile utilizate.

7. Situația energetică existentă — consum termic

Cele cinci clădiri care fac obiectul instalării pompelor de căldură sunt încălzite în prezent cu lemn de foc, în sobe de teracotă/metalice și, la sediul primăriei, într-o centrală termică amplasată în construcția anexă C2 (cărămidă, anul 2000). Clădirile nu sunt reabilitate termic: pereți din zidărie de cărămidă plină neizolată (50–60 cm la Primărie și Școala veche, 30–37,5 cm la celelalte), tâmplărie dublu vitrată, planșee spre pod fără termoizolație semnificativă.

Întrucât beneficiarul nu a pus la dispoziție un istoric al consumului de lemn de foc, consumul termic existent a fost estimat pornind de la necesarul anual de energie termică utilă calculat în Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură (SR EN 12831-1, Mc 001-2022, SR 4839) și de la randamentul sezonier al instalațiilor de ardere existente:

$Q_{lemn} = Q_{util} / \eta_{inst}$, unde $\eta_{inst} = 0,70$ – randament sezonier mediu adoptat pentru sobe și centrale pe lemn cu ardere clasică, exploatate intermitent (valorile uzuale sunt 0,55–0,80).

Tabelul 10. Consumul termic existent estimat (încălzire cu lemn de foc)

Clădire	Necesar căldură utilă [kWh/an]	Energie finală lemn [kWh/an]	Masă lemn [t/an]	Volum [mst/an]
Sediul Primăriei	64.310	91.871	22,97	54,0
Școala veche	45.594	65.134	16,28	38,3
Dispensar	81.319	116.170	29,04	68,3
Grădinița	76.193	108.847	27,21	64,0
Centrul de informare	36.300	51.857	12,96	30,5
Total	**303.716**	**433.880**	**108,47**	**255,2**

Ipoteze: $\eta = 0,70$; putere calorifică inferioară a lemnului cu umiditate ≈ 20%: 4,0 kWh/kg; 1 mst ≈ 1.700 kWh. Valorile au caracter estimativ și se confirmă prin evidențele de achiziție ale beneficiarului.

Încălzirea actuală prezintă dezavantaje importante: randament scăzut, distribuție neuniformă a temperaturii, lipsa reglajului și a programării pe intervale orare, efort de exploatare (aprovizionare, depozitare, alimentare manuală), riscuri de incendiu și emisii locale semnificative de particule în suspensie – în special în vecinătatea grădiniței, a școlii și a dispensarului. Conform factorilor de emisie de nivel Tier 1 din Ghidul EMEP/EEA pentru arderea biomasei în instalații mici (ordinul de

mărime 740 g PM2,5/GJ), arderea a ≈ 434 MWh/an de lemn generează ≈ 1,2 t/an de particule fine PM2,5, emisii care se elimină integral prin proiect.

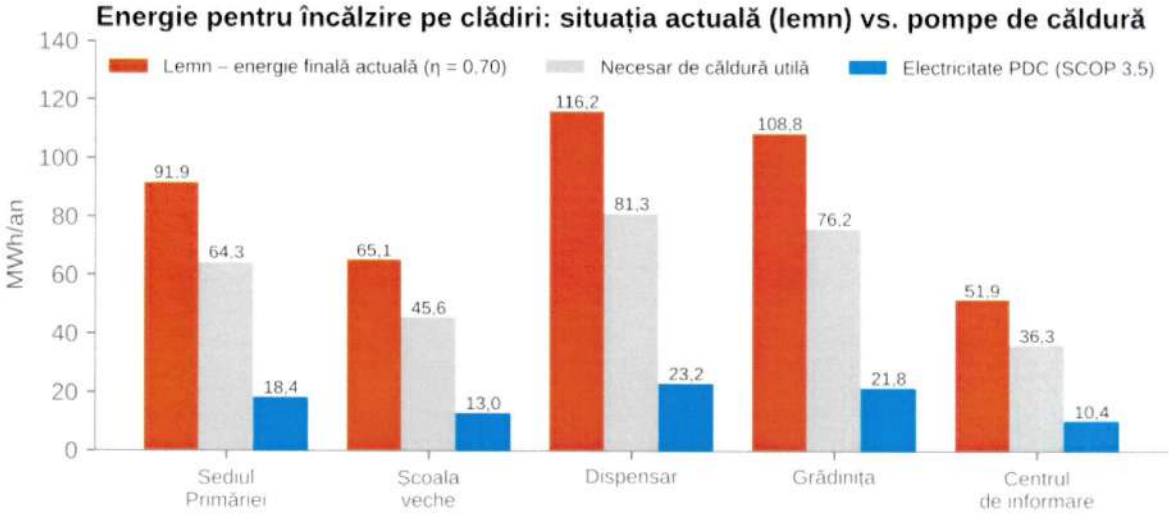


Figura 8. *Energia pentru încălzire pe clădiri – situația actuală (lemn) față de pompele de căldură*
Sursa: Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură; calcul propriu.

8. Descrierea sistemelor de pompe de căldură

Sistemele de pompe de căldură au fost dimensionate prin Nota tehnică de dimensionare, pe baza necesarului de putere termică (SR EN 12831-1, temperatura exterioară de calcul −15 °C) și a necesarului anual de energie termică utilă al fiecărei clădiri, cu acoperire de 100% (sistem monovalent). Se propun 9 pompe de căldură aer-apă, monobloc, cu compresor inverter și agent frigorific natural R290 (GWP = 3), câte o centrală termică independentă pe fiecare clădire.

Tabelul 11. Configurația sistemelor de pompe de căldură

Clădire	Sarcină termică Φ_HL [kW]	Configurație	Putere nominală A7/W35 [kW]	Putere min. A−15/W55 [kW]	Putere electrică la −15 °C [kW]
Sediul Primăriei	41,67	2 × 28 kW, cascadă	56	42,0	≈ 19,9
Școala veche	27,50	2 × 20 kW, cascadă	40	28,0	≈ 13,1
Dispensar	46,73	2 × 32 kW, cascadă	64	47,0	≈ 22,3
Grădinița	43,02	2 × 30 kW, cascadă	60	44,0	≈ 20,5
Centrul de informare	21,87	1 × 30 kW	30	22,0	≈ 10,4
Total	**180,79**	**9 unități**	**250**	**183,0**	**≈ 86,2**

Sursa: Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură; calcul propriu.

8.1. Caracteristici tehnice principale

- **tip**: aer-apă, monobloc, montaj exterior, compresor inverter (modulant), funcționare garantată până la cel puțin −20 °C;
- **performanță**: SCOP ≥ 3,5 la aplicația de temperatură medie (55 °C), climat mediu, determinat conform SR EN 14825; puteri și COP declarate conform SR EN 14511;
- **temperatura de tur de calcul**: 55/45 °C, cu curbă de încălzire după temperatura exterioară (35–45 °C la temperaturi exterioare peste 0 °C);
- **componente hidraulice**: vas tampon de 500–1.000 l pe clădire, circuit secundar cu pompă electronică și vană de amestec, corpuri de încălzire verificate/redimensionate pentru 55/45 °C, robinete termostatice;
- **reglaj și management**: regulator de cascadă pe clădire, programe orare (confort 05:00–15:00 / 05:00–16:00 în zilele lucrătoare, regim redus în rest), funcție „optimum start", platformă centrală de monitorizare la distanță;
- **contorizare**: contor de energie termică (clasa MID) și contor de energie electrică dedicat pe fiecare clădire, pentru determinarea factorului de performanță sezonier real (SPF).

8.2. Regimul de funcționare

Școala veche și grădinița funcționează de luni până vineri între 07:00 și 15:00, iar sediul primăriei, dispensarul și centrul de informare între 07:00 și 16:00. Pompele de căldură asigură temperatura de confort cu 2 ore de prencălzire (de la ora 05:00) și mențin un regim redus ($\theta i - 4$ K) în rest, inclusiv nopțile și weekendurile. Funcționarea pompelor de căldură este concentrată, așadar, în orele de zi ale zilelor lucrătoare, ceea ce asigură o bună suprapunere cu producția fotovoltaică în sezonul rece (cap. 13).

9. Metodologia de calcul a consumului suplimentar

Consumul suplimentar de energie electrică generat de pompele de căldură se determină, pentru fiecare clădire, ca raport între necesarul anual de energie termică utilă și coeficientul sezonier de performanță:

$$E\_PDC,i = Q\_util,i / SCOP \quad [kWh/an]$$

unde Q_util,i este necesarul anual de energie termică utilă al clădirii i, iar SCOP = 3,5 este valoarea minimă impusă de ghid (lit. f) pct. e) din condițiile de eligibilitate). Utilizarea valorii minime este acoperitoare pentru dimensionarea consumului: echipamentele vor avea în exploatare un factor de performanță egal sau superior, deci un consum electric egal sau mai mic.

9.1. Determinarea necesarului de energie termică utilă

Necesarul anual de energie termică utilă a fost calculat în Nota tehnică prin metoda grade-zilelor, corectată pentru funcționarea intermitentă și pentru aporturile interne și solare:

$$Q\_util = 24/1000 \times (H\_T + H\_V) \times N\_GZ \times f\_int - \eta \times (Q\_int + Q\_sol)$$

- H_T, H_V – coeficienții de pierderi de căldură prin transmisie și ventilație [W/K], determinați din geometria și alcătuirea anvelopei fiecărei clădiri;

- N_GZ – numărul anual de grade-zile: 3.200 K·zile pentru θi = 20 °C și 3.594 K·zile pentru θi = 22 °C (zona Râmnicu Vâlcea, 197 de zile de încălzire);
- f_int – factorul de intermitență (0,870–0,889), determinat din programul real de funcționare al fiecărei clădiri;
- Q_int, Q_sol – aporturile interne (6 W/m² în orele de program) și solare (prin ferestre), cu factorul de utilizare η = 0,95.

9.2. Repartizarea lunară

Consumul lunar al pompelor de căldură se repartizează proporțional cu numărul lunar de grade-zile al sezonului de încălzire (octombrie–aprilie). Distribuția orară, folosită în modelul de simultaneitate, alocă 80% din energia lunară orelor de confort ale zilelor lucrătoare (05:00–16:00, cu pondere sporită de 1,6 în orele de repornire 05:00–07:00) și 20% orelor de regim redus.

Tabelul 12. Grade-zile lunare și ponderea consumului lunar al PDC

Luna	Oct	Nov	Dec	Ian	Feb	Mar	Apr	Total
Grade-zile [K·zile]	210	450	620	666	546	465	250	3.207
Pondere [%]	6,5	14,0	19,3	20,8	17,0	14,5	7,8	100

9.3. Valoarea adoptată

Calculul pe clădiri conduce la un consum total de 86.776 kWh/an. Pentru consumul de referință s-a adoptat valoarea rotunjită acoperitor de 86.800 kWh/an (diferență +24 kWh, 0,03%), utilizată și în centralizatorul consumului de referință al proiectului.

10. Calculul consumului suplimentar pe obiective

Tabelul 13. Consumul suplimentar de energie electrică pe clădiri

Clădire	Af [m²]	Q_util [kWh/an]	q_util [kWh/m²an]	SCOP	E_PDC [kWh/an]	Pondere
Sediul Primăriei	350,0	64.310	183,7	3,5	18.374	21,2%
Școala veche	162,4	45.594	280,7	3,5	13.027	15,0%
Dispensar	337,0	81.319	241,3	3,5	23.234	26,8%
Grădinița	300,2	76.193	253,8	3,5	21.769	25,1%
Centrul de informare	135,0	36.300	268,9	3,5	10.372	12,0%
Total calculat	1.284,6	303.716	236,4	3,5	86.776	100%
Valoare adoptată în C_an					86.800	

Sursa: Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură; calcul propriu.

Tabelul 14. Repartizarea lunară a consumului electric al pompelor de căldură [kWh]

Luna	Oct	Nov	Dec	Ian	Feb	Mar	Apr	Total
Consum PDC	5.684	12.180	16.781	18.025	14.778	12.586	6.766	86.800

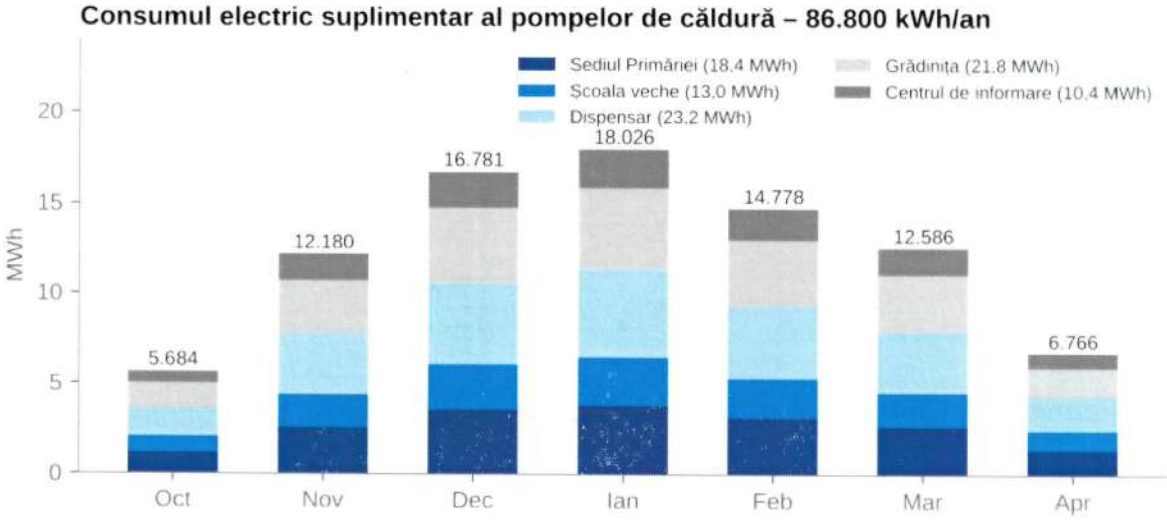


Figura 9. *Consumul electric lunar al pompelor de căldură, pe clădiri*
Sursa: Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură; calcul propriu.

10.1. Puterea electrică suplimentară

La temperatura exterioară de calcul (−15 °C) și temperatura de tur de 55 °C, coeficientul de performanță al pompelor de căldură este de cca. 2,1, iar puterea electrică absorbită maximă este de ≈ 86 kW pentru toate cele cinci clădiri (Primărie ≈ 19,9 kW; Școala veche ≈ 13,1 kW; Dispensar ≈ 22,3 kW; Grădinița ≈ 20,5 kW; Centrul de informare ≈ 10,4 kW). Puterea aprobată din avizele tehnice de racordare / certificatele de racordare ale locurilor de consum se va verifica în faza de proiectare și, după caz, se va solicita sporirea puterii (alimentare trifazată 400 V).

10.2. Alocarea consumului suplimentar pe locuri de consum

Tabelul 15. Consumul pe locurile de consum ale clădirilor cu PDC, înainte și după proiect

Clădire	Loc de consum	Consum existent [kWh/an]	Consum PDC [kWh/an]	Consum viitor [kWh/an]
Sediul Primăriei + Școala veche	51747427 „SEDIU"	5.874	31.401	37.275
Dispensar	50198483 „DISPENSAR MEDICAL"	675	23.234	23.909
Grădinița	51681071 „GRADINITA"	2.685	21.769	24.454
Centrul de informare	branșament local / POD de stabilit	–	10.372	10.372

Clădire	Loc de consum	Consum existent [kWh/an]	Consum PDC [kWh/an]	Consum viitor [kWh/an]
Total		**9.234**	**86.776**	**96.010**

Sursa datelor de consum existent: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie.

Notă: Școala veche este situată pe același imobil (CF 39156) cu sediul primăriei și nu are POD dedicat; consumul pompelor sale de căldură se alocă locului de consum al sediului. Pentru Centrul de informare (Valea Cheii), locul de consum se precizează în faza de proiectare.

11. Bilanț energetic înainte și după implementare

11.1. Consumul anual de referință

Tabelul 16. Determinarea consumului anual de referință C_an (indicatorul AC.1)

Componentă	Perioadă / bază de calcul	Valoare [kWh/an]
Consum existent – 47 POD	iulie 2025 – iunie 2026, centralizator pus la dispoziție de beneficiar	238.375
Consum viitor – pompe de căldură	Q_util / SCOP, 5 clădiri (cap. 10)	86.800
Consum anual de referință C_an		**325.175**

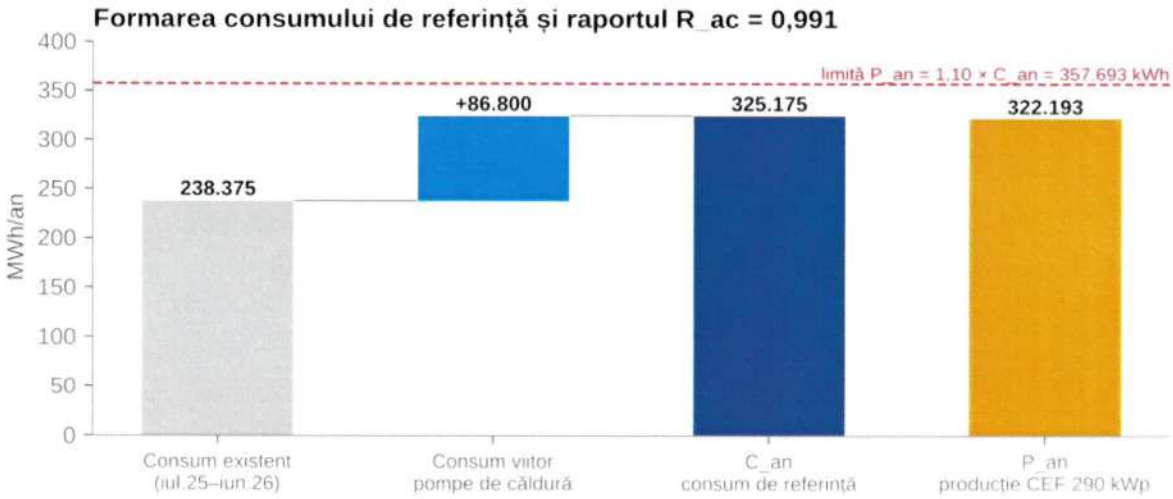


Figura 10. *Formarea consumului de referință și comparația cu producția CEF*
Sursa datelor de consum existent: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie.

11.2. Bilanțul lunar consum – producție

Tabelul următor prezintă bilanțul lunar dintre consumul total al U.A.T. după implementare (consumul existent repartizat după profilul fizic și consumul pompelor de căldură) și producția CEF estimată

prin PVGIS. Diferența lunară pozitivă (excedent de vară) compensează cantitativ deficitul din sezonul rece.

Tabelul 17. Bilanțul energetic lunar după implementare [kWh]

Luna	Consum existent (profil)	Consum PDC	Consum total	Producție CEF	Diferență producție – consum
Ianuarie	25.035	18.026	43.061	13.971	−29.090
Februarie	20.021	14.778	34.799	16.767	−18.032
Martie	20.397	12.586	32.983	26.733	−6.250
Aprilie	17.677	6.766	24.443	31.857	+7.414
Mai	16.359	0	16.359	36.082	+19.723
Iunie	15.915	0	15.915	38.506	+22.591
Iulie	16.458	0	16.458	41.885	+25.427
August	17.101	0	17.101	38.604	+21.503
Septembrie	18.790	0	18.790	29.956	+11.166
Octombrie	22.159	5.684	27.843	22.675	−5.168
Noiembrie	23.378	12.180	35.558	13.544	−22.014
Decembrie	25.084	16.781	41.865	11.614	−30.251
Total	**238.375**	**86.800**	**325.175**	**322.193**	**−2.982**

Consumul existent total provine din centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar, repartizat lunar după profilul fizic al consumatorilor (iluminat public proporțional cu durata nopții); producția – PVGIS-SARAH3, 290 kWp.

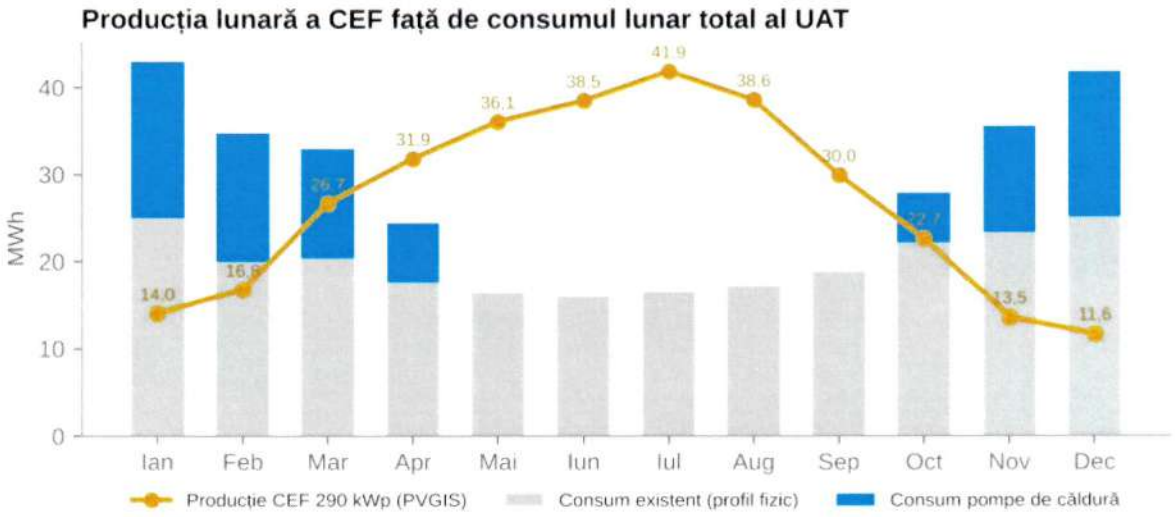


Figura 11. *Producția lunară a CEF față de consumul lunar total al U.A.T.*

11.3. Bilanțul energiei finale

Tabelul 18. Bilanțul energiei finale înainte și după implementarea proiectului [kWh/an]

Purtător de energie	Înainte	După	Variație
Energie electrică – consum existent	238.375	238.375	0
Energie electrică – pompe de căldură	0	86.800	+86.800
Lemn de foc – încălzire 5 clădiri	433.880	0	−433.880
Total energie finală	672.255	325.175	−347.080 (−51,6%)
din care acoperită din CEF proprie (bilanț anual)	0	322.193	+322.193
din care preluată din SEN (bilanț anual net)	238.375	2.982	−235.393

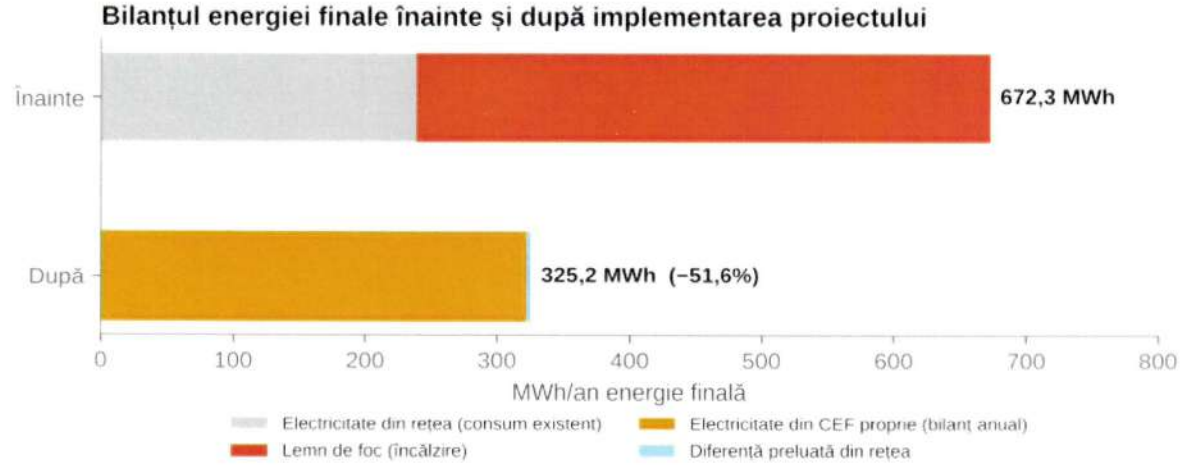


Figura 12. *Bilanțul energiei finale înainte și după implementare*

Proiectul reduce consumul de energie finală al ansamblului analizat cu 51,6%, ca efect al înlocuirii arderii lemnului (randament 0,70) cu pompe de căldură (SCOP ≥ 3,5): pentru aceeași cantitate de căldură utilă (303,7 MWh/an), energia finală necesară scade de la 433,9 MWh (lemn) la 86,8 MWh (electricitate), restul de 216,9 MWh/an fiind energie regenerabilă preluată din aerul exterior. Pe bază anuală, producția CEF acoperă 99,1% din consumul de referință.

12. Impactul proiectului: eficiență energetică, reducere GES și alți indicatori

12.1. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (indicatorul I.2)

Conform metodologiei din ghid, reducerea anuală a emisiilor de GES se calculează prin înmulțirea producției anuale estimate a CEF cu factorul de emisie mediu ponderat la nivel național pentru sursele fosile (FE = 0,5885 tCO_2/MWh, raport ANRE 2023):

$$\Delta CO_2 = P\_an \times FE = 322{,}193 \text{ MWh/an} \times 0{,}5885 \text{ tCO}_2\text{/MWh} = 189{,}61 \text{ tCO}_2\text{/an}$$

Pe durata de analiză de 20 de ani, reducerea cumulată este de 3.792 tCO_2. Suplimentar, înlocuirea arderii lemnului elimină emisiile locale de poluanți (≈ 1,2 t/an PM2,5, monoxid de carbon, compuși

organici volatili), cu efect direct asupra calității aerului în zona clădirilor publice frecventate de copii și pacienți; emisiile de CO_2 din arderea biomasei sunt considerate de origine biogenă și nu sunt incluse în indicatorul I.2.

12.2. Indicatori de eficiență energetică și de sustenabilitate

Tabelul 19. Indicatorii de impact ai proiectului

Indicator	Valoare	Observații
Reducerea consumului de energie finală	347.080 kWh/an (−51,6%)	electricitate + lemn, ansamblul analizat
Energie regenerabilă produsă (solar)	322.193 kWh/an	PVGIS-SARAH3
Energie regenerabilă din aer (PDC)	216.940 kWh/an	Q_util − E_PDC (RED, anexa VII)
Grad de acoperire anual a C_an din CEF	99,1%	P_an / C_an
Grad de acoperire orară (autonomie)	62,2%	model orar, cu stocare
Energie produsă utilizată fără injecție în rețea	62,7% (fără stocare: 19,6%)	model orar
Reducere emisii GES (I.2)	189,61 tCO_2/an	3.792 tCO_2 în 20 de ani
Eliminarea arderii lemnului	≈ 108 t/an (≈ 255 mst/an)	cap. 7
Reducere emisii PM2,5	≈ 1,2 t/an	factori Tier 1 EMEP/EEA
Factor de capacitate CEF (I.5)	12,68%	I.3 / (I.1 × 8.760 h)
Producție specifică / performance ratio	1.111 kWh/kWp / 72,6%	1.531 kWh/m² în planul modulelor

Figura 13. *Destinația producției CEF (model orar 8.760 h)*

12.3. Alte efecte

- **Reducerea cheltuielilor publice** cu energia electrică (consumul existent este acoperit, pe bază anuală, din producția proprie) și eliminarea cheltuielilor cu achiziția, transportul și manipularea lemnului de foc.
- **Creșterea independenței și rezilienței energetice** a U.A.T., inclusiv prin capacitatea de stocare, care poate susține consumatori esențiali la întreruperi temporare ale rețelei.

- **Confort termic și condiții sanitare îmbunătățite** în grădiniță, școală și dispensar: temperatură uniformă, reglaj automat, eliminarea fumului și a cenușii din clădiri.
- **Exemplaritatea sectorului public**, conform Directivei (UE) 2023/1791, și contribuția la țintele PNIESC privind energia regenerabilă și electrificarea încălzirii.

13. Corelarea cu instalația fotovoltaică și sistemul de stocare

13.1. Dimensionarea CEF în raport cu consumul de referință

Puterea CEF a fost stabilită astfel încât producția anuală să nu depășească consumul anual de referință majorat cu 10% (condiția AC.3: R_ac ≤ 1,10). Producția maximă admisă este 1,10 × 325.175 = 357.693 kWh/an; la producția specifică a amplasamentului (1.111 kWh/kWp pentru configurația aleasă), puterea maximă admisă ar fi de cca. 322 kWp. Puterea adoptată, 290 kWp, conduce la P_an = 322.193 kWh/an și R_ac = 0,991, adică o centrală dimensionată pentru acoperirea, pe bază anuală, a consumului propriu, cu o marjă de 9,9% față de limita ghidului.

13.2. Producția estimată a CEF

Producția a fost estimată cu instrumentul PVGIS-5 (Joint Research Centre, Comisia Europeană), baza de date de radiație PVGIS-SARAH3, pentru amplasamentul cu coordonatele 45,137° N / 24,248° E, module din siliciu cristalin, putere instalată 290 kWp, înclinare 15°, azimut 0° (sud), orizont calculat și pierderi de sistem de 20%.

Tabelul 20. Producția lunară estimată a CEF de 290 kWp (PVGIS-SARAH3)

Luna	E_m [kWh]	H(i)_m [kWh/m²]	SD_m [kWh]	Luna	E_m [kWh]	H(i)_m [kWh/m²]	SD_m [kWh]
Ianuarie	13.970,7	61,6	2.836,6	Iulie	41.884,9	208,0	2.798,7
Februarie	16.767,2	73,8	3.214,0	August	38.604,0	191,0	2.965,9
Martie	26.732,7	120,9	4.228,1	Septembrie	29.956,1	143,9	2.558,5
Aprilie	31.857,1	149,4	4.093,3	Octombrie	22.675,3	105,5	4.114,7
Mai	36.082,1	173,9	3.012,1	Noiembrie	13.543,8	61,7	2.215,3
Iunie	38.505,5	189,1	3.080,1	Decembrie	11.613,8	52,2	2.924,8
Total anual					322.193,05	1.531,11	13.492,91

Sursa: raport PVGIS-5 „Performance of grid-connected PV", generat la 13.10.2026. Pierderi totale: −27,44% (unghi de incidență −3,16%; efecte spectrale +1,12%; temperatură și iradiere redusă −7,38%; pierderi de sistem 20%).

13.3. Corelarea orară dintre producție și consum. Rolul stocării

Pentru a evalua cât din producția solară poate fi utilizată în momentul consumului, s-a construit un model energetic orar (8.760 h) al portofoliului U.A.T.: iluminatul public funcționează între apusul și răsăritul soarelui (durata nopții calculată pentru latitudinea de 45,1° N), clădirile publice au profil diurn în zilele lucrătoare, pompele de căldură urmează programul de la cap. 8.2, iar producția fotovoltaică urmează profilul solar zilnic, calibrat pe valorile lunare PVGIS. Instalația de stocare (290

kW / 580 kWh, randament de încărcare și de descărcare 0,95, adâncime de descărcare 95%) se încarcă exclusiv din excedentul CEF și se descarcă pentru acoperirea consumului în orele fără producție.

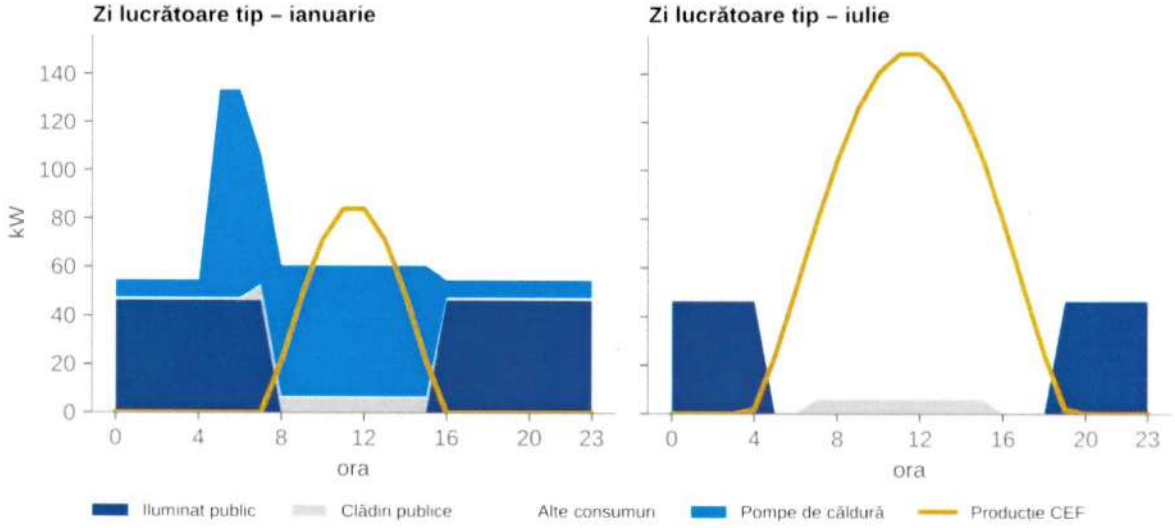


Figura 14. *Profilul orar al consumului și al producției într-o zi lucrătoare de iarnă și de vară*

Profilul de consum este dominat de iluminatul public, cu funcționare exclusiv nocturnă. În lipsa stocării, doar 19,6% din producția solară ar putea fi utilizată în momentul producerii; stocarea mută excedentul de la mijlocul zilei în orele de seară și de noapte, ridicând ponderea energiei produse utilizate fără injecție la 62,7%. Diferența este injectată în rețea și compensată cantitativ pe locurile de consum ale U.A.T.

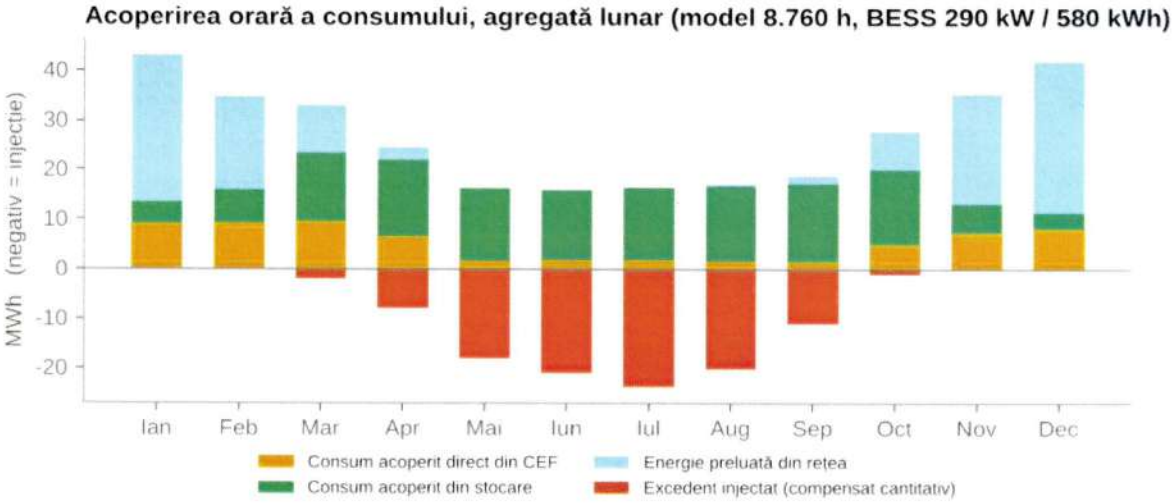


Figura 15. *Acoperirea lunară a consumului: direct din CEF, din stocare și din rețea*

Tabelul 21. Sensibilitatea rezultatelor la capacitatea de stocare (CEF 290 kWp)

Capacitate stocare	Consum acoperit direct [kWh]	Consum acoperit din stocare [kWh]	Excedent injectat [kWh]	Energie din rețea [kWh]	Utilizare producție fără injecție	Cicluri echivalente / an
fără stocare	63.015	0	259.178	262.160	19,6%	–

Capacitate stocare	Consum acoperit direct [kWh]	Consum acoperit din stocare [kWh]	Excedent injectat [kWh]	Energie din rețea [kWh]	Utilizare producție fără injecție	Cicluri echivalente / an
580 kWh (2 h) – propus	63.015	139.103	105.048	123.057	62,7%	266
870 kWh (3 h)	63.015	145.878	97.540	116.282	64,8%	186
1.160 kWh (4 h)	63.015	146.152	97.237	116.008	64,9%	140

Sursa: model orar propriu (8.760 h); valorile au caracter estimativ.

Analiza de sensibilitate arată că capacitatea de 580 kWh (2 h) este optimă pentru profilul actual: dublarea capacității (4 h) ar crește energia livrată din stocare cu doar 5%, deoarece în sezonul cald consumul nocturn (iluminat public, nopți scurte) este deja acoperit integral, iar în sezonul rece excedentul solar disponibil pentru încărcare este redus. Cu cele 266 de cicluri echivalente pe an, bateria este utilizată intens, ceea ce justifică economic investiția.

13.4. Cerințele obligatorii ale Ghidului privind stocarea

Tabelul 22. Verificarea cerințelor ghidului privind instalația de stocare

Cerință	Prevedere ghid	Valoare proiect	Conformitate
AC.4 – raport de putere	R_P = P_stoc / P_PV ≥ 1,00	290 / 290 = 1,00	conform
AC.5 – capacitate de stocare	2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV (580 … 1.160 kWh)	580 kWh (2,0 h)	conform
Lit. p) – tehnologie	nu pe bază de plumb, NiCd sau NiMH	litiu-fier-fosfat (LFP)	conform
Lit. q) – durată de stocare	între 2 și 4 ore la puterea CEF	2,0 h	conform
Proveniența energiei stocate	100% din producția proprie solară	încărcare exclusiv din CEF (blocare încărcare din rețea în EMS)	conform
Lit. r) – stocare din SEN	nu se finanțează stocarea exclusiv din SEN	nu este cazul	conform
Strategia de operare	descrisă și corelată cu profilul de consum	cap. 13.5	conform
Management dinamic al puterii	plafonarea automată a injecției la 400 kW	EMS cu măsurare la punctul de delimitare	conform
Fișă de parametri minimi	P_PV, P_stoc, E_stoc, fără mărci	anexa 19.5	conform

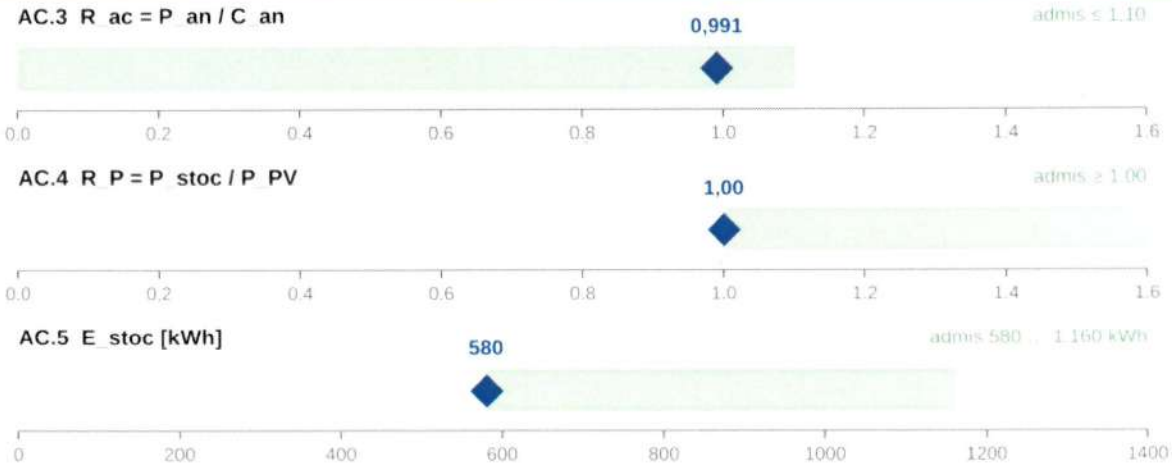


Figura 16. *Poziționarea indicatorilor AC.3, AC.4 și AC.5 în intervalele admise de ghid*

13.5. Strategia de operare a instalației de stocare

- **Încărcare** – exclusiv din excedentul instantaneu al CEF (producție peste consumul instantaneu al locului de producere), cu prioritate față de injecția în rețea; încărcarea din rețea este blocată prin EMS.
- **Descărcare** – în orele fără producție solară, cu prioritate pentru intervalul de seară (apus – ora 24:00), când pornește iluminatul public, apoi pentru orele de dimineață (05:00–08:00), când pompele de căldură realizează repornirea clădirilor.
- **Sezonul rece** – bateria se încarcă din producția de la prânz și susține vârful de dimineață al pompelor de căldură din ziua următoare și iluminatul public de seară.
- **Sezonul cald** – bateria preia excedentul de la mijlocul zilei și acoperă practic integral iluminatul public pe durata nopților scurte.
- **Protecția bateriei** – stare de încărcare între 5% și 100%, limitarea curenților, gestiune termică; rezervă configurabilă pentru alimentarea consumatorilor esențiali la întreruperi ale rețelei (opțional).
- **Plafonarea injecției** – EMS limitează injecția la puterea aprobată (maximum 400 kW) atunci când producția depășește suma dintre consumul instantaneu și capacitatea de absorbție a stocării.

14. Descriere tehnică a modului de integrare și funcționare a sistemului de pompe de căldură

14.1. Integrarea termică

În fiecare clădire, pompele de căldură se integrează într-o soluție tehnică unitară de încălzire: unitățile exterioare monobloc (pe postament de beton, cu suporți antivibratili) alimentează un vas tampon cu rol de separator hidraulic; din vasul tampon pleacă circuitul secundar (pompă electronică, vană de amestec cu 3 căi, vas de expansiune, filtru magnetic, separator de aer și nămol), care alimentează corpurile de încălzire existente verificate sau înlocuite cu radiatoare dimensionate pentru regimul 55/45 °C. Sistemul înlocuiește integral sobele și centrala pe lemn.

14.2. Integrarea electrică

- alimentare trifazată 400 V din tabloul general al clădirii, prin circuit dedicat protejat (întrerupător automat și dispozitiv de curent diferențial conform prescripțiilor producătorului);
- contor de energie electrică dedicat pompelor de căldură și contor de energie termică pe ieșirea din vasul tampon, cu transmiterea datelor către platforma de monitorizare;
- verificarea puterii aprobate a locurilor de consum și, după caz, sporirea acesteia (puterea electrică maximă suplimentară: ≈ 86 kW în total la −15 °C);
- consumul pompelor de căldură este acoperit, pe bază anuală, din producția CEF, prin compensare cantitativă între locul de producere și locurile de consum ale U.A.T.

14.3. Comandă, reglaj și coordonare

Fiecare centrală are un regulator de cascadă cu curbă de încălzire după temperatura exterioară, programe orare săptămânale corelate cu orarul instituției, regim redus pe timp de noapte și în weekend și funcție de pornire optimizată. Regulatoarele sunt integrate într-o platformă centrală de management al încălzirii, care permite programarea unitară, monitorizarea temperaturilor, a energiei termice și electrice, a alarmelor și a factorului de performanță sezonier pentru toate cele cinci clădiri. Pentru o corelare suplimentară cu producția solară, regulatoarele pot utiliza intervalul orar 10:00–15:00 pentru încărcarea la temperatură ridicată a vaselor tampon (funcție de tip „SG-Ready" / creștere a punctului de consemn), mutând o parte din consum în orele cu producție maximă.

14.4. Regimuri de funcționare pe sezoane

Tabelul 23. Regimurile de funcționare ale sistemului integrat

Perioada	Pompe de căldură	CEF și stocare
Iarnă (dec.–feb.)	funcționare maximă; repornire 05:00–07:00; COP 2,1–3,0	producție redusă; consum direct la prânz; stocarea susține vârful de dimineață și seara
Tranziție (mar.–apr., oct.–nov.)	funcționare la sarcină parțială, temperatură de tur redusă, COP ridicat	producție medie; stocarea acoperă iluminatul de seară
Vară (mai–sep.)	oprite (fără răcire)	excedent solar; stocarea acoperă iluminatul nocturn; restul se injectează și se compensează

15. Verificarea cerințelor ghidului

15.1. Condiții de eligibilitate a proiectului — verificare punctuală

Tabelul 24. Verificarea punctuală a condițiilor de eligibilitate relevante pentru audit

Condiție (ghid, cap. 2.4)	Modul de îndeplinire	Rezultat
d) capacități noi de producere din surse solare, cu stocare integrată, cu sau fără PDC	CEF 290 kWp nouă + IS 290 kW / 580 kWh + PDC 250 kW	îndeplinită

Condiție (ghid, cap. 2.4)	Modul de îndeplinire	Rezultat
e) ajutor public ≤ 1.100.000 euro/MW pentru proiecte cu PDC	grant maxim 319.000 euro pentru 0,290 MW	de verificat în buget
f) PDC dimensionate pe necesarul termic, soluție unitară, ≥ 50% acoperire, SR EN 14511/14825, SCOP ≥ 3,5, management centralizat, funcție principală încălzire	Nota tehnică PDC; acoperire 100%; SCOP ≥ 3,5 la 55 °C; platformă centrală (cap. 8, 14, 16)	îndeplinită
h) finalizare până la 31.12.2029	asumat prin graficul de implementare	asumată
n) proiect destinat autoconsumului, cu audit electroenergetic la majorarea consumului	prezentul audit; C_an = 325.175 kWh/an	îndeplinită
o) teren pus la dispoziția proiectului	teren 5.000 m², parte din nr. cad. 37380; art. 92 alin. (2) lit. j) din Legea 18/1991	de documentat de beneficiar
p) stocare integrată, fără Pb, NiCd, NiMH	LFP	îndeplinită
q) 2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV; strategie de operare	580 kWh = 2 h; cap. 13.5	îndeplinită
r) nu înlocuiește capacități existente; nu stochează exclusiv din SEN	capacitate nouă; încărcare doar din CEF	îndeplinită
s) 100% din energia produsă pentru autoconsum	P_an (322.193) < C_an (325.175); excedentul instantaneu se compensează cantitativ pe locurile de consum ale U.A.T.	îndeplinită
Putere evacuată ≤ 400 kW / loc de producere; management dinamic al puterii	290 kW c.a.; EMS cu plafonare	îndeplinită

15.2. Indicatorii obligatorii de proiect (I.1-I.7, AC.1-AC.5)

Tabelul 25. Indicatorii de realizare/rezultat I.1–I.7

Indicator	Denumire	Formula / bază de calcul	Valoare	U.M.
I.1	Capacitate nou instalată de producere din surse solare	min(P_invertoare; P_module) = min(290; 290) kW	0,290	MW
I.2	Reducerea anuală a emisiilor de GES	P_an × 0,5885 tCO_2/MWh	189,61	t CO_2/an
I.3	Producția medie de energie electrică din surse solare	simulare PVGIS-SARAH3	322,19	MWh/an

Indicator	Denumire	Formula / bază de calcul	Valoare	U.M.
I.4	Producția totală pe perioada de referință	I.3 × 20 ani	6.443,86	MWh
I.5	Factorul de capacitate al centralei	I.3 / (I.1 × 8.760 h) × 100	12,68	%
I.6	Capacitate nou instalată de stocare	E_stoc	0,580	MWh
I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	Σ puteri nominale A7/W35	250	kW

Tabelul 26. Indicatorii pentru demonstrarea autoconsumului și dimensionarea stocării AC.1–AC.5

Indicator	Mărime	Formula	Valoare	Condiție	Verificare
AC.1	C_an – consum anual de referință	Σ C_lună (12 luni consecutive) + consum PDC	325.175 kWh	–	–
AC.2	P_an – producția anuală estimată	simulare PVGIS	322.193 kWh	–	–
AC.3	R_ac – raport dimensionare autoconsum	P_an / C_an	0,991	≤ 1,10	îndeplinită
AC.4	R_P – raport putere stocare / putere PV	P_stoc / P_PV = 290 / 290	1,00	≥ 1,00	îndeplinită
AC.5	E_stoc – capacitatea de stocare	2 h × 290 kW	580 kWh	580 … 1.160 kWh	îndeplinită

AC.1: consumul existent de 238.375 kWh provine din centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (iulie 2025 – iunie 2026); consumul PDC de 86.800 kWh este determinat în cap. 9–10.

15.3. Sinteza verificării

Toate condițiile verificabile prin prezentul audit sunt îndeplinite:

R_ac = 0,991 ≤ 1,10,

R_P = 1,00 ≥ 1,00,

E_stoc = 580 kWh ∈ [580; 1.160] kWh,

tehnologie LFP, încărcare exclusiv din CEF, putere evacuată 290 kW ≤ 400 kW,

pompe de căldură dimensionate pe necesarul termic cu acoperire de 100%.

Condițiile privind dreptul asupra terenului (lit. o), încadrarea în plafonul de 1.100.000 euro/MW (lit. e) și termenul de finalizare (lit. h) se probează prin documentele beneficiarului și prin cererea de finanțare.

16. Demonstrarea caracterului integrat al sistemelor de pompe de căldură

Ghidul definește sistemul de pompe de căldură eligibil ca „echipament sau ansamblu de echipamente cu acționare electrică, care transferă energie termică dintr-o sursă ambientală [...] către spațiile deservite ori către un circuit de distribuție a energiei termice [...] dimensionat pe baza necesarului termic al clădirii [...] și integrat într-o soluție tehnică unitară de încălzire" și exclude aparatele individuale de climatizare sau ansamblurile de aparate instalate punctual. Caracterul integrat se demonstrează pe trei niveluri:

16.1. Integrarea la nivelul clădirii

Fiecare clădire are o singură centrală termică cu pompe de căldură (1–2 unități în cascadă), un vas tampon și un circuit de distribuție hidronic către toate spațiile încălzite. Nu se propun aparate aer-aer individuale sau aparate de aer condiționat.

16.2. Integrarea la nivelul dimensionării

Puterea fiecărei centrale este stabilită din sarcina termică de calcul a întregii clădiri (SR EN 12831-1, −15 °C), iar consumul de energie electrică – din necesarul anual de energie termică utilă al aceleiași clădiri. Acoperirea este de 100% din necesarul de putere și din necesarul anual de căldură, peste pragul minim de 50% al ghidului.

16.3. Integrarea la nivelul comenzii și al sistemului energetic

Centralele sunt comandate de regulatoare de cascadă integrate într-o platformă centrală de management al încălzirii. La nivelul sistemului energetic al U.A.T., consumul electric al pompelor de căldură este parte a consumului de referință pe baza căruia s-au dimensionat CEF și stocarea, iar profilul lor de funcționare (orele de zi ale zilelor lucrătoare) contribuie la utilizarea locală a producției solare în sezonul rece.

16.4. Corelarea cu indicatorul AC.3 (R_ac) al Ghidului

Ghidul permite, prin excepție, depășirea raportului R_ac = 1,10 față de consumul istoric, „în cazuri justificate și documentate în Studiul de fezabilitate (ex.: consum viitor suplimentar generat de instalarea pompelor de căldură)". În cazul de față, consumul suplimentar al pompelor de căldură este inclus explicit în C_an, astfel încât R_ac rămâne sub 1,10:

Tabelul 27. Efectul consumului pompelor de căldură asupra indicatorului AC.3

Situație	C_an [kWh/an]	P_an [kWh/an]	R_ac	Condiție ≤ 1,10
Numai consum existent (fără PDC)	238.375	322.193	1,352	neîndeplinită
Consum existent + PDC (proiect)	325.175	322.193	0,991	îndeplinită
Putere CEF maximă fără PDC (R_ac = 1,10)	238.375	262.213	1,100	≈ 236 kWp

Sursa datelor de consum existent: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie.

Rezultă că instalarea pompelor de căldură este condiția tehnică care face posibilă dimensionarea CEF la 290 kWp: consumul lor (86.800 kWh/an, 26,7% din C_an) este integrat în bilanțul energetic al proiectului, iar fără acest consum puterea CEF ar fi fost limitată la cca. 236 kWp.

17. Măsurare, monitorizare și concluzii

17.1. Planul de măsurare

Tabelul 28. Punctele de măsurare propuse

Punct de măsurare	Mărimi măsurate	Echipament	Scop
Punctul de delimitare al CEF + IS	energie activă injectată / consumată, putere	contor bidirecțional al operatorului de distribuție	decontare, compensare, plafonare injecție
Ieșirea invertoarelor	producția brută a CEF	contor de producție (clasa 0,5S)	indicatorii I.3, AC.2
Sistemul de stocare	energie încărcată / descărcată, SOC, temperatură	BMS + contor dedicat	strategia de operare, proveniența energiei
Pompe de căldură (5 clădiri)	energie electrică consumată	contor electric dedicat	consumul suplimentar, SPF
Pompe de căldură (5 clădiri)	energie termică livrată, temperaturi tur/retur	contor de energie termică MID	SPF, necesar termic real
Locurile de consum ale U.A.T.	consum lunar	contoarele operatorului de distribuție	C_an în exploatare

17.2. Indicatori de monitorizare

- producția anuală a CEF față de valoarea estimată (322.193 kWh/an) și factorul de capacitate (12,68%);
- consumul anual al U.A.T. față de consumul de referință (325.175 kWh/an) și raportul R_ac realizat;
- factorul de performanță sezonier măsurat al pompelor de căldură (țintă ≥ 3,5) și energia termică livrată;
- energia ciclată de instalația de stocare, numărul de cicluri echivalente și randamentul dus-întors;
- reducerea emisiilor de GES realizată (producție măsurată × 0,5885 tCO_2/MWh).

17.3. Obligațiile de monitorizare ex-post ale Ghidului

Conform capitolului 8 din ghid, monitorizarea se face de către finanțator pe o perioadă de cinci ani de la punerea în funcțiune. Pe această perioadă beneficiarul are următoarele obligații:

- să utilizeze bunurile achiziționate cu diligența unui bun proprietar și să mențină în funcțiune sistemul de producere pentru autoconsum;

- să permită verificarea și controlul, inclusiv prin vizite la fața locului, și accesul persoanelor autorizate pentru colectarea datelor privind energia produsă și livrată în rețea;
- să transmită finanțatorului informațiile și documentele solicitate, în termenul prevăzut de procedura operațională;
- să nu afecteze investiția prin modificarea imobilului și să nu înstrăineze imobilul (transferurile între entități publice sunt permise cu notificarea prealabilă a finanțatorului);
- să obțină acordul prealabil al finanțatorului pentru modificarea amplasamentului.

Sistemul de măsurare de la cap. 17.1, împreună cu platforma de monitorizare a CEF, a stocării și a pompelor de căldură, asigură datele necesare raportărilor ex-post.

17.4. Concluzii

1. Consumul existent de energie electrică al U.A.T. Comuna Păușești-Măglași este de **238.375 kWh/an** (iulie 2025 – iunie 2026, 47 de locuri de consum unice), determinat din centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar.

2. Pompele de căldură propuse la cinci clădiri publice (250 kW, acoperire 100% a necesarului de încălzire) generează un consum suplimentar de **86.800 kWh/an**.

3. **Consumul anual de referință este C_an = 325.175 kWh/an** și stă la baza dimensionării CEF și a instalației de stocare.

4. CEF de **290 kWp** produce **322.193 kWh/an** (R_ac = 0,991 ≤ 1,10), iar instalația de stocare de **290 kW / 580 kWh** respectă R_P = 1,00 și durata de 2 h; analiza orară confirmă că 2 h reprezintă capacitatea optimă pentru profilul de consum, dominat de iluminatul public.

5. Proiectul reduce consumul de energie finală cu **51,6%**, elimină arderea a ≈ 108 t/an de lemn de foc și reduce emisiile de GES cu **189,61 tCO_2/an**.

6. Configurația propusă îndeplinește indicatorii obligatorii I.1–I.7 și AC.1–AC.5 și condițiile ghidului verificabile prin prezentul audit.

18. Recomandări strategice de dezvoltare a portofoliului energetic

Recomandările de mai jos nu fac obiectul finanțării solicitate; ele orientează dezvoltarea ulterioară a portofoliului energetic al U.A.T., în corelare cu proiectul actual și cu obligațiile europene privind clădirile publice.

18.1. Extinderea capacității fotovoltaice până la acoperirea integrală

Pe bază anuală, CEF acoperă 99,1% din consumul de referință; pe bază orară, gradul de autonomie este de 62,2%. Creșterea viitoare a consumului va reduce acest grad de acoperire. Sunt previzibile cel puțin trei surse de creștere: punerea în funcțiune a infrastructurii de apă-canal (7 locuri de consum – stații de pompare Teiului, Bălănești, Coasta, stația de epurare, stația de tratare – fără consum facturat în prezent), extinderea pompelor de căldură (cap. 18.3) și eventuale stații de încărcare pentru vehicule electrice ale primăriei. Se recomandă:

- actualizarea anuală a bilanțului consum – producție pe baza datelor măsurate (cap. 17);

- instalarea de sisteme fotovoltaice pe acoperișurile clădirilor publice (sediul primăriei, grădinița, dispensarul), care produc direct la locul de consum, în următoarele apeluri de finanțare, cu respectarea raportului R_ac ≤ 1,10 față de consumul documentat la acel moment;
- orientativ, fiecare 10.000 kWh/an de consum suplimentar documentat permite cca. 10 kWp de capacitate fotovoltaică nouă în condițiile amplasamentului.

18.2. Instalarea de sisteme de stocare (BESS) — prioritate CEF

Profilul de consum al U.A.T., dominat de iluminatul public nocturn, face ca stocarea să fie componenta cu cel mai mare efect asupra autoconsumului real: ea ridică ponderea producției utilizate fără injecție de la 19,6% la 62,7%. Se recomandă ca orice capacitate fotovoltaică viitoare să fie însoțită de stocare dimensionată la cel puțin 2 h, întrucât analiza de sensibilitate (cap. 13.3) arată că, pentru profilul actual, durata de 2 h este optimă. O capacitate mai mare devine justificată numai după creșterea producției sau a consumului diurn. Suplimentar, se recomandă configurarea unei rezerve de energie în baterie pentru alimentarea consumatorilor esențiali (dispensar, sediul primăriei) la întreruperi ale rețelei.

18.3. Extinderea pompelor de căldură la clădirile fără acest sistem

Portofoliul U.A.T. include alte clădiri publice încălzite în prezent cu combustibil solid sau neîncălzite eficient: căminele culturale (5 locuri de consum), școlile din Pietrari, Valea Cheii și școala „Achim Popescu", centrul de zi și unitatea de îngrijire, sala de educație fizică și muzeele. Se recomandă o abordare etapizată:

- **etapa 1** – audit energetic al fiecărei clădiri și prioritizarea celor cu ocupare zilnică (școli, centrul de zi);
- **etapa 2** – reabilitarea termică a anvelopei (în acord cu Directiva (UE) 2024/1275), care reduce sarcina termică și, implicit, puterea și costul pompelor de căldură;
- **etapa 3** – instalarea pompelor de căldură aer-apă cu agent natural, integrate în platforma centrală de management existentă, și documentarea consumului suplimentar printr-un audit electroenergetic, pentru dimensionarea capacităților fotovoltaice aferente.

18.4. Sinteza recomandărilor și interdependența lor

Tabelul 29. Sinteza recomandărilor strategice

Recomandare	Efect principal	Condiție prealabilă	Orizont	Interdependență
18.1 Extindere fotovoltaică (acoperișuri clădiri publice)	menține acoperirea integrală la creșterea consumului	consum suplimentar documentat; R_ac ≤ 1,10	2027–2030	depinde de 18.3 și de infrastructura apă-canal
18.2 Stocare asociată fiecărei CEF	crește autoconsumul real și reziliența	CEF nouă sau consum diurn crescut	odată cu 18.1	condiționează eficiența lui 18.1

Recomandare	Efect principal	Condiție prealabilă	Orizont	Interdependență
18.3 Extinderea pompelor de căldură	decarbonizarea încălzirii în tot portofoliul	audit energetic, reabilitare termică	2027–2032	generează consumul care justifică 18.1 și 18.2
Monitorizare energetică centralizată	date pentru decizii și raportări	platforma din proiectul actual	continuu	sprijină toate recomandările

Cele trei direcții formează un ciclu: electrificarea încălzirii (18.3) crește consumul diurn, care justifică noi capacități fotovoltaice (18.1), a căror valoare este maximizată de stocare (18.2), iar monitorizarea centralizată furnizează datele pentru fiecare etapă.

19. Anexe

19.1. Lista locurilor de consum (POD) din centralizatorul pus la dispoziție de beneficiar

Nr.	Loc consum	POD	Denumire loc de consum	Categorie	Apariții în centralizator	Consum iul.25–iun.26 [kWh]
1	51612825	594010700001926736715268 60	IL PB PTAB P. MAGLASI 5	Iluminat public	3	60.865
2	51587345	594010700001867763714978 56	IL PB PTAB PAUSESTI Mag 1	Iluminat public	3	26.133
3	51587346	594010700001867770714978 57	IL PB PTA VALEA CHEII 2	Iluminat public	3	20.775
4	51587344	594010700001867756714978 54	IL PB PTAB BNR	Iluminat public	3	18.041
5	51563883	594010700001816044714750 26	IL PUBLIC	Iluminat public	3	14.704
6	51587343	594010700001867749714978 53	IL PB PTA PIETRARI	Iluminat public	3	14.445
7	51612826	594010700001926729715268 61	IL PUBLIC PTAB PAUSESTI M.6	Iluminat public	3	12.313
8	51608086	594010700001917772715218 79	IL PB PTA P.MAGLASI 3	Iluminat public	3	12.256
9	51612824	594010700001926743715268 39	IL PB PTAB P. MAGLASI 4	Iluminat public	3	9.662
10	51563882	594010700001816037714750 25	IL PUBLIC	Iluminat public	3	8.529
11	51563884	594010700001816051714750 27	IL PB PT 2 VLADUCENI	Iluminat public	3	8.387
12	51587347	594010700001867787714978 58	IL PB PTA VALEA CHEII 1	Iluminat public	3	8.241
13	51747427	594010700002204673716168 56	SEDIU	Clădiri publice	1	5.874
14	50193520	594010700000099592711341 89	CONSILIU POPULAR-SEDIU	Clădiri publice	3	3.453
15	51772129	594010700002223551	SISTEM MONITORIZARE VIDEO-22buc	Alte consumuri	1	3.063
16	51783616	594010700002233505716468 07	CAMIN CULTURAL	Clădiri publice	1	2.860
17	51681071	594010700002057538715819 09	GRADINITA	Clădiri publice	1	2.685
18	51834929	594010700002314792716798 95	CENTRU DE ZI SI UNITATE DE INGRIJIRE	Clădiri publice	1	2.433
19	51608486	594010700001921861715242 08	TEREN SPORTIV	Alte consumuri	3	1.944
20	50198483	594010700000111454711484 45	DISPENSAR MEDICAL	Clădiri publice	1	675
21	50206231	594010700000012904711698 02	ATELIER	Alte consumuri	3	618
22	50203110	594010700000006071711614 87	CAMIN CULTURAL	Clădiri publice	3	474
23	51594331	594010700001904413715160 95	POLIGON AUTO	Alte consumuri	3	2
24	51582288	594010700001853575714927 09	CAMIN CULTURAL	Clădiri publice	3	1
25	51582287	594010700001853568714927 08	CAMIN CULTURAL	Clădiri publice	3	1
26	51582286	594010700001853551714927 07	CAMIN CULTURAL	Clădiri publice	3	1
27	51771018	594010700002217253716238 50	Dispensar veterinar si vestiar	Clădiri publice	1	1
28	50193308	594010700000009886171133338	SCOALA DE 4 ANI PIETRARI	Clădiri publice	3	0
29	50193314	594010700000009889271133359	MUZEU	Clădiri publice	2	0
30	50193318	594010700000009890871133363	SCOALA CU CLASELE I-IV VALEA CHEII	Clădiri publice	1	0
31	50193319	594010700000009891571133391	SCOALA CU CLASELE I-VIII ACHIM POPESCU	Clădiri publice	1	0
32	50193310	594010700000009887870051170	MUZEU	Clădiri publice	2	0
33	50193522	594010700000009961571134219	POLIGON AUTO	Alte consumuri	3	0
34	50193543	594010700001772654711344 02	IL.PUBLIC COM. PIETRARI	Iluminat public	2	0
35	51592855	594010700001880410715045 31	GRADINITA PROGRAM NORMAL	Clădiri publice	1	0
36	50193523	594010700000009962271134233	CAMIN CULTURAL	Clădiri publice	1	0

37	51590238	594010700001878l7271503139	OCAZIONAL	Alte consumuri	1	0
38	51611033	59401070000192311771524925	STATIE EPURARE PAUSESTI MAGLASI	Utilități	1	0
39	51600455	59401070000193192171529343	STATIE POMPARE CANAL	Utilități	1	0
40	51681858	59401070000204974871579618	STATIE POMPARE APE UZATE	Utilități	2	0
41	50193313	59401070000009888571133352	MUZEU	Clădiri publice	2	0
42	51611028	59401070000192310071524924	GOSPODARIE APA STATIE TRATARE	Utilități	1	0
43	51810105	59401070000225495171643622	Statie pompare apa Teiului	Utilități	1	0
44	51810106	59401070000225496871643625	Statie pompare apa Balanesti	Utilități	1	0
45	51810103	59401070000225494471643619	Statie pompare apa Coasta	Utilități	1	0
46	51929355	59401070000237431471712782	SALA EDUCATIE FIZICA	Clădiri publice	1	0
47	50193521	59401070000009960871134205	ATELIER MECANIC	Alte consumuri	3	-61
			Total 47 POD		**98**	**238.375**

Sursa datelor de consum existent: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie.

19.2. Consumul lunar pe locurile de consum active, iulie 2025 – iunie 2026 [kWh]

Loc de consum	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Total
IL PB PTAB P. MAGLASI 5	32.397	229	222	545	1.847	1.909	-1.666	1.468	1.625	612	11.016	10.661	60.865
IL PB PTAB PAUSESTI Mag 1	2.563	2.189	2.121	1.423	2.554	2.639	3.056	1.884	2.086	2.265	1.491	1.862	26.133
IL PB PTA VALEA CHEII 2	1.944	1.403	1.358	1.747	2.137	2.207	2.294	1.604	1.774	1.362	1.497	1.448	20.775
IL PB PTAB BNR	1.979	1.289	1.248	1.836	1.886	1.949	1.727	1.418	1.569	1.020	1.078	1.042	18.041
IL PUBLIC	1.548	1.250	1.209	749	1.209	1.249	1.982	914	1.011	1.594	1.011	978	14.704
IL PB PTA PIETRARI	1.459	1.145	1.109	840	1.109	1.146	4.692	879	974	-825	975	942	14.445
IL PUBLIC PTAB PAUSESTI M.	1.354	990	958	748	958	992	1.734	753	833	1.353	832	808	12.313
IL PB PTA P.MAGLASI 3	0	0	0	0	5.052	1.035	1.598	778	863	1.234	862	834	12.256
IL PB PTAB P. MAGLASI 4	1.097	1.033	1.000	158	974	1.006	974	748	828	673	595	576	9.662
IL PUBLIC	938	798	773	486	773	799	927	598	662	472	661	642	8.529
IL PB PT 2 VLADUCENI	985	712	689	437	689	711	1.149	468	519	1.008	518	502	8.387
IL PB PTA VALEA CHEII 1	1.044	285	276	1.392	746	771	973	650	719	409	496	480	8.241
SEDIU	490	605	586	271	585	605	454	536	592	406	592	152	5.874
CONSILIU POPULAR-SEDIU	199	321	311	380	354	366	206	294	325	156	289	252	3.453
SISTEM MONITORIZARE VIDEO-	260	260	252	260	252	260	260	235	260	252	260	252	3.063
CAMIN CULTURAL	440	250	242	3.214	12.413	12.827	0	0	-27.242	166	280	270	2.860
GRADINITA	110	268	406	-345	281	290	408	272	290	261	226	218	2.685
CENTRU DE ZI SI UNITATE DE	368	192	185	228	187	193	165	188	201	168	182	176	2.433
TEREN SPORTIV	56	32	90	88	0	0	0	0	0	1.618	30	30	1.944
DISPENSAR MEDICAL	-564	0	0	0	0	0	635	0	0	404	100	100	675
ATELIER	113	67	55	21	72	74	-6	72	77	9	59	5	618
CAMIN CULTURAL	10	38	37	82	37	38	52	41	45	5	45	44	474

Loc de consum	Iul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Ian	Feb	Mar	Apr	Mai	Iun	Total
POLIGON AUTO	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
CAMIN CULTURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CAMIN CULTURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
CAMIN CULTURAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
Dispensar veterinar si ves	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
ATELIER MECANIC	-59	22	21	-48	7	7	-20	0	0	-1	15	-5	-61
Total	**48.734**	**13.378**	**13.148**	**14.512**	**34.122**	**31.073**	**21.594**	**13.800**	**-11.989**	**14.624**	**23.110**	**22.269**	**238.375**

Sursa datelor de consum existent: centralizatorul de consum pus la dispoziție de beneficiar (U.A.T. Comuna Păușești-Măglași); prelucrare proprie. Valorile negative reprezintă regularizări ale furnizorului.

19.3. Datele de intrare și rezultatele simulării PVGIS

Parametru	Valoare
Coordonate	45,137° N; 24,248° E
Bază de date radiație	PVGIS-SARAH3
Tehnologie	siliciu cristalin
Putere instalată	290 kWp
Pierderi de sistem	20%
Înclinare / azimut	15° / 0° (sud)
Orizont	calculat
Producție anuală	322.193,05 kWh
Iradiere anuală în planul modulelor	1.531,11 kWh/m²
Variabilitate interanuală	13.492,91 kWh
Pierderi totale	−27,44%

Sursa: raport PVGIS-5, generat la 13.10.2026 (anexat la studiul de fezabilitate).

19.4. Coordonatele parcelei propuse pentru CEF și IS (Stereo 70)

Punct	X [m]	Y [m]
140	406.208,439	440.224,109
141	406.217,204	440.311,077
100	406.199,197	440.313,122
101	406.198,140	440.313,224
135	406.153,537	440.317,621
136	406.147,169	440.289,236
137	406.164,580	440.284,094
138	406.146,868	440.239,161

Punct	X [m]	Y [m]
139	406.177,120	440.231,394

Sursa: plan topografic sc. 1:500, PFA Rizea Ioana Marina. Suprafața calculată din coordonate: 4.999 m² (5.000 m² conform planului).

19.5. Tabelul de calcul al indicatorilor de autoconsum și fișa de parametri minimi

Mărime	Simbol	Valoare	U.M.	Document suport
Consum anual de referință	C_an	325.175	kWh/an	centralizator consum (beneficiar) + prezentul audit
Producția anuală estimată	P_an	322.193	kWh/an	raport PVGIS
Raport de dimensionare pentru autoconsum	R_ac	0,991	–	calcul
Putere instalată CEF	P_PV	290	kW	fișă parametri minimi
Putere nominală stocare (încărcare/descărcare)	P_stoc	290	kW	fișă parametri minimi
Raport de putere a stocării	R_P	1,00	–	calcul
Capacitate nominală de stocare	E_stoc	580	kWh	fișă parametri minimi

Parametru minim asumat (fără indicarea mărcilor)	Valoare minimă
Putere instalată module fotovoltaice	≥ 290 kWp (ex. 500 × 580 Wp)
Putere nominală invertoare (c.a.)	≥ 290 kW (ex. 2 × 125 kW + 1 × 40 kW)
Putere nominală sistem de stocare (încărcare / descărcare)	≥ 290 kW
Capacitate nominală sistem de stocare	≥ 580 kWh și ≤ 1.160 kWh
Tehnologie stocare	litiu-fier-fosfat (LFP) sau echivalent, exclus Pb, NiCd, NiMH
Sistem de management dinamic al puterii	plafonarea injecției la puterea aprobată, maximum 400 kW
Pompe de căldură – capacitate nominală totală	250 kW (A7/W35), ≥ 183 kW la A−15/W55
Pompe de căldură – SCOP	≥ 3,5, climat mediu, aplicație 55 °C (SR EN 14825)

19.6. Documente puse la dispoziție de beneficiar

- Centralizatorul de consum de energie electrică „COMUNA PAUSESTI MAGLASI 15.09.2026 CONSUMURI" (martie 2025 – august 2026);

- extrasele de carte funciară nr. 39156 (04.02.2026), nr. 35677 și nr. 35085 și releveele clădirilor (Școala veche – 2017, Dispensar – 2017, Grădinița – 2025);
- planul de încadrare în zonă (sc. 1:5000) și planul topografic (sc. 1:500) ale amplasamentului CEF – PFA Rizea Ioana Marina;
- raportul PVGIS-5 pentru CEF de 290 kWp și soluția tehnică CEF 290 kW / IS 290 kW – 580 kWh / PDC 250 kW;
- Nota tehnică de dimensionare a pompelor de căldură.

PLAN DE AMPLASAMENT

Denumire obiectiv de investiții

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI POMPE DE CALDURĂ, PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

Beneficiar

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Faza

SF

PLAN DE AMPLASAMENT

OCTOMBRIE 2026

Elaborator și contractant General

Asocierea GOODARTOFNOON SRL - POWERGRID SOLUTIONS SRL

Lider Asocierea - GOODAROFNOON SRL

Reprezentant legal

Ruxandra Soare

Proiectant de Specialitate

PAD CORPORATE SRL – ANRE Bp 19395/2023

Reprezentant legal

Alexandru Drăghici

Comitet de elaborare

Ing. Marian D. Barbu – ANRE IIIA/IIIB

Dr. Ing. Andrei Tudose

Ing. Gheorghe Dunitru ANRE IIA 201813322/2018

European Commission

Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

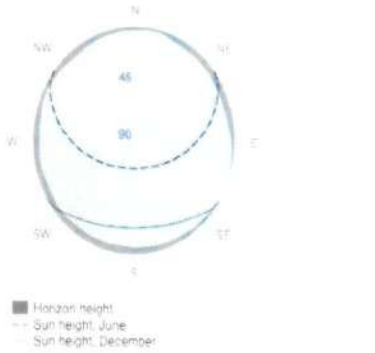
Provided inputs:

Latitude/Longitude:	45.137,24.248
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH3
PV technology:	Cryst Sil Original
PV installed:	290 kWp
System loss:	20 %

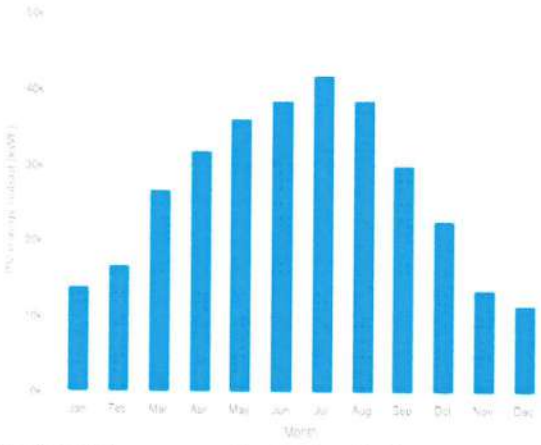
Simulation outputs

Slope angle:	15 °
Azimuth angle:	0 °
Yearly PV energy production:	322193.05 kWh
Yearly in-plane irradiation:	1531.11 kWh/m²
Year-to-year variability:	13492.91 kWh
Changes in output due to:	
Angle of incidence:	-3.16 %
Spectral effects:	1.12 %
Temperature and low irradiance:	-7.38 %
Total loss:	-27.44 %

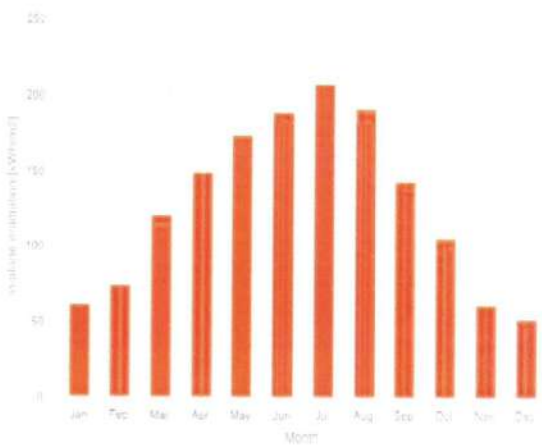
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	13970.7	61.6	2836.6
February	16767.2	73.8	3214.0
March	26732.7	120.9	4228.1
April	31857.1	149.4	4093.3
May	36082.1	173.9	3012.1
June	38505.5	189.1	3080.1
July	41884.9	208.0	2798.7
August	38604.0	191.0	2965.9
September	29956.1	143.9	2558.5
October	22675.3	105.5	4114.7
November	13543.8	61.7	2215.3
December	11613.8	52.2	2924.8

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

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

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

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Joint Research Centre

PVGIS ©European Union, 2001-2026.
Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

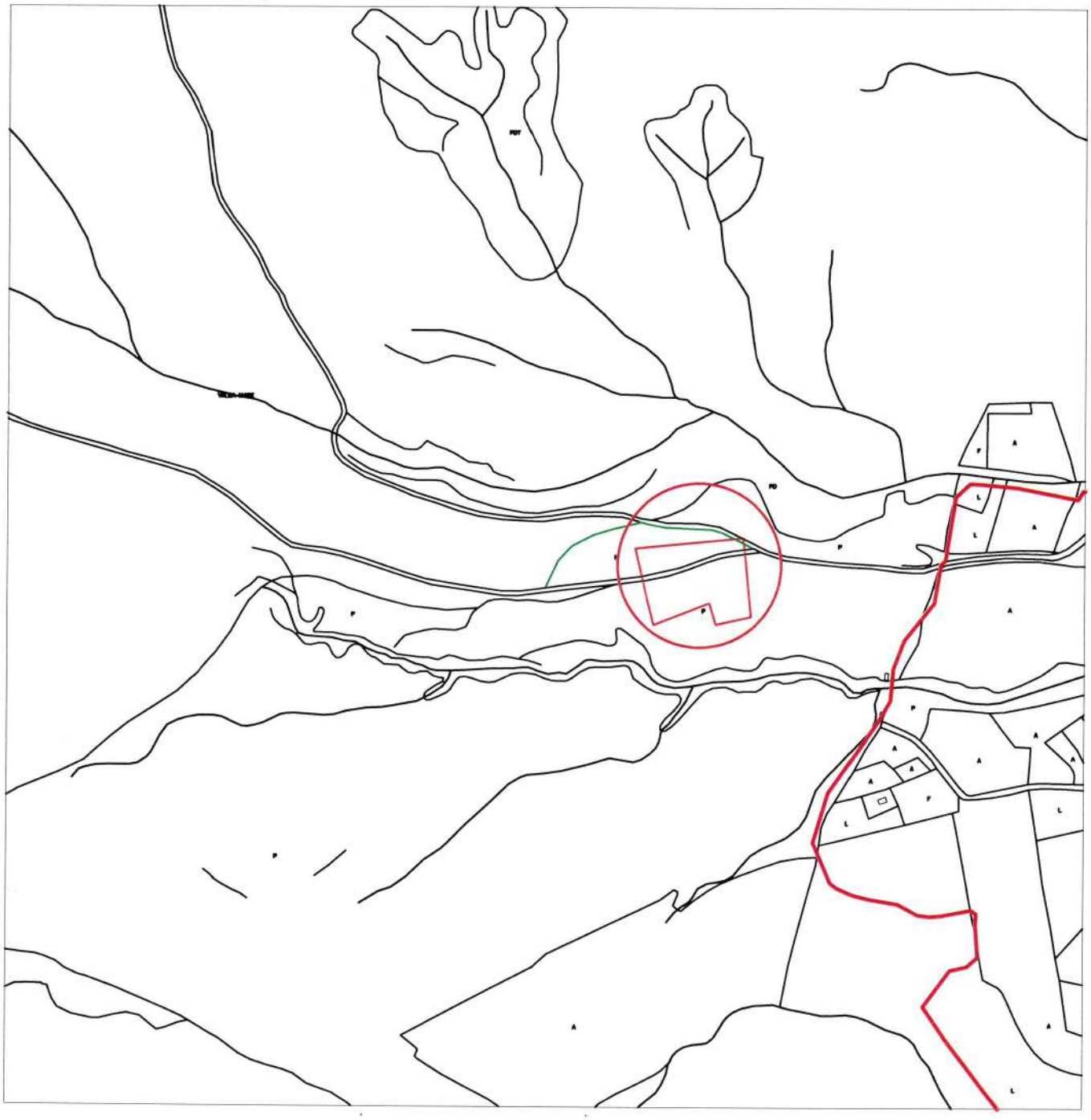
Report generated on 2026/10/13

PLAN DE INCADRARE IN ZONA

SCARA 1 : 5000

L - 35 - 97 - C - b - 2 - II

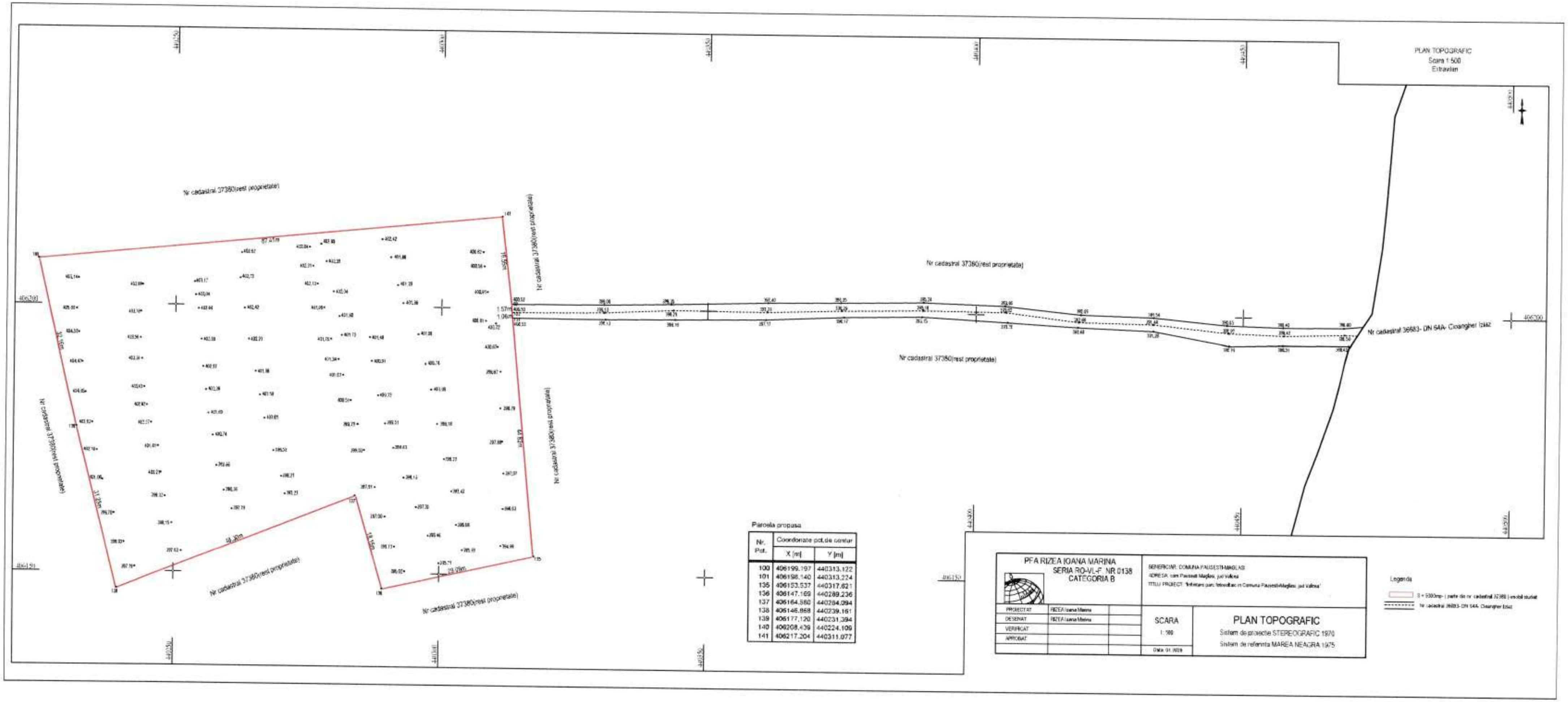
UAT: Pausesti-Maglasi



Amplasament studiat

Limita intravilan

PFA RIZEA IOANA MARINA Com. Olanu Jud. Valcea			BENEFICIAR: COMUNA PAUSESTI-MAGLASI ADRESA: com Pausesti Maglasi, judetul Valcea TITLU PROIECT: "Infiintare parc fotovoltaic in Comuna Pausesti-Maglasi, jud Valcea"	NR. PROIECT
PROIECTAT	Rizea Ioana Marina		SCARA 1: 500 Data: 10.2026	PLAN DE INCADRARE IN ZONA Sistem de proiectie STEREOGRAFIC 1970 Sistem de referinta MAREA NEAGRA 1975
DESENAT	Rizea Ioana Marina			
VERIFICAT				
APROBAT				



Parcela propusa

Nr. Pct.	Coordonate pct.de contur	
	X [m]	Y [m]
100	406199.197	440313.122
101	406198.140	440313.224
135	406153.537	440317.621
136	406147.169	440289.236
137	406164.580	440284.094
138	406146.868	440239.161
139	406177,120	440231,394
140	406208,439	440224,109
141	406217.204	440311.077

Anexa nr. 2 la H.C.L. nr. 52/16.10.2026

INDICATORI DE PROIECT

Parametru de intrare	Valoare	UM	Sursă	Explicație	Condiție
Număr panouri fotovoltaice	500	buc.	SF / proiectare	Input	
Putere nominală panou	0.58	kWp/buc.	Fișă tehnică	Input	
Număr invertoare	3	buc.	SF / proiectare (2 × 125 kW + 1 × 40 kW)	Input	
Putere nominală totală invertoare AC	290	kW	Fișă parametri minimi	Input	
Producție anuală estimată P_an	322.193	MWh/an	Raport PVGIS-SARAH3	Input	
Capacitate nominală BESS E_stoc	0.58	MWh	SF / fișă BESS	Input	
Putere nominală BESS P_stoc	290	kW	SF / fișă BESS	Input	
Capacitate nou instalată PDC	250	kW	Nota tehnică PDC (9 unități aer-apă R290)	Input	
Factor emisii FE	0.5885	tCO_2/MWh	Ghid / ANRE	Fix	
Durata analiză	20	ani	Ghid	Fix	

Indicator	Valoare	UM	Formula conform Ghid	Model calcul	Condiție
I.1 Capacitate nou instalată PV	0.29	MW	min(P_panouri; P_invertoare AC) / 1000	MIN(n_panouri×kWp; ΣP_inv)/1000	Se ia valoarea minimă
I.2 Reducerea anuală estimată GES	189.6105805	tCO_2/an	I.3 × 0,5885	=I.3×FE	Indicator anual
I.3 Producția medie anuală RES	322.193	MWh/an	Rezultat simulare SF	=P_an	Raport simulare
I.4 Producția totală 20 ani	6443.86	MWh	I.3 × 20	=I.3×20	Durată 20 ani
I.5 Factor de capacitate	12.68%	%	I.3/(I.1×8760)	=I.3/(I.1×8760)	Control coerență
I.6 Capacitate stocare	0.58	MWh	Capacitate nominală BESS	=E_stoc	Corelat cu AC.5
I.7 Capacitate PDC	250	kW	Capacitate nou instalată PDC	=P_PDC	Doar dacă proiectul include PDC

INDICATORI AC.1 – AC.5 | Autoconsum și stocare

Parametru	Valoare	UM	Document suport	Formula / metodologie	Condiție	Status	Observații
Consum existent – 12 luni consecutive (iul. 2025 – iun. 2026), 47 POD	238375	kWh/an	Centralizator consum pus la dispoziție de beneficiar; audit electroenergetic	Σ consum 12 luni			
Consum viitor suplimentar justificat – pompe de [illegible]	86800	kWh/an	Audit electroenergetic / Nota tehnică PDC	Input separat			
AC.2 Producția anuală estimată P_an	322193	kWh/an	Raport PVGIS-SARAH3	Input			
Putere instalată eligibilă PV P_PV	290	kW	SF	Link I.1			
Putere nominală stocare P_stoc	290	kW	SF / BESS	Input			
Capacitate nominală stocare E_stoc	580	kWh	SF / BESS	Input			

Indicator	Valoare	UM	Formula Ghid	Model calcul	Condiție	Status	Explicație
AC.1 Consum anual de referință	325175	kWh/an	Σ C_lună 12 luni + consum PDC	=input C_an	Audit electroenergetic	OK	
AC.2 Producția anuală estimată	322193	kWh/an	Conform simulării SF	=input P_an	Raport simulare	OK	
AC.3 Raport autoconsum R_ac	0.991	x	P_an / C_an	=AC.2/AC.1	≤1,10; peste doar justificat	CONFORM	
AC.4 Raport putere stocare R_P	1.00x	x	P_stoc / P_PV	=P_stoc/P_PV	≥1,00	CONFORM	
AC.5 Capacitate stocare	2.00x	h echiv.	E_stoc / P_PV	=E_stoc/P_PV	între 2 și 4 ore	CONFORM	

CONTROL SUPLIMENTAR – CONSUM VIITOR JUSTIFICAT				
Consum total justificat (istoric + viitor)	325175	kWh/an	=C_an+consum viitor	Control justificare AC.3
R_ac ajustat orientativ	0.99x	x	=P_an/(C_an+consum viitor)	Identic cu AC.3 (C_an include consumul PDC)
Încadrare orientativă AC.3	CONFORM FĂRĂ EXCEPȚIE	-	Control	Pentru justificarea consumului viitor

Dimensionare BESS	Valoare	UM	Formula	Status
Capacitate minimă BESS	580	kWh	2×P_PV	
Capacitate maximă BESS	1160	kWh	4×P_PV	
Capacitate propusă BESS	580	kWh	E_stoc	CONFORM
Putere minimă BESS	290	kW	P_PV	CONFORM

Anexa nr. 3 la H.C.L. nr. 52/16.10.2026

DEVIZ GENERAL AL OBIECTIVULUI DE INVESTITII

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI POMPE DE CĂLDURĂ, PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Cap./Subcap.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA [LEI]	TVA [LEI]	Valoare cu TVA [LEI]
1	**Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:**	**-**	**-**	**-**
1.1	Obținerea terenului	-	-	-
1.2	Amenajarea terenului	-	-	-
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
2	Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	150,000.00	31,500.00	181,500.00
3	**Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:**	**403,500.00**	**84,735.00**	**488,235.00**
3.1	**Studii**	**-**	**-**	**-**
3.1.1	Studii de teren	-	-	-
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3	Alte studii specifice - Audit energetic	-	-	-
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	5,000.00	1,050.00	6,050.00
3.3	Expertizare tehnică	-	-	-
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5	**Proiectare**	**282,500.00**	**59,325.00**	**341,825.00**
3.5.1	Temă de proiectare	-	-	-
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	-	-	-
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	150,000.00	31,500.00	181,500.00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	22,500.00	4,725.00	27,225.00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	10,000.00	2,100.00	12,100.00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	100,000.00	21,000.00	121,000.00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7	**Consultanță**	**105,000.00**	**22,050.00**	**127,050.00**
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	100,000.00	21,000.00	121,000.00
3.7.2	Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-
3.7.3	Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	5,000.00	1,050.00	6,050.00
3.8	**Asistență tehnică**	**11,000.00**	**2,310.00**	**13,310.00**
3.8.1	**Asistență tehnică din partea proiectantului**	**5,000.00**	**1,050.00**	**6,050.00**
3.8.1.1	Pe perioada de execuție a lucrărilor	2,500.00	525.00	3,025.00
3.8.1.2	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	2,500.00	525.00	3,025.00
3.8.2	Dirigenție de șantier	5,000.00	1,050.00	6,050.00
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate și sănătate, conform HG nr. 300/2006, cu modificările ulterioare	1,000.00	210.00	1,210.00
4	**Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:**	**1,177,640.00**	**247,304.40**	**1,424,944.40**
4.1	Construcții și instalații	103,700.00	21,777.00	125,477.00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	45,590.00	9,573.90	55,163.90
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1,023,350.00	214,903.50	1,238,253.50
4.3.1	Capacități de producție a energiei electrice din surse regenrabile - Centrale Electrice Fotovoltaice	487,950.00	102,469.50	590,419.50
4.3.2	Instalații de stocare	307,400.00	64,554.00	371,954.00
4.3.3.	Sisteme de pompe de căldură	228,000.00	47,880.00	275,880.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport		-	-
4.5	Dotări	5,000.00	1,050.00	6,050.00
4.6	Active necorporale	-	-	-
5	**Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:**	**6,177.64**	**1,297.30**	**7,474.94**
5.1	**Organizare de șantier**	**-**	**-**	**-**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	**-**	**-**	**-**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-	-	-
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-	-	-
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-	-	-
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-	-	-
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-	-	-
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	1,177.64	247.30	1,424.94
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5,000.00	1,050.00	6,050.00
6	**Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste - total, din care:**	**-**	**-**	**-**
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-
6.2	Probe tehnologice și teste	-	-	-
7	**Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**	**-**	**-**	**-**
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	-	-	-
	TOTAL GENERAL	**1,737,317.64**	**364,836.70**	**2,102,154.34**
	din care C+M	**299,290.00**	**62,850.90**	**362,140.90**

DEVIZ GENERAL EURO – U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA				
Cap./Subcap.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA [EUR]	TVA [EUR]	Valoare cu TVA [EUR]
1	**Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:**	**-**	**-**	**-**
1.1	Obținerea terenului	-	-	-
1.2	Amenajarea terenului	-	-	-
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
2	Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	28,109.36	5,902.97	34,012.33
3	**Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:**	**75,614.19**	**15,878.98**	**91,493.17**
3.1	**Studii**	**-**	**-**	**-**
3.1.1	Studii de teren	-	-	-
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3	Alte studii specifice	-	-	-
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	936.98	196.77	1,133.74
3.3	Expertizare tehnică	-	-	-
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5	**Proiectare**	**52,939.30**	**11,117.25**	**64,056.56**
3.5.1	Temă de proiectare	-	-	-
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	-	-	-
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	28,109.36	5,902.97	34,012.33
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	4,216.40	885.44	5,101.85
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	1,873.96	393.53	2,267.49
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	18,739.58	3,935.31	22,674.89
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7	**Consultanță**	**19,676.55**	**4,132.08**	**23,808.63**
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	18,739.58	3,935.31	22,674.89
3.7.2	Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-
3.7.3	Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	936.98	196.77	1,133.74
3.8	**Asistență tehnică**	**2,061.35**	**432.88**	**2,494.24**
3.8.1	**Asistență tehnică din partea proiectantului**	**936.98**	**196.77**	**1,133.74**
3.8.1.1	Pe perioada de execuție a lucrărilor	468.49	98.38	566.87
3.8.1.2	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	468.49	98.38	566.87
3.8.2	Dirigenție de șantier	936.98	196.77	1,133.74
3.8.3.	Coordonator în materie de securitate și sănătate, conform HG nr. 300/2006, cu modificările ulterioare	187.40	39.35	226.75
4	**Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:**	**220,684.74**	**46,343.80**	**267,028.54**
4.1	Construcții și instalații	19,432.94	4,080.92	23,513.86
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	8,543.37	1,794.11	10,337.48
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	191,771.45	40,272.00	232,043.46
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	-
4.5	Dotări	936.98	196.77	1,133.74
4.6	Active necorporale	-	-	-
5	**Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:**	**1,157.66**	**243.11**	**1,400.77**
5.1	**Organizare de șantier**	**-**	**-**	**-**
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	**-**	**-**	**-**
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-	-	-
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-	-	-
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-	-	-
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-	-	-
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-	-	-
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	220.68	46.34	267.03
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	936.98	196.77	1,133.74
6	**Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste - total, din care:**	**-**	**-**	**-**
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-
6.2	Probe tehnologice și teste	-	-	-
7	**Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**	**-**	**-**	**-**
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	-	-	-
TOTAL GENERAL		**325,565.96**	**68,368.85**	**393,934.81**
din care C+M		**56,085.68**	**11,777.99**	**67,863.67**

Anexa nr. 4 la H.C.L. nr. 52/16.10.2026

BUGET GENERAL AL OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII

CAPACITĂȚI NOI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE, CU INSTALAȚIE DE STOCARE ȘI POMPE DE CĂLDURĂ, PENTRU AUTOCONSUM UAT COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUD. VÂLCEA

U.A.T. COMUNA PĂUȘEȘTI-MĂGLAȘI, JUDEȚUL VÂLCEA

Data întocmirii SF / model	**13.10.2026**
Curs BCE LEI/EUR	**5.3363**
Data curs BCE	**13.10.2026**
Tip instalație	**Cu pompe de căldură**
TVA aferent cheltuielilor este eligibil?	**NU – TVA nerecuperabil, dar neeligibil (suportat de UAT)**
Plafon ajutor EUR/MW fără TVA	**1100000**
Limită ajutor / beneficiar EUR	**10000000**
Putere instalată în PV MW	**0.29**

Denumirea capitolelor de cheltuieli	Cheltuieli eligibile [EUR]	Cheltuieli neeligibile [EUR]	Total [EUR]
1 Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:	**-**	**-**	**-**
1.1 Obținerea terenului	-	-	-
1.2 Amenajarea terenului	-	-	-
1.3 Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4 Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
2 Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	**28,109.36**	5,902.97	34,012.33
3 Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:	**75,614.19**	**15,878.98**	**91,493.17**
3.1 Studii	**-**	**-**	**-**
3.1.1 Studii de teren	-	-	-
3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-
3.1.3 Alte studii specifice	-	-	-
3.2 Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	**936.98**	196.77	1,133.74
3.3 Expertizare tehnică	-	-	-
3.4 Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5 Proiectare	**52,939.30**	**11,117.25**	**64,056.56**
3.5.1 Temă de proiectare	-	-	-
3.5.2 Studiu de prefezabilitate	-	-	-
3.5.3 Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	**28,109.36**	5,902.97	34,012.33
3.5.4 Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	**4,216.40**	885.44	5,101.85
3.5.5 Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	**1,873.96**	393.53	2,267.49
3.5.6 Proiect tehnic și detalii de execuție	**18,739.58**	3,935.31	22,674.89
3.6 Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7 Consultanță	**19,676.55**	**4,132.08**	**23,808.63**
3.7.1 Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	**18,739.58**	3,935.31	22,674.89
3.7.2 Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	**-**	-	-
3.7.3 Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	**936.98**	196.77	1,133.74
3.8 Asistență tehnică	**2,061.35**	**432.88**	**2,494.24**
3.8.1 Asistență tehnică din partea proiectantului	**936.98**	**196.77**	**1,133.74**
3.8.1.1 Pe perioada de execuție a lucrărilor	**468.49**	98.38	566.87
3.8.1.2 Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	**468.49**	98.38	566.87
3.8.2 Dirigenție de șantier	**1,124.37**	196.77	1,133.74
4 Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:	**220,684.74**	**46,343.80**	**267,028.54**
4.1 Construcții și instalații	19,432.94	4,080.92	23,513.86
4.2 Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	8,543.37	1,794.11	10,337.48
4.3 Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	191,771.45	40,272.00	232,043.46
4.4 Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	-
4.5 Dotări	936.98	196.77	1,133.74
4.6 Active necorporale	-	-	-
5 Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:	**1,157.66**	**243.11**	**1,400.77**
5.1 Organizare de șantier	**-**	**-**	**-**
5.1.1 Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-
5.1.2 Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-
5.2 Comisioane, cote, taxe, costul creditului	**-**		
5.2.1 Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-		
5.2.2 Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-		
5.2.3 Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-		
5.2.4 Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-		
5.2.5 Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-		
5.3 Cheltuieli diverse și neprevăzute	220.68	46.34	267.03
5.4 Cheltuieli pentru informare și publicitate	936.98	196.77	1,133.74

6 Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste - total, din care:	-	-	-
6.1 Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-
6.2 Probe tehnologice şi teste	-	-	-
7 Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget şi rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ	-	-	-
7.1 Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-
7.2 Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preţ	-	-	-
Ajustare plafon ajutor public (transfer eligibil → neeligibil)	(6,565.96)	6,565.96	-
TOTAL GENERAL cu TVA	**319,000.00**	**74,934.81**	**393,934.81**
SINTEZĂ	**LEI**	**EURO**	
VALOARE TOTALĂ	2,102,154.34	393,934.81	
VALOARE ELIGIBILĂ	1,702,279.70	319,000.00	
VALOARE NEELIGIBILĂ	399,874.64	74,934.81	
Plan Financiar	**Eligibil EUR**	**Neeligibil EUR**	**Total EUR**
Ajutor public nerambursabil (fără TVA)	319,000.00	-	319,000.00
Cofinanţare proprie	-	74,934.81	74,934.81
TOTAL PROIECT	319,000.00	74,934.81	393,934.81
Procent contribuţie publică	1.00		
Avans solicitat	-		
Procent avans solicitat	-		
Control plafon	OK		

BUGET ELIGIBIL/NEELIGIBIL					
Cap./Subcap.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Eligibil [EUR]	Neeligibil [EUR]	Total cu TVA [EUR]	Control
1	**Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului - total, din care:**	-	-	-	OK
1.1	Obținerea terenului	-	-	-	OK
1.2	Amenajarea terenului	-	-	-	OK
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-	OK
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-	OK
2	**Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**	**28,109.36**	**5,902.97**	**34,012.33**	OK
3	**Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică - total, din care:**	**75,614.19**	**15,878.98**	**91,493.17**	OK
3.1	**Studii**	-	-	-	OK
3.1.1	Studii de teren	-	-	-	OK
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	-	-	-	OK
3.1.3	Alte studii specifice	-	-	-	OK
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	**936.98**	196.77	**1,133.74**	OK
3.3	Expertizare tehnică	-	-	-	OK
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-	OK
3.5	**Proiectare**	**52,939.30**	**11,117.25**	**64,056.56**	OK
3.5.1	Temă de proiectare	-	-	-	OK
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	-	-	-	OK
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	**28,109.36**	5,902.97	**34,012.33**	OK
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	**4,216.40**	885.44	**5,101.85**	OK
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	**1,873.96**	393.53	**2,267.49**	OK
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	**18,739.58**	3,935.31	**22,674.89**	OK
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-	OK
3.7	**Consultanță**	**19,676.55**	**4,132.08**	**23,808.63**	OK
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	**18,739.58**	**3,935.31**	**22,674.89**	OK
3.7.2	Auditul privind ponderea activităților economice (≤20% din capacitatea anuală globală), dacă este cazul	-	-	-	OK
3.7.3	Auditul financiar pentru certificarea cheltuielilor solicitate la cererea de rambursare/plată	**936.98**	196.77	**1,133.74**	OK
3.8	**Asistență tehnică**	**2,061.35**	**432.88**	**2,494.24**	OK
3.8.1	**Asistență tehnică din partea proiectantului**	**936.98**	**196.77**	**1,133.74**	OK
3.8.1.1	Pe perioada de execuție a lucrărilor	**468.49**	98.38	**566.87**	OK
3.8.1.2	Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor	**468.49**	98.38	**566.87**	OK

3.8.2	Dirigenție de șantier	936.98	196.77	1,133.74	OK
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate, conform HG nr. 300/2006, cu modificările ulterioare	187.40	39.35	226.75	OK
4	**Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază - total, din care:**	**220,684.74**	**46,343.80**	**267,028.54**	OK
4.1	Construcții și instalații	19,432.94	4,080.92	23,513.86	OK
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	8,543.37	1,794.11	10,337.48	OK
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	191,771.45	40,272.00	232,043.46	OK
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	-	-	-	OK
4.5	Dotări	936.98	196.77	1,133.74	OK
4.6	Active necorporale	-	-	-	OK
5	**Capitolul 5 Alte cheltuieli - total, din care:**	**1,157.66**	**243.11**	**1,400.77**	OK
5.1	**Organizare de șantier**	-	-	-	OK
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	-	-	-	OK
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	-	-	-	OK
5.2	**Comisioane, cote, taxe, costul creditului**	-	-	-	OK
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-	-	-	OK
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	-	-	-	OK
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor	-	-	-	OK
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	-	-	-	OK
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	-	-	-	OK
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	220.68	46.34	267.03	OK
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	936.98	196.77	1,133.74	OK
6	**Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste - total, din care:**	-	-	-	OK
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	-	-	-	OK
6.2	Probe tehnologice și teste	-	-	-	OK
7	**Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**	-	-	-	OK
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget (25% din baza prevăzută în formular/HG 907)	-	-	-	OK
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	-	-	-	OK
	TOTAL GENERAL (înainte de aplicarea plafonului)	**325,565.96**	**68,368.85**	**393,934.81**	OK
	Plafon ajutor public: 1.100.000 €/MW × P_PV (fără TVA)	**319,000.00**			
	Depășire plafon – transferată la neeligibil (suportată de UAT)	(6,565.96)	6,565.96	-	
	TOTAL GENERAL după aplicarea plafonului	**319,000.00**	**74,934.81**	**393,934.81**	OK

Notă: eligibilitate conform tabelului „Categorii de cheltuieli eligibile" din Ghid (cap. 1.7); TVA neeligibil (suportat de UAT); consultanță/management eligibil max. 20.000 € fără TVA; sumele peste plafonul de 1.100.000 €/MW sunt în sarcina beneficiarului.