România
Judeţul Harghita
Consiliul Judeţean

HOTĂRÂREA Nr. 265 / 2026
privind aprobarea Studiului de fezabilitate şi a principalilor indicatori tehnico-economici privind proiectul „Asigurarea autoconsumului din surse fotovoltaice cu stocare pentru centrele sociale ale DGASPC Harghita din localităţile Frumoasa şi Tulgheş”, finanţat în cadrul Fondului pentru Modernizare – Programul-cheie 1 „Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei”, apelul **„Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacităţi de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entităţi publice”**

Consiliul Judeţean Harghita

Având în vedere Referatul de aprobare nr. 399/2026, iniţiat de către preşedintele Consiliului Judeţean Harghita, domnul Bíró Barna Botond, la propunerea Direcţiei Generale de Asistentă Socială şi Protecţia Copilului Harghita, se propune aprobarea Studiului de fezabilitate şi a principalilor indicatori tehnico-economici privind proiectul „Asigurarea autoconsumului din surse fotovoltaice cu stocare pentru centrele sociale ale DGASPC Harghita din localităţile Frumoasa şi Tulgheş”, finanţat în cadrul Fondului pentru Modernizare – Programul-cheie 1 „Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei”, apelul „Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacităţi de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entităţi publice”, Referatul de justificare a urgenţei nr. 400 /2026, Raportul de specialitate nr. 246612 /2026 al Serviciului administraţie publică şi avizare acte administrative, Raportul de specialitate nr. 246361/2026 Direcţiei economice, Temă de proiectare nr. F2646/2026 Notă conceptuală nr. F2637/2026

Luând în considerare avizul favorabil al Comisiei economice şi investiţii, respectiv avizul favorabil al Comisiei tehnico-economice nr. 246133/2026;

În conformitate cu prevederile art. 7 din Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare şi conţinutul-cadru al documentaţiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiţii finanţate din fonduri publice, cu modificările şi completările ulterioare, ale art. 14, alin. (4) şi art. 44, alin. (1) din Legea nr.273/2006 privind finanţele publice locale, cu modificările şi completările ulterioare, ale prevederilor art. V, alin. (1) şi (4) din Ordonanţa de Urgenţă nr. 26/2012 privind unele măsuri de reducere a cheltuielilor publice şi întărirea disciplinei financiare şi de modificare şi completare a unor acte normative, cu modificările şi completările ulterioare;

În temeiul prevederilor art. 173 alin. (1) lit. b), coroborate cu prevederile alin (3) lit f) şi alin. (7) lit a), precum şi art 196 alin. (1) lit a) din Ordonanţa de Urgenţă a Guvernului nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările şi completările ulterioare;

HOTĂRĂŞTE :

Art. 1. Se aprobă Studiul de fezabilitate şi indicatorii tehnico-economici pentru proiectul „Asigurarea autoconsumului din surse fotovoltaice cu stocare pentru centrele sociale ale DGASPC Harghita din localităţile Frumoasa şi Tulgheş”, finanţat în cadrul Fondului pentru

Modernizare – Programul-cheie 1 „Surse regenerabile de energie şi stocarea energiei", apelul „Sprijinirea investiţiilor în noi capacităţi de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacităţi de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entităţi publice", conform Proiectului nr. elaborat de S.C. RENDER BAU CONSTRUCT S.R.L.- în calitate de proiectant, în valoare de 1.183.261,00 lei inclusiv TVA, conform Devizului general şi a indicatorilor tehnico-economici, din care valoarea eligibilă, reprezentând valoarea finanţării nerambursabile din cadrul programului respectiv ajutorul public nerambursabil solicitat este de 722.878,34 de lei fără TVA, valoare neeligibilă 255.622,52 lei fără TVA fiind suportat de beneficiarul Direcţia Generală de Asistenţă Socială şi Protecţia Copilului Harghita cu angajamentul Consiliului Judeţean Harghita, cuprins în Anexa 1 care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art. 2. Cu aducerea la îndeplinire a prevederilor prezentei hotărâri se încredinţează preşedintele Consiliului Judeţean Harghita, prin Direcţia Generală de Asistenţă Socială şi Protecţia Copilului Harghita în colaborare cu Direcţia economică şi Direcţia proiecte programe

Art. 3. Hotărârea se comunică, de către Serviciul administraţie publică şi avizare acte administrative - Compartimentul Cancelaria Consiliului Judeţean Harghita: Preşedintelui Consiliului Judeţean Harghita, dl. Bíró Barna-Botond, vicepreşedinţilor Consiliului Judeţean Harghita, Direcţiei economice, Direcţiei proiecte şi programe, Direcţiei Generale de Asistenţă Socială şi Protecţia Copilului Harghita, precum şi Instituţiei Prefectului Judeţului Harghita.

M-CVC, 29.10.2026

PREŞEDINTE,
Bíró Barna-Botond

CONTRASEMNEAZĂ,
SECRETARUL GENERAL AL JUDEŢULUI,
Balogh Krisztina

ROMÂNIA
JUDEŢUL HARGHITA
CONSILIUL JUDEŢEAN
DIRECŢIA GENERALĂ DE ASISTENŢĂ
SOCIALĂ ŞI PROTECŢIA COPILULUI

Anexa nr. 1 la
Hotărârea Consiliului Judeţean Harghita
nr. 265/2026

Studiul de fezabilitate şi indicatorii tehnico-economici pentru proiectul
„Asigurarea autoconsumului din surse fotovoltaice cu stocare pentru centrele sociale ale DGASPC Harghita din localităţile Frumoasa şi Tulgheş"

PREŞEDINTE
Bíró Barna-Botond

DIRECTOR GENERAL
Elekes Zoltán

Miercurea Ciuc, 29 octombrie 2026

Comisia Europeană

Finanțat de Uniunea Europeană
Sistemul de comercializare a certificatelor de emisii
Fondul pentru modernizare

STUDIU DE FEZABILITATE

elaborat conform HG nr. 907/2016 cu modificările și completările ulterioare, adaptat corespunzător specificului și complexității investiției, în conformitate cu nota *1) din Anexa 4.

Titlul proiectului:

ASIGURAREA AUTOCONSUMULUI DIN SURSE FOTOVOLTAICE CU STOCARE PENTRU CENTRELE SOCIALE ALE DGASPC HARGHITA DIN LOCALITĂȚILE FRUMOASA ȘI TULGHEȘ

Solicitant: DIRECȚIA GENERALĂ DE ASISTENȚĂ SOCIALĂ ȘI PROTECȚIA COPILULUI HARGHITA

Fondul pentru Modernizare

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

2026

Comisia Europeană

Finanțat de Uniunea Europeană
Sistemul de comercializare a certificatelor de emisii
Fondul pentru modernizare

FOAIE DE CAPĂT

Denumirea obiectivului de investiții:	**ASIGURAREA AUTOCONSUMULUI DIN SURSE FOTOVOLTAICE CU STOCARE PENTRU CENTRELE SOCIALE ALE DGASPC HARGHITA DIN LOCALITĂȚILE FRUMOASA ȘI TULGHEȘ**
Amplasament:	Comuna Frumoasa, sat Frumoasa, str. Bisericii nr. 268/B, județul Harghita (Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa) Comuna Tulgheș, sat Tulgheș, str. Principală nr. 32, județul Harghita (Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș)
Faza de proiectare:	Studiu de fezabilitate
Data elaborării:	01.10.2026
Data actualizării:	**21.10.2026**
Beneficiar:	**DIRECȚIA GENERALĂ DE ASISTENȚĂ SOCIALĂ ȘI PROTECȚIA COPILULUI HARGHITA** Cod unic de înregistrare: 9798918 Sediu beneficiar: Municipiul Miercurea Ciuc, str. Szék nr. 152, județul Harghita, cod poștal 530203 E-mail: office@dgaspchr.ro, secretariat@dgaspchr.ro Telefon: +40 733 553 058 Reprezentant legal: Elekes Zoltán – director general
Proiectant:	**RENDER BAU CONSTRUCT S.R.L.** Sediu: com. Racu, sat. Gârciu, nr.79, jud. Harghita Cod unic de înregistrare: 40399467 Nr. ORC: J2019000021199 E-mail: office@rbcconstruct.ro Telefon: +40 741 675 408 Reprezentant legal: Udvari Áron – Administrator Proiectant de specialitate: ing. Gegő Andor
Consultant:	

CUPRINS

1 INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII 5
1.1 Denumirea obiectivului de investiții 5
1.2 Ordonator principal de credite/investitor 5
1.3 Ordonator de credite (secundar/terțiar) după caz 5
1.4 Beneficiarul investiției 5
1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate 5
2 SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII PROIECTULUI DE INVESTIȚII 6
2.1 Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză 6
2.2 Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație și acorduri relevante, structure instituționale și financiare 6
2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor 10
2.4 Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții 16
2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice 17
2.6 Indicatori pentru demonstrarea autoconsumului și dimensionarea stocării (AC.1 - AC.5) 19
3 IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARII/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII 20
3.1 Particularități ale amplasamentului 27
3.2 Date tehnice și funcționale ale obiectivului de investiții: 32
3.3 Costurile estimative ale investiției 43
3.4 Studii de specialitate 55
3.5 Grafice orientative de realizare a investiției 56
4 ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPȚIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUS(E) 57
4.1 Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință 57
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 58
4.5 Analiza cererii de bunuri și servicii care justifică dimensionarea obiectivului de investiții 59
4.6 Analiza financiară 59
4.7 Analiza economică 71
4.8 Analiza de senzitivitate 71
4.9 Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 72
5 SCENARIUL/OPȚIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă) 74
5.1 Comparația scenariilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor 74

5.2 Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)..... 75
5.3 Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) 75
5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții..... 76
5.5 Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii..... 76
5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite, în măsura în care sunt apilcabile în această etapă 78
6 URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME 79
6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire pentru imobilele înscrise în următoarele Cărți Funciare: 79
6.2 Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 79
6.3 Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare al impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică..... 79
6.4 Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară 79
6.5 Avize conforme privind asigurarea utilităților 79
6.6 Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice..... 79
7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI 80
7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției 80
7.2 Strategia de implementare..... 80
7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere: 80
7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale..... 80
8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI 81
II. Anexe

I. PIESE SCRISE

1 INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

Scop: Investiții în producerea energiei electrice din surse regenerabile solare, cu stocare integrată, pentru autoconsumul entităților publice, finanțate din Fondul pentru Modernizare.
Proiectul urmărește reducerea consumului de energie electrică preluată din Sistemul Electroenergetic Național și a cheltuielilor cu energia suportate din bugetul Direcției Generale de Asistență Socială și Protecția Copilului Harghita. În acest scop se vor instala sisteme fotovoltaice pentru autoconsum, cu stocare integrată, pe acoperișurile a două clădiri aflate în administrarea DGASPC Harghita: Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa și Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș. La Centrul din Frumoasa se instalează, de asemenea, o pompă de căldură aer-apă de 70 kW, alimentată prioritar din producția fotovoltaică, care reduce consumul de gaze naturale pentru încălzire.
Puterea fotovoltaică instalată totală va fi de 123,28 kWp, realizată din 184 module fotovoltaice × 670 Wp (136 module / 91,12 kWp la Frumoasa și 48 module / 32,16 kWp la Tulgheș), iar capacitatea nominală totală de stocare va fi de 321,35 kWh. Producția anuală estimată, determinată prin simulări PVGIS pentru cele două amplasamente, este de 115,636 MWh/an, raportată la consumul anual de referință de 68,647 MWh/an, înregistrat în perioada septembrie 2025 – august 2026 la cele 2 locuri de consum pe care se amplasează sistemele (clădirea C1 a Centrului din Frumoasa – 36,003 MWh/an și clădirea C1 – Pavilion 31 a Centrului din Tulgheș – 32,644 MWh/an), majorat cu consumul suplimentar estimat al pompei de căldură de 46,543 MWh/an, respectiv la 115,190 MWh/an.
Astfel, proiectul contribuie la creșterea ponderii energiei electrice produse din surse regenerabile, la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 82,25 tCO_2/an (68,05 tCO_2/an din producția fotovoltaică și 41,59 tCO_2/an din reducerea consumului de gaze naturale, din care se deduc 27,39 tCO_2/an aferente consumului electric al pompei de căldură) și la creșterea independenței energetice a DGASPC Harghita.

1.1 Denumirea obiectivului de investiții

ASIGURAREA AUTOCONSUMULUI DIN SURSE FOTOVOLTAICE CU STOCARE PENTRU CENTRELE SOCIALE ALE DGASPC HARGHITA DIN LOCALITĂȚILE FRUMOASA ȘI TULGHEȘ

1.2 Ordonator principal de credite/investitor

DIRECȚIA GENERALĂ DE ASISTENȚĂ SOCIALĂ ȘI PROTECȚIA COPILULUI HARGHITA

1.3 Ordonator de credite (secundar/terțiar) după caz

Nu este cazul

1.4 Beneficiarul investiției

DIRECȚIA GENERALĂ DE ASISTENȚĂ SOCIALĂ ȘI PROTECȚIA COPILULUI HARGHITA
Cod unic de înregistrare: 9798918
Sediu: Municipiul Miercurea Ciuc, str. Szék nr. 152, județul Harghita, cod poștal 530203
E-mail: office@dgaspchr.ro, secretariat@dgaspchr.ro
Telefon: +40 733 553 058
Reprezentant legal: Elekes Zoltán – director general

1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate

PROIECTANT:
RENDER BAU CONSTRUCT S.R.L.

Sediu: com. Racu, sat. Gârciu, nr.79, jud. Harghita
Cod unic de înregistrare: 40399467
Nr. ORC: J2019000021199
E-mail: office@rbcconstruct.ro
Telefon: +40 741 675 408
Reprezentant legal: Udvari Áron – Administrator
Proiectant de specialitate: Ing. Gegő Andor
CONSULTANT:

2 SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII PROIECTULUI DE INVESTIȚII

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

Pentru acest obiectiv de investiții nu a fost elaborat în prealabil un Studiu de Prefezabilitate.

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

În conformitate cu Uniunea Energetică stabilită în 2015, politica energetică a Uniunii Europene (UE) continuă să urmeze cinci obiective fundamentale. Aceste obiective sunt esențiale pentru atingerea neutralității climatice până în 2050 și pentru dezvoltarea unei economii sustenabile, reziliente și integrate la nivel european:

1. **Diversificarea surselor de energie** pentru creșterea securității energetice prin reducerea dependenței de importuri și consolidarea solidarității între țările membre;
2. **Crearea unei piețe interne integrate a energiei**, prin eliminarea barierelor tehnice și de reglementare pentru libera circulație a energiei;
3. **Promovarea eficienței energetice** pentru reducerea costurilor energetice, scăderea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) și stimularea creării de locuri de muncă;
4. **Tranziția spre o economie decarbonizată**, aliniată cu angajamentele din Acordul de la Paris;
5. **Cercetarea și inovarea** în domeniul tehnologiilor curate pentru accelerarea tranziției energetice.

În context european, dezvoltarea capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile, în special din surse solare, reprezintă o direcție strategică majoră pentru reducerea dependenței de sursele convenționale și pentru atingerea obiectivelor climatice ale Uniunii Europene.Conform datelor preliminare publicate de Eurostat, în trimestrul al doilea al anului 2025, 54% din electricitatea netă generată în Uniunea Europeană a provenit din surse de energie regenerabilă, în creștere față de 52,7% în trimestrul al doilea al anului 2024. Această evoluție confirmă tendința de creștere a ponderii energiei regenerabile în mixul energetic european.Creșterea a fost determinată în principal de energia solară, care a generat în trimestrul II 2025 un total de 122.317 GWh, reprezentând 19,9% din mixul energetic total al Uniunii Europene. Din această valoare rezultă că producția netă totală de energie electrică la nivelul Uniunii Europene în trimestrul II 2025 a fost de aproximativ 614.658 GWh.
De asemenea, în luna iunie 2025, energia solară a devenit pentru prima dată principala sursă de electricitate generată în Uniunea Europeană, cu o pondere de **22%**, depășind energia nucleară, care a reprezentat **21,6%**, energia eoliană cu **15,8%**, energia hidro cu **14,1%** și gazele naturale cu **13,8%**.La nivelul statelor membre, cele mai ridicate ponderi ale energiei regenerabile în electricitatea netă generată în trimestrul II 2025 s-au înregistrat în Danemarca, cu **94,7%**, Letonia, cu **93,4%**, Austria, cu **91,8%**, Croația, cu **89,5%**, și Portugalia, cu **85,6%**. Totodată, România se situează în categoria statelor membre în care ponderea

surselor regenerabile în electricitatea netă generată se află între **60% și 80%**, alături de Estonia, Suedia, Lituania, Germania și Luxemburg.În ceea ce privește structura producției de energie electrică din surse regenerabile la nivelul Uniunii Europene, cea mai mare contribuție a revenit energiei solare, cu **36,8%**, urmată de energia eoliană, cu **29,5%**, energia hidro, cu **26,0%**, combustibilii regenerabili, cu **7,3%**, și energia geotermală, cu **0,4%**. Raportat la producția regenerabilă totală din trimestrul II 2025, estimată la aproximativ **331.915 GWh**, energia solară a reprezentat aproximativ **122.317 GWh**, energia eoliană aproximativ **97.915 GWh**, energia hidro aproximativ **86.298 GWh**, combustibilii regenerabili aproximativ **24.230 GWh**, iar energia geotermală aproximativ **1.328 GWh**.



Fig. 2.2.1 – Potențialul fotovoltaic al României
Sursa: World Bank Group, ESMAP, Solargis – Global Solar Atlas

În județul Harghita, potențialul solar se situează, în general, între 1.000 și 1.200 kWh/m²/an. Deși nivelul radiației solare este mai redus comparativ cu zonele din sudul României, acesta rămâne adecvat pentru implementarea sistemelor fotovoltaice de dimensiuni mici și medii, în special pentru clădiri publice, infrastructură locală și puncte de consum distribuite.

În acest context, amplasarea unor sisteme fotovoltaice pe clădirile în care funcționează centrele sociale administrate de DGASPC Harghita reprezintă o soluție tehnică oportună pentru valorificarea resursei solare disponibile, reducerea consumului de energie electrică preluată din rețeaua publică și diminuarea cheltuielilor suportate din bugetul instituției.

Surse regenerabile de energie: situația actuală

Energia produsă din surse regenerabile reprezintă unul dintre pilonii principali ai tranziției verzi. Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile stabilește cadrul general pentru creșterea ponderii energiei regenerabile în consumul final de energie și pentru reducerea dependenței de sursele convenționale. Dezvoltarea capacităților de producere a energiei din surse regenerabile este susținută prin instrumente financiare europene și naționale, printre care se numără Fondul pentru Modernizare. Acesta sprijină investițiile care contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, modernizarea sistemului energetic și creșterea gradului de independență energetică. În România, documentele strategice din domeniul energetic prevăd creșterea capacităților instalate de producere a energiei din surse regenerabile, inclusiv prin dezvoltarea sistemelor fotovoltaice. Prin urmare, investițiile propuse la nivel local, precum prezentul proiect, contribuie la atingerea țintelor naționale și europene privind energia regenerabilă, eficiența energetică și reducerea emisiilor de CO_2. Proiectul promovat de DGASPC Harghita se încadrează în această direcție strategică, prin realizarea unor capacități noi de producere a energiei electrice din surse solare, destinate

autoconsumului centrelor sociale rezidențiale din Frumoasa și Tulgheș. Integrarea sistemelor de stocare permite creșterea gradului de utilizare locală a energiei produse și contribuie la o gestionare mai eficientă a consumului.

Strategii relevante pentru dezvoltarea energetică

1. **Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) 2021–2030**

Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice stabilește direcțiile de dezvoltare a sectorului energetic național, având în vedere creșterea ponderii energiei din surse regenerabile, îmbunătățirea eficienței energetice și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Printre obiectivele relevante se numără:

- creșterea ponderii energiei regenerabile în consumul final de energie;
- dezvoltarea capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile;
- modernizarea infrastructurii energetice;
- promovarea digitalizării și a soluțiilor inteligente pentru gestionarea energiei.

2. **Mecanismul de Redresare și Reziliență (PNRR)**

Mecanismul de Redresare și Reziliență susține investițiile în tranziția verde, digitalizare și modernizarea infrastructurii. În domeniul energiei, acesta promovează dezvoltarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, precum și creșterea capacităților de stocare a energiei.

3. **Fondul pentru Modernizare**

Fondul pentru Modernizare reprezintă principalul instrument financiar în cadrul căruia se propune prezentul proiect. Acesta finanțează investițiile care contribuie la tranziția energetică, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, modernizarea infrastructurii energetice și integrarea surselor regenerabile.

În cadrul Programului-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei, sunt sprijinite investițiile în noi capacități de producere a energiei electrice din surse solare, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum, inclusiv pentru entități publice.

4. **Legea Europeană a Climei**

Legea Europeană a Climei stabilește obiectivul Uniunii Europene de atingere a neutralității climatice până în anul 2050 și prevede reducerea emisiilor nete de gaze cu efect de seră până în anul 2030. Investițiile în producerea energiei din surse regenerabile contribuie direct la aceste obiective.

Structuri instituționale implicate:

1. **Comisia Europeană**

Comisia Europeană are rolul de a coordona aplicarea politicilor europene în domeniul energiei și climei, de a monitoriza progresul statelor membre și de a administra, împreună cu instituțiile desemnate, instrumentele financiare europene destinate tranziției energetice.

2. **Ministerul Energiei**

Ministerul Energiei are rol de coordonare și implementare a programelor naționale și europene din domeniul energiei, inclusiv a programelor finanțate prin Fondul pentru Modernizare. În cadrul prezentului apel, Ministerul Energiei stabilește condițiile de finanțare, criteriile de eligibilitate și procedurile de evaluare, contractare și monitorizare.

3. **Operatorii de transport și distribuție a energiei electrice**

Operatorii de transport și distribuție au rol în asigurarea condițiilor tehnice de racordare, funcționare și integrare a noilor capacități de producere a energiei electrice. Pentru sistemele fotovoltaice propuse, relația cu operatorul de distribuție este necesară în vederea obținerii avizelor și stabilirii condițiilor tehnice de conectare.

4. Fonduri europene și naționale

Investițiile în energie regenerabilă sunt susținute prin mai multe instrumente financiare, printre care Fondul pentru Modernizare, PNRR, InvestEU și alte programe destinate tranziției verzi, eficienței energetice și reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră.

În vederea inițierii, derulării și finalizării obiectivului de investiții, se vor avea în vedere următoarele acte normative și reglementări aplicabile:

- Hotărârea nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice
- Metodologia privind elaborarea Devizului General si a devizului pe obiect din 29.11.2016;
- Legea nr. 50/1991, modificata si completată cu Legea nr. 453/2001- privind autorizarea executării lucrărilor de construcții.
- Legea 10/1995 cu privire la calitatea în construcții, cu completările și modificările ulterioare;
- Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice;
- Normativul I7-2011 pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- SR HD 60364-7-712 – Instalații electrice de joasă tensiune. Cerințe pentru sistemele de alimentare fotovoltaice (PV);
- SR EN 62305 (părțile 1-4) – Protecția împotriva trăsnetului;
- Normativul de securitate la incendiu a construcțiilor P118/1-2025 și Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- CR 1-1-3/2012 (acțiunea zăpezii), CR 1-1-4/2012 (acțiunea vântului) și P100-1/2013 (proiectarea seismică);
- Norma tehnică ANRE privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatori / consumatori cu producere proprie și Ordinul ANRE nr. 59/2013 privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea nr. 1010 din 14 august 2024 pentru aprobarea Strategiei naționale privind adaptarea la schimbările climatice pentru perioada 2024-2030, cu perspectiva anului 2050
- Directiva (UE) 2023/1791 a parlamentului european și a consiliului din 13 septembrie 2023 privind eficiența energetică și de modificare a Regulamentului (UE) 2023/955 (reformare)
- Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă, HG nr. 1425/2006 (norme metodologice) și HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;

Proiectul propus de DGASPC Harghita se înscrie în direcțiile strategice europene și naționale privind tranziția energetică, dezvoltarea producției de energie din surse regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Investiția urmărește valorificarea potențialului solar disponibil la nivelul clădirilor în care funcționează serviciile sociale rezidențiale ale instituției, prin instalarea unor sisteme fotovoltaice destinate producerii energiei electrice pentru autoconsum.

Prin implementarea proiectului se urmăresc următoarele obiective principale:

- realizarea unor capacități noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile solare;
- reducerea cantității de energie electrică achiziționată din Sistemul Energetic Național pentru funcționarea centrelor sociale incluse în proiect;
- creșterea gradului de autonomie energetică a centrelor sociale rezidențiale ale DGASPC Harghita;
- corelarea producției fotovoltaice cu profilul de consum aferent punctelor de consum vizate;
- diminuarea cheltuielilor de exploatare aferente consumului de energie electrică, suportate din bugetul DGASPC Harghita;
- modernizarea infrastructurii energetice a centrelor sociale prin utilizarea unor soluții tehnice eficiente, durabile și cu impact redus asupra mediului;

- creșterea gradului de utilizare locală a energiei produse prin integrarea sistemelor de stocare;
- contribuția la atingerea obiectivelor naționale și europene privind energia regenerabilă și reducerea emisiilor de CO_2.

În concluzie, proiectul contribuie la creșterea capacității DGASPC Harghita de a gestiona mai eficient consumurile energetice aferente centrelor sociale din Frumoasa și Tulgheș. Prin finanțarea investiției în cadrul Fondului pentru Modernizare, beneficiarul urmărește dezvoltarea unei infrastructuri sociale sustenabile, eficiente energetic și adaptate cerințelor actuale privind producerea, stocarea și utilizarea locală a energiei electrice din surse regenerabile.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

2.3.1 Descrierea amplasamentului. Prezentarea titularului investiției

Titularul investiției este Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Harghita (DGASPC Harghita), instituție publică de interes județean, cu personalitate juridică, aflată în subordinea Consiliului Județean Harghita, cu sediul în municipiul Miercurea Ciuc, str. Szék nr. 152. DGASPC Harghita asigură la nivel județean aplicarea politicilor și strategiilor de asistență socială în domeniul protecției copilului, familiei, persoanelor vârstnice și persoanelor cu dizabilități și administrează, în acest scop, o rețea de servicii sociale rezidențiale și de zi.

Investiția vizează două dintre centrele rezidențiale pentru persoane adulte cu dizabilități administrate de DGASPC Harghita: Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa, situat în localitatea Frumoasa, str. Bisericii nr. 268/B (Obiectivul 1), și Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș, situat în localitatea Tulgheș, str. Principală nr. 32, Pavilion 31 (Obiectivul 2), fiecare cu o capacitate de 50 de beneficiari, conform evidenței imobilelor aflate în administrarea DGASPC Harghita. Descrierea detaliată a amplasamentelor este prezentată în capitolul 3, la secțiunea privind particularitățile amplasamentului.

Ambele centre funcționează în regim rezidențial, continuu, 24 de ore din 24 și 7 zile din 7, pe tot parcursul anului. Consumul de energie electrică este determinat de iluminatul interior și exterior, prepararea hranei, spălătorie, echipamentele medicale și de îngrijire, echipamentele electrice și electronice, precum și de pompele de circulație și automatizările aferente instalațiilor termice. Cheltuielile cu energia electrică sunt suportate din bugetul instituției, iar creșterea prețurilor la energie afectează direct costurile de funcționare ale serviciilor sociale. În acest context, DGASPC Harghita urmărește reducerea dependenței de energia preluată din rețea prin producerea locală de energie electrică din surse regenerabile, cu stocare integrată, pentru autoconsum.

2.3.2 Analiza consumurilor de energie electrică

În vederea fundamentării necesității realizării investiției, a fost analizat consumul de energie electrică al locurilor de consum ale DGASPC Harghita din localitățile Frumoasa și Tulgheș, pe baza documentelor puse la dispoziție de beneficiar: facturile de energie electrică emise de furnizorul TINMAR ENERGY S.A. (contractul nr. 71.167/71.168/26.06.2026), indexurile citite ale contoarelor pentru fiecare loc de consum și curbele de sarcină orare înregistrate de contoarele inteligente.
Consumul anual de referință a fost stabilit pentru perioada septembrie 2025 – august 2026, corespunzătoare unui interval de 12 luni consecutive, ca diferență între indexurile contoarelor citite la începutul și la sfârșitul perioadei, pentru fiecare loc de consum. Toate locurile de consum sunt racordate la rețeaua de joasă tensiune a operatorului de distribuție, iar titularul contractului de furnizare este DGASPC Harghita.
În analiza de consum au fost incluse locurile de consum aferente clădirilor pe care se amplasează sistemele fotovoltaice cu stocare, pentru care există o identificare clară a codului POD, a adresei și a consumului documentat. Energia produsă este astfel utilizată în aval de același punct de măsurare cu consumul de referință.
Locurile de consum incluse în analiza consumului sunt:

- Frumoasa, str. Bisericii nr. 268/B – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa, clădirea C1 (Obiectivul 1), POD 594020500001442017 – 36.003 kWh/an;
- Tulgheș, str. Principală nr. 32, Pavilion 31 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș (Obiectivul 2), POD 594020500001575432 – 32.644 kWh/an.

Valoarea totală a consumului anual de energie electrică aferent celor 2 locuri de consum analizate este de 68.647 kWh/an, respectiv 68,647 MWh/an, din care 36.003 kWh/an (52,4%) corespund clădirii C1 a Centrului

de Îngrijire și Asistență Frumoasa, iar 32.644 kWh/an (47,6%) clădirii C1 – Pavilion 31 a Centrului din Tulgheș (Tabelul 2.3.2.1 și Fig. 2.3.2.1).

Nr.	Localitate	Loc de consum / clădire	Cod POD	Tip contor	Perioada de citire	Consum anual (kWh)	Pondere
1	Frumoasa	Str. Bisericii nr. 268/B – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa, clădirea C1 (Obiectivul 1)	594020500001442017	inteligent (curbă orară)	31.08.2025 – 31.08.2026	36.003	52,4%
2	Tulgheș	Str. Principală nr. 32, Pavilion 31 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș (Obiectivul 2)	594020500001575432	inteligent (curbă orară)	31.08.2025 – 31.08.2026	32.644	47,6%
TOTAL – 2 locuri de consum (AC.1)						**68.647**	**100,0%**

Tabelul 2.3.2.1 – Locurile de consum ale DGASPC Harghita incluse în consumul anual de referință

Sursa: indexurile citite ale contoarelor (perioadele de citire indicate în tabel), facturile TINMAR ENERGY S.A.; centralizator: szepviz_tolgyes_locuri_de_consum.xlsx.

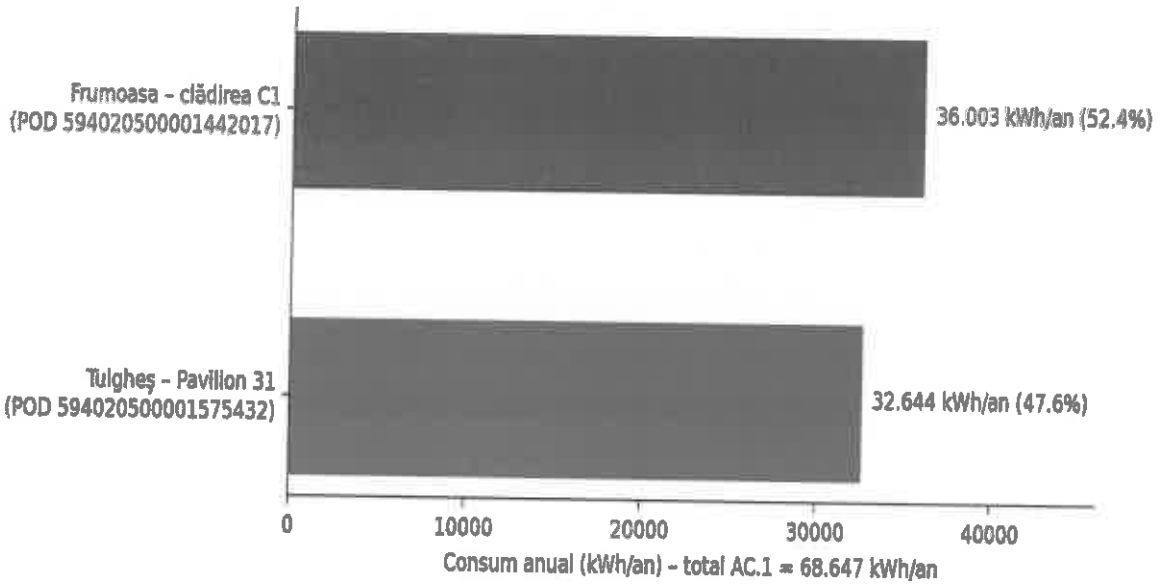


Fig. 2.3.2.1 – Repartizarea consumului anual pe localități și locuri de consum
Sursa: prelucrare proprie pe baza indexurilor contoarelor, septembrie 2025 – august 2026

Celelalte locuri de consum ale DGASPC Harghita din localitatea Frumoasa (str. Bisericii nr. 173 și nr. 216) nu sunt incluse în consumul anual de referință, acestea fiind alimentate prin branșamente distincte de cel al clădirii C1. Adresa locului de consum din Tulgheș înscrisă în factura de energie electrică („str. Principală nr. 32") corespunde adresei imobilului din extrasul de carte funciară nr. 50139 Tulgheș, actualizată la 04.03.2026 conform certificatului de nomenclatură stradală nr. 829/2026 (fosta adresă: nr. 342).
Consumul analizat are caracter public și neeconomic, fiind aferent funcționării serviciilor sociale administrate de DGASPC Harghita. La prețul final facturat în luna iulie 2026 (1.333,32 lei/MWh, inclusiv TVA), consumul anual de referință corespunde unei cheltuieli de aproximativ 91,5 mil lei/an cu energia electrică. Aceste consumuri constituie baza pentru dimensionarea capacităților de producere a energiei electrice din surse regenerabile propuse în cadrul proiectului.

Soluția tehnică propusă prevede instalarea sistemelor fotovoltaice pe acoperișurile clădirilor celor două centre, respectiv pe clădirea C1 a Centrului de Îngrijire și Asistență Frumoasa (Obiectivul 1) și pe clădirea C1 –

Pavilion 31 a Centrului de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș (Obiectivul 2).
Dimensionarea sistemelor fotovoltaice a fost realizată în funcție de suprafața disponibilă a acoperișurilor, orientarea și înclinația acestora, condițiile locale de umbrire și rezultatele simulărilor de producție realizate prin PVGIS.
În configurația tehnică actuală se propune instalarea unui număr total de 184 module fotovoltaice de 670 Wp, rezultând o putere instalată totală de 123,28 kWp, repartizată astfel:

- Obiectivul 1 – Frumoasa – 136 module, respectiv 91,12 kWp;
- Obiectivul 2 – Tulgheș – 48 module, respectiv 32,16 kWp.

Producția anuală estimată a fost determinată pe baza simulărilor PVGIS realizate pentru fiecare obiectiv și orientare, rezultând o producție totală anuală de 115.635,93 kWh/an, din care 86.716,73 kWh/an pentru Obiectivul 1 (52.473,21 kWh/an versantul estic și acoperișul secundar, 34.243,52 kWh/an versantul vestic) și 28.919,20 kWh/an pentru Obiectivul 2, conform rapoartelor PVGIS anexate Studiului de fezabilitate.
Raportarea producției anuale estimate se realizează la consumul anual de referință de 68.647 kWh/an, determinat pentru 12 luni consecutive (septembrie 2025 – august 2026) pe baza indexurilor contoarelor celor 2 locuri de consum (indicatorul AC.1), la care se adaugă consumul suplimentar estimat al pompei de căldură prevăzute la Obiectivul 1, de 46.543 kWh/an, rezultând un consum de referință viitor de 115.190 kWh/an.
Energia electrică produsă va fi utilizată cu prioritate pentru acoperirea consumului propriu al beneficiarului, iar capacitățile de stocare integrate vor contribui la creșterea gradului de utilizare locală a energiei regenerabile, la reducerea cantității de energie preluate din Sistemul Electroenergetic Național și la diminuarea cheltuielilor de exploatare.

Luna	Frumoasa – clădirea C1 (POD 594020500001442017)	Tulgheș – Pavilion 31 (POD 594020500001575432)	Total (kWh)
Septembrie 2025	3.077	2.342	5.419
Octombrie 2025	3.435	3.097	6.532
Noiembrie 2025	3.261	3.068	6.329
Decembrie 2025	3.721	3.482	7.203
Ianuarie 2026	3.338	3.387	6.725
Februarie 2026	3.152	2.933	6.085
Martie 2026	3.341	3.002	6.343
Aprilie 2026	2.944	2.749	5.693
Mai 2026	2.383	2.496	4.879
Iunie 2026	2.362	2.016	4.378
Iulie 2026	2.659	2.120	4.779
August 2026	2.330	1.952	4.282
TOTAL anual	36.003	32.644	68.647

Tabelul 2.3.2.2 – Consumul lunar al locurilor de consum dotate cu contoare inteligente (kWh)

Sursa: curbele de sarcină orare ale POD 594020500001442017 și POD 594020500001575432, perioada 01.09.2025 – 31.08.2026; totalurile anuale coincid cu diferența indexurilor contoarelor.

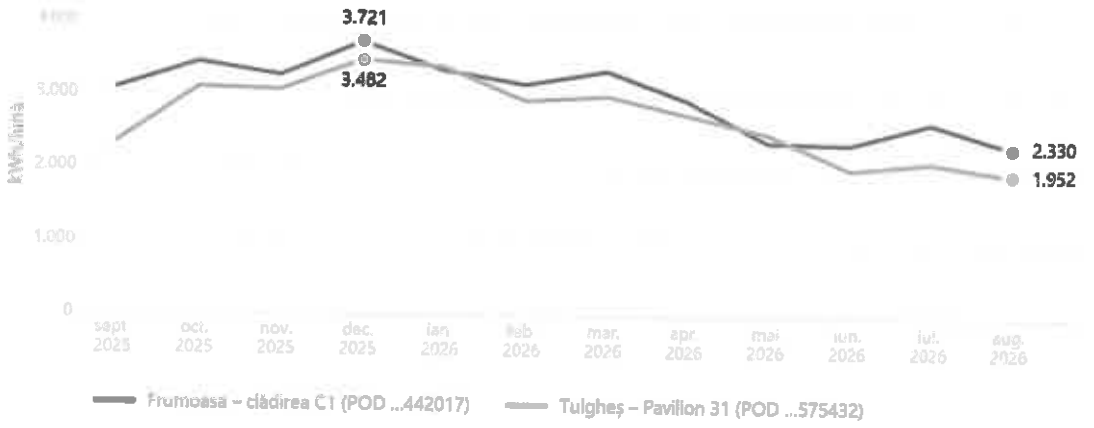


Fig. 2.3.2.2 – Consumul lunar al locurilor de consum dotate cu contoare inteligente Sursa: curbele de sarcină orare, septembrie 2025 – august 2026

Consumul anual de referință (septembrie 2025 – august 2026) reprezintă baza de dimensionare a sistemelor fotovoltaice propuse, iar producția anuală estimată prin PVGIS a fost corelată cu acest consum, astfel încât energia produsă să fie utilizată cu prioritate în regim de autoconsum.

Determinarea consumului anual estimat de energie electrică – stadiul actual de funcționare
În cadrul prezentului Studiu de fezabilitate, consumul anual de energie electrică aferent locurilor de consum incluse în proiect a fost determinat pe baza datelor reale, documentate și verificabile, puse la dispoziție de beneficiar. Datele analizate provin din facturile de energie electrică, din indexurile citite ale contoarelor și din curbele de sarcină orare înregistrate de contoarele inteligente.
Determinarea consumului anual de referință nu s-a realizat pe baza unor proiecții teoretice sau ipoteze generale, ci pe baza consumurilor înregistrate pentru locurile de consum analizate. În vederea asigurării caracterului justificat al dimensionării, au fost incluse în analiză numai locurile de consum ale DGASPC Harghita pentru care consumul anual poate fi determinat din citiri reale ale contoarelor și corelat în mod clar cu codul POD și cu adresa locului de consum.

Date de bază utilizate în calcul
Perioada de referință utilizată pentru stabilirea consumului anual de energie electrică este septembrie 2025 – august 2026, corespunzătoare unui interval de 12 luni consecutive pentru locurile de consum incluse în analiză. Datele utilizate reflectă regimul efectiv de funcționare al centrelor administrate de DGASPC Harghita. Ambele locuri de consum sunt dotate cu contoare inteligente, cu înregistrarea curbelor de sarcină orare. Consumul anual a fost determinat ca diferență între indexurile citite la 31.08.2025 și 31.08.2026 și a fost verificat suplimentar prin însumarea curbelor de sarcină orare, rezultatele coincizând cu diferența indexurilor. Consumurile analizate sunt aferente serviciilor sociale rezidențiale pentru persoane adulte cu dizabilități din Frumoasa și Tulgheș. Pe baza valorilor documentate pentru perioada de referință, consumul anual total utilizat în cadrul proiectului este de 68.647 kWh/an, respectiv 68,647 MWh/an.
Consumul anual de referință include exclusiv locurile de consum ale clădirilor pe care se amplasează sistemele fotovoltaice cu stocare, astfel încât energia produsă este utilizată în aval de același punct de măsurare. Celelalte locuri de consum ale beneficiarului nu sunt luate în calcul la dimensionare.
În curba de sarcină a locului de consum POD 594020500001442017 (Frumoasa, clădirea C1), lunile septembrie – octombrie 2025 și iulie – august 2026 nu conțin consum pe timpul nopții și în zilele nelucrătoare, iar luna iunie 2026 conține zile incomplete, deși totalurile lunare corespund indexurilor contorului. Din acest motiv, profilul orar reprezentativ al acestui loc de consum a fost determinat pe baza lunilor noiembrie 2025 – mai 2026 (212 zile cu înregistrări complete).

Observații privind variația sezonieră
Consumul de energie electrică aferent punctelor analizate prezintă variații lunare și sezoniere determinate de specificul funcțional al fiecărui obiectiv, programul de utilizare, necesarul de iluminat, utilizarea echipamentelor electrice și electronice, precum și de variația condițiilor climatice și a duratei zilei pe parcursul anului.

În cazul centrelor sociale rezidențiale analizate, variațiile de consum sunt influențate în principal de:

- funcționarea continuă a serviciilor sociale, 24 de ore din 24 și 7 zile din 7;
- prepararea hranei, spălătoria și utilizarea echipamentelor electrice și electronice;
- necesarul de iluminat interior și exterior, mai ridicat în sezonul rece;
- funcționarea pompelor de circulație, a automatizărilor și a echipamentelor auxiliare ale instalațiilor termice în sezonul de încălzire;
- variațiile sezoniere privind durata zilei și condițiile de temperatură.

Datele înregistrate confirmă acest regim de funcționare. Consumul lunar cumulat al celor două locuri de consum dotate cu contoare inteligente variază între 4.282 kWh (august 2026) și 7.203 kWh (decembrie 2025), raportul dintre luna cu consum maxim și cea cu consum minim fiind de aproximativ 1,7 (Fig. 2.3.2.2). Profilul zilnic mediu (Fig. 2.3.2.3) este relativ uniform: la clădirea C1 din Frumoasa consumul orar mediu variază între 4,0 kWh/h pe timpul nopții și 5,2 kWh/h dimineața (orele 08:00 – 09:00), iar la Tulgheș între 3,3 și 4,0 kWh/h. Aproximativ 48% din consumul zilnic al Centrului din Frumoasa și 49% din cel al Centrului din Tulgheș se înregistrează în intervalul 19:00 – 07:00, în afara orelor cu producție fotovoltaică.

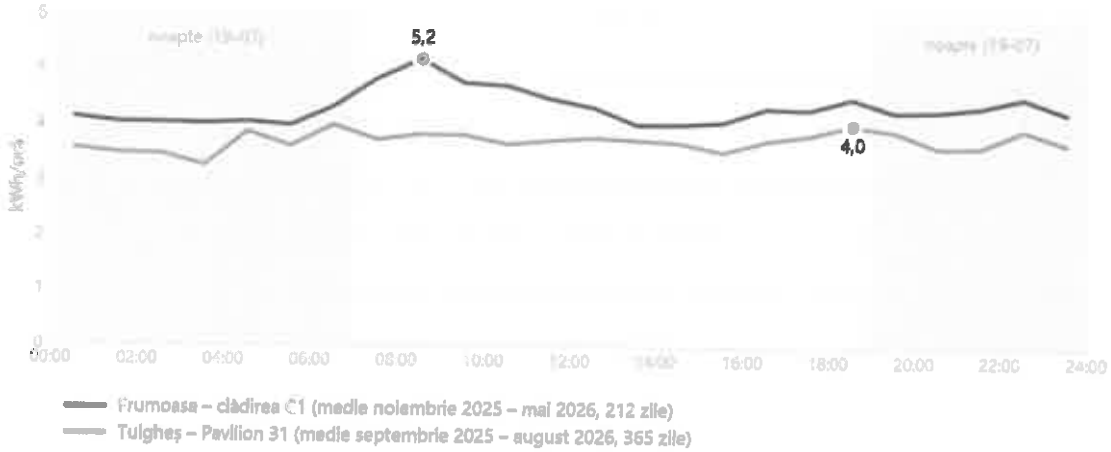


Fig. 2.3.2.3 – Profilul zilnic mediu de consum (kWh/oră)
Sursa: curbele de sarcină orare; Frumoasa – noiembrie 2025 – mai 2026, Tulgheș – septembrie 2025 – august 2026

Ponderea ridicată a consumului din timpul nopții arată că, în absența stocării, o parte importantă a energiei produse în orele cu radiație solară nu ar putea fi utilizată direct de centre. Sistemele de stocare integrate permit transferul energiei produse ziua către consumul de seară și de noapte, crescând gradul de autoconsum al investiției.
Având în vedere caracterul documentat al datelor utilizate și perioada de referință de 12 luni consecutive, valorile centralizate sunt considerate adecvate pentru definirea consumului anual de referință utilizat la dimensionarea capacităților fotovoltaice și la verificarea indicatorilor de autoconsum ai proiectului.
Locurile de consum incluse în analiză aparțin clădirilor C1 ale celor două centre sociale rezidențiale ale DGASPC Harghita din Frumoasa și Tulgheș, aflate în administrarea DGASPC Harghita.
Aceste consumuri constituie baza pentru dimensionarea energetică a proiectului și pentru determinarea indicatorului AC.1.

Consumul de gaze naturale, necesarul de căldură și consumul suplimentar al pompei de căldură – Obiectivul 1

Încălzirea, prepararea apei calde de consum și prepararea hranei la clădirea C1 a Centrului de Îngrijire și Asistență Frumoasa se realizează în prezent cu gaze naturale, prin centrala termică proprie. Pe baza facturilor emise de E.ON Energie România pentru locul de consum al centrului, consumul anual de gaze naturale este de 415.054 kWh/an (415,05 MWh/an).
Necesarul anual de căldură pentru încălzire, determinat de auditorul energetic pe baza facturilor de gaze naturale, după deducerea consumului aferent preparării hranei (bucătărie pentru 46 de beneficiari) și apei calde de consum și aplicarea randamentului centralei termice existente (0,85), este de 219,3 MWh/an.
Proiectul prevede instalarea la Obiectivul 1 a unei pompe de căldură aer-apă cu agent frigorific natural R290, cu puterea termică nominală de 70 kW, care funcționează în regim bivalent paralel cu centrala termică pe gaze naturale existentă. Pompa de căldură acoperă 175 MWh/an, respectiv 79,8% din necesarul anual de

căldură pentru încălzire, peste pragul minim de 50% prevăzut de Ghidul solicitantului, și reduce consumul de gaze naturale cu 175 / 0,85 = 205,9 MWh/an.
Consumul suplimentar de energie electrică al pompei de căldură, determinat conform metodologiei auditorului energetic (putere termică nominală × 2.500 ore echivalente de funcționare / SCOP), este:

Conform Ghidului solicitantului, consumul suplimentar generat de instalarea pompei de căldură se probează prin auditul electroenergetic (Anexa 14), care stă la baza analizei consumului viitor din prezentul studiu, împreună cu calculul necesarului de căldură, istoricul consumului de gaze naturale (facturile E.ON, Anexa 6) și fișa de parametri tehnici minimi ai pompei de căldură. Pompa de căldură va fi achiziționată și pusă în funcțiune până la ultima cerere de plată, astfel încât consumatorul suplimentar declarat să fie activ.

C_PdC = 70 kW × 2.500 h / 3,76 = 46.543 kWh/an
Conform Ghidului solicitantului, consumul suplimentar viitor al pompei de căldură se la în considerare la dimensionarea sistemului fotovoltaic. Rezultă un consum anual de referință viitor de 36.003 + 46.543 = 82.546 kWh/an pentru Obiectivul 1, respectiv de 68.647 + 46.543 = 115.190 kWh/an la nivelul proiectului.

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

În Scenariul 1 se propune realizarea capacităților fotovoltaice pe două amplasamente, respectiv:

- **Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa, clădirea C1;**
- **Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș, Pavilion 31.**

În configurația tehnică finală, sistemele fotovoltaice propuse însumează 184 de module fotovoltaice cu puterea de 670 Wp/modul, corespunzătoare unei puteri instalate totale de 123,28 kWp, repartizate astfel:

- **Obiectivul 1 – Frumoasa: 136 module × 670 Wp = 91,12 kWp (80 module pe versantul estic al acoperișului principal și pe acoperișul secundar, 56 module pe versantul vestic al acoperișului principal);**
- **Obiectivul 2 – Tulgheș:** 48 module × 670 Wp = **32,16 kWp.**

Producția anuală de energie electrică, determinată pe baza simulărilor PVGIS aferente fiecărui obiectiv, este estimată la 115.635,93 kWh/an, respectiv 115,636 MWh/an, repartizată astfel:

- **Obiectivul 1 – Frumoasa: 86.716,73 kWh/an (versantul estic și acoperișul secundar 52.473,21 kWh/an, versantul vestic 34.243,52 kWh/an);**
- **Obiectivul 2 – Tulgheș: 28.919,20 kWh/an.**

Producția anuală estimată se raportează la consumul anual de referință al beneficiarului, de 68.647 kWh/an, documentat pentru perioada septembrie 2025 – august 2026, majorat cu consumul suplimentar estimat al pompei de căldură de la Obiectivul 1 (46.543 kWh/an), respectiv la 115.190 kWh/an; raportul dintre producția estimată și acest consum este de 1,004. Acoperirea efectivă a consumului va depinde de profilul orar al sarcinii, de simultaneitatea dintre producție și consum și de funcționarea sistemelor de stocare.

Scenariul include capacități de stocare integrate, dimensionate în raport cu puterea instalațiilor fotovoltaice și cu cerințele Ghidului solicitantului. Capacitatea nominală totală de stocare este de 321,35 kWh, repartizată astfel:

- **Obiectivul 1 – Frumoasa: 241,00 kWh, realizată printr-un sistem integrat de stocare de tip all-in-one, cu PCS de 100 kW, montat în exterior;**
- **Obiectivul 2 – Tulgheș: 80,35 kWh**, realizată prin utilizarea a 5 module de baterie cu o capacitate nominală de aproximativ 16,07 kWh/modul.

Sistemele de stocare permit utilizarea energiei electrice produse în timpul zilei pentru acoperirea consumului din perioadele cu producție fotovoltaică redusă, inclusiv în intervalele de seară și de noapte. Prin integrarea bateriilor se urmărește creșterea gradului de autoconsum, reducerea energiei preluate din Sistemul Electroenergetic Național și diminuarea variațiilor dintre producția fotovoltaică și profilul de consum al centrelor sociale.

- **Scenariul 2 – soluția alternativă**

În Scenariul 2 se păstrează aceeași configurație a câmpurilor fotovoltaice (184 module / 123,28 kWp, producție anuală estimată de 115.635,93 kWh/an) și aceeași pompă de căldură de 70 kW, diferența constând în soluția de stocare de la Obiectivul 1: în locul sistemului integrat all-in-one de 241 kWh se prevede un invertor hibrid trifazat de 100 kW asociat unui sistem modular de baterii LFP de 192,84 kWh (12 module × 16,07 kWh), montat la interior. Producția estimată se raportează la același consum de referință viitor, de 115.190 kWh/an, rezultând R_ac = 1,004.

2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

2.5.1. Obiectivul general al investiției

Obiectivul general al investiției constă în reducerea dependenței DGASPC Harghita de energia electrică achiziționată din rețeaua publică pentru funcționarea centrelor sociale din Frumoasa și Tulgheș, prin valorificarea surselor regenerabile de energie și creșterea gradului de autoconsum la nivelul acestora.
Prin realizarea investiției se urmărește creșterea sustenabilității energetice și financiare a serviciilor sociale, stabilizarea costurilor de exploatare și îmbunătățirea rezilienței energetice a centrelor rezidențiale.

2.5.2. Obiective specifice

Pentru atingerea obiectivului general, investiția propusă urmărește realizarea următoarelor obiective specifice:

- reducerea consumului anual de energie electrică din rețeaua publică, de aproximativ 68,647 MWh/an pentru cele 2 locuri de consum, prin producerea locală de energie electrică din surse regenerabile;
- reducerea consumului de gaze naturale la Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa cu 205,9 MWh/an, prin instalarea unei pompe de căldură aer-apă de 70 kW care acoperă 79,8% din necesarul de căldură pentru încălzire;
- creșterea ponderii energiei electrice utilizate în regim de autoconsum, prin corelarea capacităților de producere și stocare cu profilul de consum continuu al centrelor;
- asigurarea unei alimentări mai stabile și mai sigure pentru consumatorii esențiali ai centrelor sociale rezidențiale, care funcționează continuu, 24 de ore din 24;
- reducerea vulnerabilității față de fluctuațiile tarifare ale energiei electrice din rețeaua publică;
- diminuarea impactului asupra mediului prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră asociate consumului de energie electrică din surse convenționale;
- crearea premiselor pentru extinderea ulterioară a capacităților de producere și stocare, în corelare cu evoluția cererii de energie electrică.

2.5.3. Rezultate așteptate ale investiției

Prin realizarea investiției publice se preconizează obținerea următoarelor rezultate:

- acoperirea unei părți semnificative din consumul anual de energie electrică al centrelor sociale din producție proprie, inclusiv a consumului de seară și de noapte, prin intermediul sistemelor de stocare;
- utilizarea directă, în proporție ridicată, a energiei electrice produse, prin adaptarea soluțiilor tehnice la profilul de consum diurn și nocturn al obiectivelor analizate;
- reducerea cheltuielilor de exploatare aferente consumului de energie electrică și îmbunătățirea sustenabilității financiare a serviciilor sociale;
- îmbunătățirea performanței energetice globale a infrastructurii sociale administrate de DGASPC Harghita;
- contribuția la atingerea obiectivelor naționale și europene privind tranziția energetică și utilizarea surselor regenerabile de energie.

Indicatorii tehnico-economici specifici investiției, respectiv capacitățile instalate de producere a energiei electrice, producția anuală estimată, capacitățile de stocare și gradul de autoconsum, vor fi determinați și justificați în cadrul analizei scenariilor/opțiunilor tehnico-economice, fiind detaliați în capitolele următoare ale prezentului studiu de fezabilitate.

Rezultatele așteptate ale proiectului:

Funcționarea eficientă și fiabilă a sistemelor fotovoltaice propuse pentru autoconsumul DGASPC Harghita, amplasate pe acoperișurile clădirilor celor două centre sociale, cu o putere fotovoltaică instalată totală de 123,28 kWp, realizată din 184 panouri fotovoltaice de 670 Wp, montate coplanar pe acoperișurile existente.
Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 68,05 tone CO_2/an, ca urmare a producerii energiei electrice din surse regenerabile solare, la care se adaugă 41,59 tone CO_2/an din reducerea consumului de gaze naturale prin pompa de căldură, valoare determinată pe baza producției anuale estimate a sistemelor fotovoltaice.
Generarea unei cantități medii anuale estimate de 115,64 MWh/an de energie electrică din surse regenerabile, conform simulărilor PVGIS aferente configurației tehnice analizate.
Asigurarea dimensionării sistemelor în regim de autoconsum, prin corelarea producției anuale estimate cu consumul anual de referință al celor 2 locuri de consum ale DGASPC Harghita, de 68,647 MWh/an,

majorat cu consumul suplimentar al pompei de căldură (115,190 MWh/an), raportul de dimensionare R_ac = 1,004 încadrându-se în limita de 1,10 prevăzută de Ghidul solicitantului.
Integrarea unor sisteme de stocare a energiei electrice de tip BESS, dimensionate în raport cu puterea fotovoltaică instalată pe amplasamentele propuse, astfel încât puterea nominală de încărcare / descărcare și capacitatea energetică de stocare să respecte cerințele tehnice și de eligibilitate aplicabile proiectului.
Obținerea unui factor de capacitate estimat de 10,71%, calculat în raport cu puterea fotovoltaică instalată și producția anuală estimată, reflectând condițiile reale de amplasament, orientarea și înclinarea acoperișurilor, precum și caracteristicile tehnice ale instalațiilor fotovoltaice.
Valorificarea suprafețelor disponibile ale acoperișurilor, prin amplasarea capacităților fotovoltaice pe clădirea C1 a Centrului de Îngrijire și Asistență Frumoasa și pe clădirea C1 – Pavilion 31 a Centrului de Abilitare și Reabilitare Tulgheș, fără ocuparea unor suprafețe suplimentare de teren și fără realizarea unui parc fotovoltaic la sol.
Creșterea gradului de independență energetică a DGASPC Harghita, prin utilizarea prioritară a energiei electrice produse local pentru acoperirea consumurilor centrelor sociale incluse în proiect și prin reducerea cantității de energie electrică preluate din Sistemul Electroenergetic Național.
Creșterea reziliență alimentării cu energie electrică a serviciilor sociale rezidențiale, care funcționează continuu, prin integrarea sistemelor de stocare cu invertoare hibride.
Instalarea unei pompe de căldură aer-apă de 70 kW la Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa, care acoperă 79,8% din necesarul anual de căldură pentru încălzire al clădirii C1 și reduce consumul de gaze naturale cu 205,9 MWh/an.

Indicatori de proiect:

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect / Modalitatea de calcul	Unitate de măsură / Valoare
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalată de producere solară P_DC = 91,12 + 32,16 = 123,28 kW; P_AC = 100 + 50 = 150 kW; I.1 = min(P_DC; P_AC) = 0,12328 MW	**0,12328 MW**
Indicatorul I.2	Reducerea anuală a emisiilor GES I.2 = I.3 × 0,5885 = 115,636 × 0,5885 = 68,05 tCO_2/an	**68,05 tCO_2/an**
Indicatorul I.3	Producția medie anuală din surse solare (PVGIS) = (52,473 + 34,244) + 28,919 = 115,636 MWh/an	**115,636 MWh/an**
Indicatorul I.4	Producția totală pe 20 ani = 115,636 × 20 = 2.312,72 MWh	**2.312,72 MWh**
Indicatorul I.5	Factor de capacitate = 115,636 / (0,12328 × 8.760) × 100 = 10,71%	**10,71%**
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalată de stocare = 241,00 + 80,35 = 321,35 kWh = 0,32135 MWh	**0,32135 MWh**
Indicatorul I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură – pompă de căldură aer-apă R290 la Obiectivul 1 – Frumoasa	**70 kW**

2.6 *Indicatori pentru demonstrarea autoconsumului și dimensionarea stocării (AC.1 - AC.5)*

Autoconsumul se demonstrează prin corelarea dimensionării instalației fotovoltaice cu consumul anual de referință al beneficiarului și prin integrarea unui sistem de stocare dimensionat astfel încât să maximizeze utilizarea locală a energiei produse. În cadrul prezentului studiu de fezabilitate, indicatorii AC.1 – AC.5 au fost determinați pe baza datelor de consum validate și a simulărilor de producție realizate pentru sistemul fotovoltaic propus.

SCENARIUL 1

ID	Indicator / Modalitatea de calcul	Unitate / Valoare
AC.1	C_an – Consum anual de referință Σ consumurilor anuale ale celor 2 locuri de consum (septembrie 2025 – august 2026), determinate din indexurile contoarelor: Frumoasa 36.003 kWh/an, Tulgheș 32.644 kWh/an = 68.647 kWh/an; consum suplimentar estimat al pompei de căldură de la Obiectivul 1: 70 kW × 2.500 h / 3,76 = 46.543 kWh/an; consum de referință viitor: 115.190 kWh/an	**68.647 kWh/an (viitor: 115.190 kWh/an)**
AC.2	P_an – Producția anuală estimată (PVGIS) Obiectivul 1 – Frumoasa: 86.716,73 kWh/an (versantul estic și acoperișul secundar 52.473,21 kWh/an + versantul vestic 34.243,52 kWh/an); Obiectivul 2 – Tulgheș: 28.919,20 kWh/an; TOTAL = 115.635,93 kWh/an	**115.635,93 kWh/an**
AC.3	R_ac = P_an / C_an = 115.635,93 / 115.190 = 1,004 (Obiectivul 1: 86.716,73 / 82.546 = 1,051; Obiectivul 2: 28.919,20 / 32.644 = 0,886) Condiție: R_ac ≤ 1,10	**1,004**
AC.4	R_P = P_stoc / P_PV = (100 + 50) kW / 123,28 kW = 1,217 (Obiectivul 1: 100 / 91,12 = 1,097; Obiectivul 2: 50 / 32,16 = 1,555) Condiție: R_P ≥ 1,00 (P_PV = min(P_DC; P_AC), conform Ghidului)	**1,217**
AC.5	E_stoc = 241,00 + 80,35 = 321,35 kWh (capacitate nominală) Interval 2 h × P_PV ÷ 4 h × P_PV = 246,56 ÷ 493,12 kWh (2,61 h); Obiectivul 1: 182,24 ÷ 364,48 kWh (241,00 kWh, 2,64 h); Obiectivul 2: 64,32 ÷ 128,64 kWh (80,35 kWh, 2,50 h)	**321,35 kWh**

Consumul anual de referință (AC.1) cuprinde consumul documentat al celor 2 locuri de consum (68.647 kWh/an). Conform Ghidului solicitantului, la determinarea raportului R_ac se ia în considerare și consumul suplimentar viitor al pompei de căldură prevăzute la Obiectivul 1 (46.543 kWh/an), rezultând un consum de referință de 115.190 kWh/an.

SCENARIUL 2

ID	Indicator / Modalitatea de calcul	Unitate / Valoare

AC.1	C_an – Consum anual de referință Σ consumurilor anuale ale celor 2 locuri de consum (septembrie 2025 – august 2026), determinate din indexurile contoarelor: Frumoasa 36.003 kWh/an, Tulgheș 32.644 kWh/an = 68.647 kWh/an; consum suplimentar estimat al pompei de căldură de la Obiectivul 1: 70 kW × 2.500 h / 3,76 = 46.543 kWh/an; consum de referință viitor: 115.190 kWh/an	**68.647 kWh/an (viitor: 115.190 kWh/an)**
AC.2	P_an – Producția anuală estimată (PVGIS) Obiectivul 1 – Frumoasa: 86.716,73 kWh/an (versantul estic și acoperișul secundar 52.473,21 kWh/an + versantul vestic 34.243,52 kWh/an); Obiectivul 2 – Tulgheș: 28.919,20 kWh/an; TOTAL = 115.635,93 kWh/an	**115.635,93 kWh/an**
AC.3	R_ac = P_an / C_an = 115.635,93 / 115.190 = 1,004 (Obiectivul 1: 86.716,73 / 82.546 = 1,051; Obiectivul 2: 28.919,20 / 32.644 = 0,886) Condiție: R_ac ≤ 1,10	**1,004**
AC.4	R_P = P_stoc / P_PV = (100 + 50) kW / 123,28 kW = 1,217 (Obiectivul 1: 100 / 91,12 = 1,097; Obiectivul 2: 50 / 32,16 = 1,555) Condiție: R_P ≥ 1,00 (P_PV = min(P_DC; P_AC), conform Ghidului)	**1,217**
AC.5	E_stoc = 12 × 16,07 + 5 × 16,07 = 192,84 + 80,35 = 273,19 kWh (capacitate nominală) Interval 2 h × P_PV ÷ 4 h × P_PV = 246,56 ÷ 493,12 kWh (2,22 h); Obiectivul 1: 182,24 ÷ 364,48 kWh (192,84 kWh, 2,12 h); Obiectivul 2: 64,32 ÷ 128,64 kWh (80,35 kWh, 2,50 h)	**273,19 kWh**

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

SCENARIUL 1 Implementarea unor sisteme fotovoltaice pentru autoconsum, montate pe acoperișurile clădirilor analizate – varianta de valorificare extinsă a suprafețelor utile Scenariul 1 presupune realizarea unor **sisteme fotovoltaice racordate la rețea, cu sisteme de stocare integrate**, montate coplanar pe acoperișurile clădirilor incluse în proiect și destinate producerii energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu al obiectivelor administrate de **DGASPC Harghita**.
Soluția propusă urmărește valorificarea într-o proporție cât mai ridicată a suprafețelor de acoperiș disponibile și favorabile din punct de vedere tehnic, cu respectarea geometriei construcțiilor, orientării și înclinării versanților, elementelor constructive existente, zonelor necesare accesului pentru exploatare și mentenanță, precum și a condițiilor de siguranță în exploatare.
În cadrul Scenariului 1 se propune instalarea sistemelor fotovoltaice pe două amplasamente, respectiv **Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa** și **Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș**.
Configurația fotovoltaică totală este formată din 184 module fotovoltaice, cu puterea nominală unitară de 670 Wp, rezultând:
P_PV,total = 184 × 670 Wp = 123,28 kWp

Repartizarea capacității instalate este următoarea:

- Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa – 136 module / 91,12 kWp;
- Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș – **48 module / 32,16 kWp.**

1. Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa

Pentru Obiectivul 1 se propune instalarea unui sistem fotovoltaic pe ambii versanți ai acoperișului principal al clădirii C1 și pe acoperișul secundar. Versantul estic al acoperișului principal și acoperișul secundar au aceeași înclinare (20°) și aceeași orientare (azimut −83°), iar versantul vestic al acoperișului principal are înclinarea de 20° și azimutul de +97°. Numărul de module a fost stabilit astfel încât producția estimată să nu depășească 1,10 × consumul de referință al clădirii C1, inclusiv consumul suplimentar al pompei de căldură (82.546 kWh/an).
În total, pe clădire se vor instala 136 module fotovoltaice de 670 Wp, rezultând o putere fotovoltaică instalată de:
P_PV,Frumoasa = 136 × 670 Wp = 91,12 kWp



Figura 3.1.a – Dispunerea modulelor fotovoltaice pe acoperișurile clădirii C1 – Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa – Scenariul 1

- **Acoperișul principal – versantul estic**

Pe versantul estic al acoperișului principal se propune instalarea unui număr de 64 module fotovoltaice, cu puterea nominală de 670 Wp/modul, rezultând:
P_PV,est = 64 × 670 Wp = 42,88 kWp
Modulele vor fi montate coplanar cu versantul existent, la o înclinare de 20° și un azimut de −83°, fiind dispuse în poziție portret, pe două rânduri a câte 32 de module.
Configurația electrică propusă este:

- String S1 – 16 module;
- String S2 – 16 module;
- String S3 – 16 module;
- String S4 – 16 module.

Rezultă:
4 stringuri × 16 module/string

- **Acoperișul secundar**

Pe acoperișul secundar se propune instalarea unui număr de 16 module fotovoltaice, cu puterea nominală de 670 Wp/modul, rezultând:
P_PV,secundar = 16 × 670 Wp = 10,72 kWp
Modulele vor fi montate coplanar cu versantul existent, cu aceeași înclinare (20°) și același azimut (−83°) ca pe versantul estic al acoperișului principal, fiind dispuse în poziție portret, pe două rânduri a câte 8 module. Cele două rânduri se conectează în serie într-un singur string de 16 module, astfel încât tensiunea de lucru să rămână în domeniul MPPT la sarcină nominală și la temperaturi ridicate.

Configurația electrică propusă este:

- String S5 – 16 module (2 rânduri × 8 module, conectate în serie).

Rezultă:

1 string × 16 module/string

- **Acoperișul principal – versantul vestic**

Pe versantul vestic al acoperișului principal se propune instalarea unui număr de 56 module fotovoltaice, cu puterea nominală de 670 Wp/modul, rezultând:

P_PV,vest = 56 × 670 Wp = 37,52 kWp

Modulele vor fi montate coplanar cu versantul existent, la o înclinare de 20° și un azimut de +97°, fiind dispuse în poziție portret, pe două rânduri a câte 28 de module.

Configurația electrică propusă este:

- String S6 – 14 module;
- String S7 – 14 module;
- String S8 – 14 module;
- String S9 – 14 module.

Rezultă:

4 stringuri × 14 module/string

Simulările PVGIS au fost efectuate separat pentru cele două orientări ale Obiectivului 1 (pierderi de sistem de 14%, înclinare 20°, montaj integrat în clădire, baza de date PVGIS-SARAH3, profil de orizont calculat): versantul estic al acoperișului principal și acoperișul secundar – 53,60 kWp, azimut −83°, respectiv versantul vestic – 37,52 kWp, azimut +97°. Producția anuală estimată este:

P_an,Frumoasa = 52.473,21 + 34.243,52 = 86.716,73 kWh/an

Iar iradierea anuală pe planul modulelor este:

H_est = 1.272,50 kWh/m²/an; H_vest = 1.192,37 kWh/m²/an

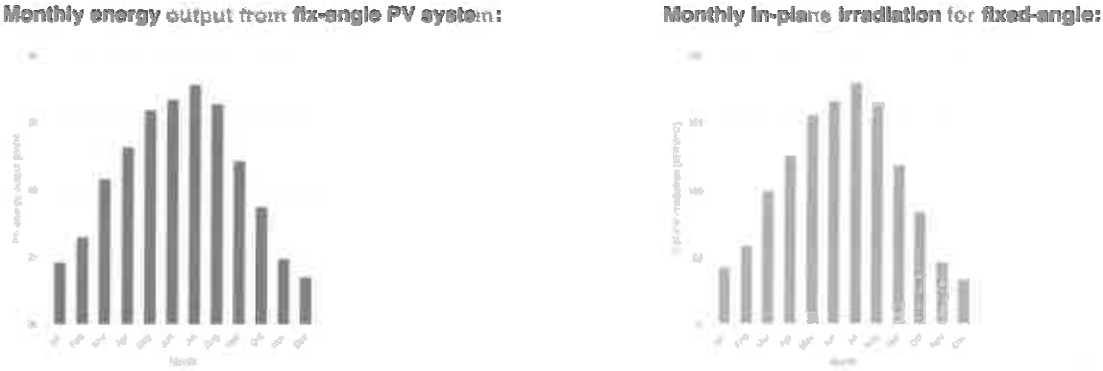


Figura 3.1.b – Producția lunară estimată de energie electrică și iradierea lunară pe planul modulelor – Obiectivul 1 – versantul estic și acoperișul secundar (53,60 kWp, înclinare 20°, azimut −83°) – Scenariul 1

Pentru versantul estic și acoperișul secundar, producția lunară estimată variază între 1.392,4 kWh (decembrie) și 7.130,3 kWh (iulie), iar variabilitatea de la an la an a producției este de 1.921,03 kWh. Pierderile totale estimate de PVGIS sunt de −23,07%, rezultate din efectul unghiului de incidență (−3,70%), efectele spectrale (+1,20%), pierderile datorate temperaturii și iradianței scăzute (−8,20%) și pierderile de sistem considerate (14%).

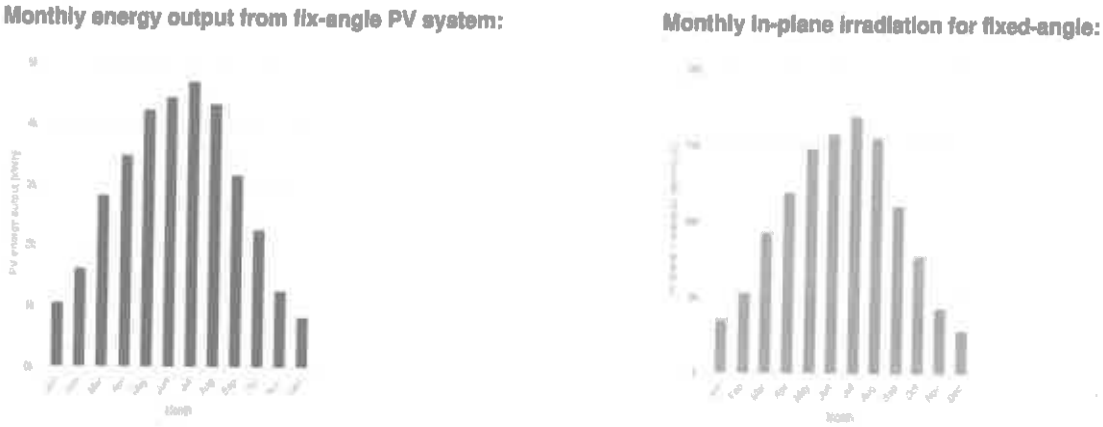


Figura 3.1.c – Producția lunară estimată de energie electrică și iradierea lunară pe planul modulelor – Obiectivul 1 – versantul vestic (37,52 kWp, înclinare 20°, azimut +97°) – Scenariul 1

Pentru versantul vestic, producția lunară estimată variază între 825,5 kWh (decembrie) și 4.705,6 kWh (iulie), iar variabilitatea de la an la an a producției este de 1.066,30 kWh. Pierderile totale estimate de PVGIS sunt de −23,46%, rezultate din efectul unghiului de incidență (−4,29%), efectele spectrale (+1,18%), pierderile datorate temperaturii și iradianței scăzute (−8,09%) și pierderile de sistem considerate (14%).

Sistemul fotovoltaic aferent Obiectivului 1 va fi deservit de un sistem integrat de stocare a energiei de tip all-in-one, montat în exterior, într-un container standardizat, care integrează PCS-ul / invertorul hibrid trifazat cu puterea nominală de 100 kW (putere maximă AC 110 kVA), prevăzut cu 8 trackere MPPT independente (maximum 2 stringuri/MPPT, 40 A/MPPT, domeniu MPPT 180–850 V, putere maximă a câmpului PV de 200 kW), bateria LFP cu capacitatea nominală de 241 kWh (domeniu de tensiune 672–876 V), BMS-ul, EMS-ul, sistemul de răcire cu lichid și sistemul de detecție și stingere a incendiului la nivel de dulap și de pachet de baterii. Puterea de încărcare/descărcare disponibilă este de 100 kW, limitată de PCS, rezultând $R_P = 100 / 91,12 = 1,097$, iar durata echivalentă de stocare este de $241,00 / 91,12 = 2,64$ h, încadrată în intervalul $2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$ (182,24 – 364,48 kWh).

Configurația propusă este:

- MPPT 1 – stringurile S1 și S2 (2 × 16 module, versantul estic);
- MPPT 2 – stringurile S3 și S4 (2 × 16 module, versantul estic);
- MPPT 3 – stringul S5 (1 × 16 module, acoperișul secundar);
- MPPT 4 – stringurile S6 și S7 (2 × 14 module, versantul vestic);
- MPPT 5 – stringurile S8 și S9 (2 × 14 module, versantul vestic);
- MPPT 6 – MPPT 8 – rezervă;
- total – 9 stringuri / 136 module / 91,12 kWp.

Configurația finală a stringurilor și distribuirea acestora pe intrările MPPT vor fi verificate în etapa de proiect tehnic, în funcție de caracteristicile electrice finale ale modulelor și invertorului selectat.

Suprafața efectivă ocupată de cele 136 module este estimată la aproximativ 367,36 m² (216,10 m² pe versantul estic și pe acoperișul secundar și 151,27 m² pe versantul vestic), calculată pe baza dimensiunilor modulelor de 2,382 × 1,134 m.

2. Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș

Pentru Obiectivul 2 se propune instalarea unui sistem fotovoltaic pe versantul estic al acoperișului principal al clădirii C1 – Pavilion 31, cu învelitoare din țiglă de beton și panta de 45°, conform planului învelitorii.

În total, pe clădire se vor instala 48 module fotovoltaice de 670 Wp, rezultând o putere fotovoltaică instalată de:

$P_{PV,Tulgheș} = 48 \times 670 \text{ Wp} = 32,16 \text{ kWp}$

Modulele vor fi montate coplanar cu versantul existent, la o înclinare de 45° și un azimut de −76°, fiind dispuse în poziție portret.

Configurația electrică propusă este:

- String S1 – 12 module;
- String S2 – 12 module;
- String S3 – 12 module;
- String S4 – 12 module.

Rezultă:

4 stringuri × 12 module/string

Conform simulării PVGIS efectuate pentru sistemul fotovoltaic al Obiectivului 2 (32,16 kWp, pierderi de sistem de 14%, înclinare 45°, azimut −76°, montaj integrat în clădire, baza de date PVGIS-SARAH3, profil de orizont calculat), producția anuală estimată este:
P_an,Tulgheș = 28.919,20 kWh/an
iar iradierea anuală pe planul modulelor este:
H_Tulgheș = 1.165,77 kWh/m²/an

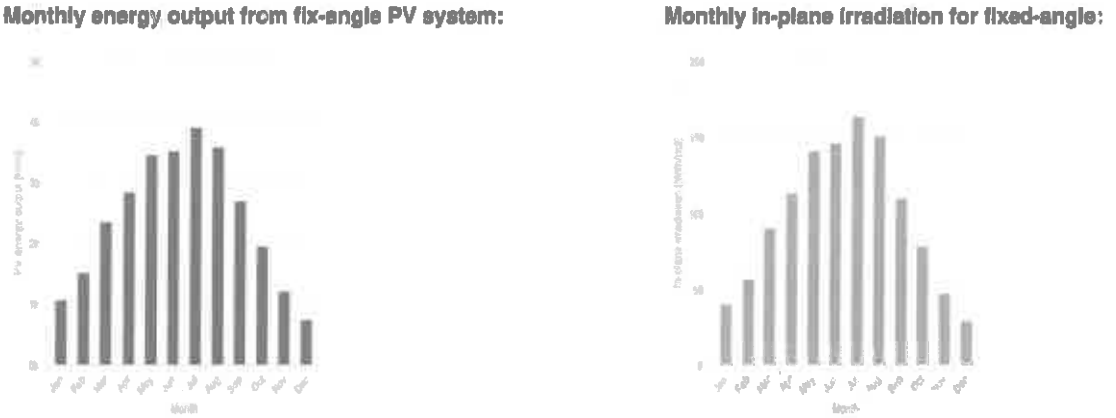


Figura 3.1.d – Producția lunară estimată de energie electrică și iradierea lunară pe planul modulelor – Obiectivul 2 – Tulgheș (32,16 kWp, înclinare 45°, azimut −76°) – Scenariul 1
Producția lunară estimată variază între 743,2 kWh (decembrie) și 3.922,6 kWh (iulie), iar variabilitatea de la an la an a producției este de 1.101,97 kWh. Pierderile totale estimate de PVGIS sunt de −22,86%, rezultate din efectul unghiului de incidență (−3,34%), efectele spectrale (+1,37%), pierderile datorate temperaturii și iradianței scăzute (−8,46%) și pierderile de sistem considerate (14%).
Sistemul fotovoltaic aferent Obiectivului 2 va fi deservit de un invertor hibrid trifazat cu puterea nominală de 50 kW (putere maximă AC 55 kVA), prevăzut cu 4 trackere MPPT independente, cu maximum 2 stringuri/MPPT, și de un sistem de stocare LFP cu capacitatea nominală de 80,35 kWh, format din 5 module de baterie de câte 16,07 kWh conectate în serie (tensiune nominală 256 V), cu DoD de 90%. Puterea maximă a acumulatorilor (256 V × 240 A = 61,44 kW) depășește puterea nominală a invertorului, astfel încât puterea de încărcare/descărcare disponibilă este de 50 kW, superioară puterii fotovoltaice instalate de 32,16 kWp.
Raportul dintre puterea câmpului fotovoltaic și puterea invertorului la Obiectivul 2 (32,16 kWp / 50 kW = 0,64) este inferior intervalului uzual de dimensionare a invertoarelor fotovoltaice (0,83–1,25). Alegerea este justificată de faptul că invertorul hibrid limitează și puterea de încărcare/descărcare a bateriei, iar indicatorul AC.4 impune R_P ≥ 1,00, respectiv P_stoc ≥ 32,16 kW la nivelul obiectivului. Gama de invertoare hibride trifazate a producătorului de referință nu include modele între 30 kW și 50 kW, astfel încât unitatea de 50 kW este cea mai mică variantă care îndeplinește această condiție.
Configurația propusă este:

- MPPT 1 – stringurile S1 și S2 (2 × 12 module);
- MPPT 2 – stringurile S3 și S4 (2 × 12 module);
- MPPT 3 și MPPT 4 – rezervă;
- total – 4 stringuri / 48 module / 32,16 kWp.

Pentru modulul de referință (Voc ≈ 49,8 V), tensiunea în circuit deschis a unui string de 12 module este de aproximativ 597,6 V la condiții STC, iar tensiunea de lucru de aproximativ 500 V, valori încadrate în domeniul MPPT al invertorului (180–850 V). Configurația finală a stringurilor va fi verificată în etapa de proiect tehnic, inclusiv la temperatura minimă de calcul a amplasamentului.
Suprafața efectivă ocupată de cele 48 module este estimată la aproximativ 129,66 m², calculată pe baza dimensiunilor modulelor de 2,382 × 1,134 m. Dispunerea modulelor va ține seama de poziția coșului de fum al centralei termice, iar capacitatea portantă a șarpantei din lemn (clădire construită în 1942) se va verifica de către proiectantul de specialitate în etapa de proiect tehnic.
3. Pompa de căldură aer-apă – Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa
La Obiectivul 1 se propune instalarea unei pompe de căldură aer-apă de tip monobloc, cu agent frigorific natural R290, cu puterea termică nominală de 70 kW, montată în exterior, în incinta centrului, și racordată hidraulic, prin intermediul unui rezervor tampon, la instalația de încălzire existentă a clădirii C1.
Pompa de căldură funcționează în regim bivalent paralel cu centrala termică pe gaze naturale existentă, care rămâne sursă de vârf și de rezervă și asigură în continuare prepararea apei calde de consum; consumul de gaze naturale pentru prepararea hranei rămâne neschimbat. Pompa de căldură se selectează cu SCOP ≥ 3,5

la temperatura de tur de 55 °C, conform cerințelor Ghidului solicitantului, temperatură compatibilă cu instalația de încălzire existentă.
Pe baza simulării orare a funcționării (metoda bin), realizată cu temperaturile orare PVGIS-SARAH3 2005–2023 ale amplasamentului, pompa de căldură acoperă 175 MWh/an, respectiv 79,8% din necesarul anual de căldură pentru încălzire de 219,3 MWh/an, peste pragul minim de 50% prevăzut de Ghidul solicitantului. Consumul de gaze naturale se reduce cu 175 / 0,85 = 205,9 MWh/an, iar emisiile de CO_2 cu 205,9 × 0,202 = 41,59 tCO_2/an. Valoarea de 175 MWh/an, corespunzătoare unui număr de 2.500 h echivalente la puterea nominală, este acoperitoare față de potențialul teoretic determinat prin metoda bin, de aproximativ 217 MWh/an. Calculul necesarului termic (sarcina termică de calcul ≈ 95 kW la −25 °C, punct de bivalență ≈ −12 °C) și schema instalației propuse (planșa T-01) sunt prezentate în Anexa 13.
Consumul suplimentar de energie electrică al pompei de căldură, luat în calcul la dimensionarea sistemului fotovoltaic, este:
C_PdC = 70 kW × 2.500 h / 3,76 = 46.543 kWh/an
Alimentarea electrică se realizează trifazat, 3N~400 V, din tabloul general existent al clădirii C1, printr-un circuit nou protejat cu întrerupător automat de 80 A (curent minim al circuitului MCA = 64 A), conform schemei electrice monofilare (Anexa 2). Prin sistemul EMS, funcționarea pompei de căldură va fi prioritizată în intervalele cu producție fotovoltaică și cu energie disponibilă în sistemul de stocare.

Centralizarea Scenariului 1

În cadrul Scenariului 1 se propune instalarea unui număr total de 184 module fotovoltaice de 670 Wp, rezultând o putere fotovoltaică instalată totală de:

P_PV,total = 91,12 + 32,16 = 123,28 kWp

Centralizarea capacităților și a producției estimate este următoarea:

Obiectiv	Număr module	Putere instalată	Producție anuală estimată
Obiectivul 1 – Frumoasa	136	**91,12 kWp**	**86.716,73 kWh/an**
Obiectivul 2 – Tulgheș	48	**32,16 kWp**	**28.919,20 kWh/an**
TOTAL	**184**	**123,28 kWp**	**115.635,93 kWh/an**

Rezultă o producție anuală totală estimată de:

P_an,SC1 = 86.716,73 + 28.919,20 = 115.635,93 kWh/an

Producția anuală este fundamentată pe simulările PVGIS realizate separat pentru fiecare obiectiv, utilizând orientările și înclinările reale ale versanților de acoperiș și pierderi de sistem de 14%.

Consumul anual de referință documentat pentru punctele de consum incluse în proiect este de 68.647 kWh/an, la care se adaugă consumul suplimentar al pompei de căldură de 46.543 kWh/an:

C_an = 68.647 + 46.543 = 115.190 kWh/an (AC.1, inclusiv pompa de căldură)

Raportul de dimensionare pentru autoconsum (AC.3) este:

R_ac = P_an / C_an = 115.635,93 / 115.190 = 1,004

Valoarea se încadrează sub limita de 1,10 prevăzută de Ghidul solicitantului. Pentru Obiectivul 1, raportul dintre producția estimată (86.716,73 kWh/an) și consumul clădirii C1, inclusiv pompa de căldură (36.003 + 46.543 = 82.546 kWh/an), este de 1,051, iar pentru Obiectivul 2, raportul dintre producția estimată (28.919,20 kWh/an) și consumul locului de consum din Tulgheș (32.644 kWh/an) este de 0,886.

Sistemele de stocare vor fi dimensionate în raport cu puterea fotovoltaică totală instalată de 123,28 kW, astfel încât puterea nominală totală de stocare să fie cel puțin egală cu puterea fotovoltaică instalată, iar capacitatea energetică să se încadreze în intervalul:

2 h × P_PV,total ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV,total, respectiv 246,56 kWh ≤ E_stoc ≤ 493,12 kWh

Se propune o capacitate nominală totală de stocare de E_stoc = 241,00 + 80,35 = 321,35 kWh (241,00 kWh la Obiectivul 1 și 80,35 kWh la Obiectivul 2), încadrată în intervalul admisibil de 246,56 – 493,12 kWh, ceea ce corespunde unei durate echivalente de stocare la nivelul proiectului de 321,35 / 123,28 = 2,61 h. Puterea nominală totală de încărcare/descărcare este P_stoc = 100 + 50 = 150 kW, limitată de puterea PCS / invertoarelor hibride, rezultând R_P = 150 / 123,28 = 1,217 ≥ 1,00. Condițiile sunt îndeplinite și la nivelul fiecărui obiectiv: Obiectivul 1 – R_P = 100 / 91,12 = 1,097 și 241,00 / 91,12 = 2,64 h; Obiectivul 2 – R_P = 50 / 32,16 = 1,555 și 80,35 / 32,16 = 2,50 h.

SCENARIUL 2

Implementarea sistemelor fotovoltaice pentru autoconsum și a pompei de căldură, cu sistem de stocare modular (invertor hibrid și baterii LFP montate la interior) la Obiectivul 1 – varianta cu stocare modulară

Scenariul 2 reprezintă o variantă tehnico-economică alternativă, care păstrează aceleași capacități de producere și aceeași pompă de căldură ca Scenariul 1, diferența constând în soluția tehnică a sistemului de stocare de la Obiectivul 1.

Câmpurile fotovoltaice sunt identice cu cele din Scenariul 1: Obiectivul 1 – Frumoasa – 136 module / 91,12 kWp (versantul estic și acoperișul secundar – 80 module, azimut −83°; versantul vestic – 56 module, azimut +97°) și Obiectivul 2 – Tulgheș – 48 module / 32,16 kWp (înclinare 45°, azimut −76°), în total 184 module / 123,28 kWp. Se menține de asemenea pompa de căldură aer-apă de 70 kW de la Obiectivul 1.

La Obiectivul 1, în locul sistemului integrat all-in-one, se prevede un invertor hibrid trifazat de 100 kW (110 kVA maxim, 8 trackere MPPT), asociat unui sistem modular de baterii LFP format din 12 module de câte 16,07 kWh conectate în serie (tensiune nominală 614,4 V, domeniu 556,8–700,8 V), cu unitate de control și BMS, montate la interior, într-un spațiu tehnic amenajat conform normativului de securitate la incendiu P118. La Obiectivul 2 se menține soluția din Scenariul 1 (invertor hibrid de 50 kW și 5 × 16,07 kWh).

Puterea instalată în module este P_DC = 123,28 kWp, iar puterea nominală AC totală a invertoarelor hibride este de 100 + 50 = 150 kW, astfel încât capacitatea instalată de producere luată în calcul (I.1) este:

P_PV,SC2 = min(P_DC; P_AC) = min(123,28; 150) = 123,28 kW

Producția anuală estimată, identică cu cea din Scenariul 1, este:

P_an,SC2 = 115.635,93 kWh/an

Raportat la consumul de referință viitor, de 115.190 kWh/an (inclusiv pompa de căldură), rezultă:

R_ac = 115.635,93 / 115.190 = 1,004

Valoarea respectă limita de 1,10 prevăzută de Ghidul solicitantului.

Sistemul de stocare – Scenariul 2

La Obiectivul 1, pentru P_PV = 91,12 kW, capacitatea energetică de stocare trebuie să se încadreze în intervalul 2 h × 91,12 = 182,24 kWh ≤ E_stoc ≤ 4 h × 91,12 = 364,48 kWh. Numărul minim de module de baterie de 16,07 kWh care respectă limita inferioară este de 12 (11 module = 176,77 kWh < 182,24 kWh):

E_stoc,Ob.1,SC2 = 12 × 16,07 = 192,84 kWh; P_stoc,Ob.1,SC2 = min(614,4 V × 240 A = 147,46 kW; 100 kW) = 100 kW

rezultând la Obiectivul 1 R_P = 100 / 91,12 = 1,097 și o durată echivalentă de stocare de 192,84 / 91,12 = 2,12 h. La nivelul proiectului, E_stoc,SC2 = 192,84 + 80,35 = 273,19 kWh (2,22 h, în intervalul 246,56 – 493,12 kWh), P_stoc,SC2 = 100 + 50 = 150 kW și R_P = 150 / 123,28 = 1,217. Energia utilizabilă la DoD = 90% este de 245,87 kWh.

Scenariul 2 respectă condițiile de eligibilitate, însă, față de Scenariul 1, dispune de o capacitate de stocare mai redusă cu 48,16 kWh la Obiectivul 1 (192,84 kWh față de 241,00 kWh), ceea ce reduce cantitatea de energie fotovoltaică transferată către consumul de seară și de noapte și către funcționarea pompei de căldură, și necesită amenajarea în interiorul clădirii C1 – în care sunt cazați beneficiarii centrului – a unui spațiu tehnic

pentru baterii, cu măsurile de securitate la incendiu aferente. De asemenea, invertorul, bateriile, BMS-ul și sistemul de management energetic se instalează și se interconectează separat. Soluția integrată din Scenariul 1 este montată în exterior și include în container răcirea cu lichid, sistemul de detecție și stingere a incendiului și EMS-ul.

3.1 *Particularități ale amplasamentului*

a) descrierea amplasamentului

Amplasamentele propuse pentru realizarea investiției sunt situate în județul Harghita, pe clădiri aflate în administrarea **DGASPC Harghita**, fiind grupate în două obiective:

Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa este situat în intravilanul localității Frumoasa, str. Bisericii nr. 268/B, comuna Frumoasa, în zona Depresiunii Ciucului. Imobilul este înscris în CF nr. 50638 Frumoasa și cuprinde terenul intravilan cu nr. cadastral 50638, în suprafață de 8.200 mp, categoria de folosință curți-construcții, aflat în domeniul public al Județului Harghita și în administrarea DGASPC Harghita, precum și clădirea C1 (nr. cadastral 50638-C1) – sediul Centrului de Îngrijire și Asistență Frumoasa, cu suprafața construită la sol de 792 mp, al cărei drept de proprietate este intabulat în favoarea DGASPC Harghita.

Clădirea C1 are regimul de înălțime P+1, fundații din piatră, pereți din zidărie tencuită și acoperiș de tip șarpantă, cu învelitoare din plăci ondulate și panta versanților de aproximativ 20°. Construcția a fost realizată în baza Autorizației de construire nr. 1/29.05.2007, emisă de Primăria Comunei Frumoasa, și recepționată prin Procesul-verbal de recepție finală nr. 15207/2008.

Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș (fost Centrul de Recuperare și Reabilitare Neuropsihiatrică Tulgheș, pentru 50 de beneficiari) este situat în intravilanul localității Tulgheș, str. Principală nr. 32, comuna Tulgheș, cod poștal 537330, în valea pârâului Putna. Imobilul este înscris în CF nr. 50139 Tulgheș și cuprinde terenul intravilan cu nr. cadastral 50139, în suprafață de 2.789 mp (măsurată; 2.842 mp din acte), categoria de folosință curți-construcții, și clădirea C1 (nr. cadastral 50139-C1, „Pavilion 31") – construcție administrativă și social-culturală, cu suprafața construită la sol de 808 mp (măsurată; 626 mp din acte). Imobilul aparține domeniului public al Județului Harghita, iar dreptul de administrare operativă este intabulat în favoarea DGASPC Harghita.

Clădirea C1 a fost construită în anul 1942 și are regimul de înălțime D parțial + P + 1E + M. Structura este alcătuită din fundații continue din zidărie de piatră, pereți la demisol și parter din piatră de carieră cioplită, pereți la etaj din lemn de brad ecarisat căptușiți cu cărămidă, planșee din beton armat peste subsol și parter, planșeu din lemn peste etaj și acoperiș de tip șarpantă din lemn, cu învelitoare din țiglă de beton. Conform studiului energetic întocmit în anul 2016, suprafața desfășurată a clădirii este de 2.112,01 m², iar suprafața utilă de 1.519,54 m². Clădirea cuprinde spații de cazare, spații pentru terapie și recuperare, cabinete medicale, birouri și spații anexe (bucătărie, sală de mese, centrală termică). Încălzirea și prepararea apei calde de consum se asigură prin centrala termică proprie, modernizată în anul 2021, echipată cu două cazane de apă caldă pe combustibil solid (lemn) de câte 174 kW, două rezervoare de acumulare de câte 2.000 l și un boiler de 1.000 l.

Amplasamentele aferente sistemelor fotovoltaice propuse în Scenariul 1 sunt identificate orientativ prin următoarele coordonate geografice:

- **Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa:** 46.454° N, 25.838° E (altitudine de aproximativ 771 m);

- **Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș:** 46.959° N, 25.762° E (altitudine de aproximativ 647 m).

Coordonatele au fost utilizate inclusiv pentru simulările de producție energetică realizate în aplicația PVGIS. Investiția vizează montarea unor sisteme fotovoltaice pentru autoconsum, cu sisteme de stocare integrate, pe acoperișurile clădirilor existente, sistemele de stocare urmând a fi amplasate în incinta fiecărui obiectiv. Nu se modifică destinația funcțională a clădirilor.

b) orientări față de punctele cardinale

Orientarea sistemelor fotovoltaice a fost determinată pe baza geometriei reale a versanților de acoperiș și a coordonatelor geografice ale amplasamentelor, ca direcție perpendiculară pe coama acoperișului. Azimutul este exprimat conform convenției PVGIS (0° = sud, valori negative spre est, pozitive spre vest). La Obiectivul 1, coama acoperișului principal este rotită cu 7° față de direcția nord–sud, rezultând azimutul de −83° pentru versantul estic și pentru acoperișul secundar și de +97° pentru versantul vestic; la Obiectivul 2, versantul utilizat are azimutul de −76°.

Parametrii utilizați în simulările PVGIS sunt:

- Obiectivul 1 – Frumoasa, versantul estic al acoperișului principal și acoperișul secundar: 53,60 kWp, înclinare 20°, azimut −83°;
- Obiectivul 1 – Frumoasa, versantul vestic al acoperișului principal: 37,52 kWp, înclinare 20°, azimut +97°;
- Obiectivul 2 – Tulgheș: 32,16 kWp, înclinare 45°, azimut −76°.

Pentru toate simulările s-a adoptat o pierdere globală de sistem de 14%, poziția de montaj „integrat în clădire" (building integrated), corespunzătoare montajului coplanar al modulelor pe învelitoare, cu ventilare redusă pe spatele acestora, baza de date de radiație solară PVGIS-SARAH3 și profilul de orizont calculat de aplicație. Pentru Obiectivul 1, profilul orizontului calculat de PVGIS prezintă înălțimi reduse, de maximum aproximativ 6° (în medie aproximativ 2,6°), astfel încât umbrirea datorată reliefului înconjurător este redusă.

c) relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile

Obiectivul 1 este amplasat în intravilanul localității Frumoasa, într-o zonă cu funcțiuni rezidențiale, agricole și de servicii sociale. Conform evidenței imobilelor aflate în administrarea DGASPC Harghita, imobilul se învecinează la est și la vest cu proprietăți particulare, la nord cu teren agricol, iar la sud cu drumul județean DJ 124A. Accesul în incintă se realizează din drumul public de la limita sudică a proprietății, prin drumul de acces existent, cu îmbrăcăminte din beton asfaltic; incinta dispune de alei și parcare din beton prefabricat, cu suprafața de 1.292 mp, și este împrejmuită pe o lungime de 411 m. Lucrările propuse nu presupun realizarea unor căi de acces noi și nu determină modificări ale circulației existente. Accesul pentru execuție, montaj, exploatare și mentenanță se va realiza prin accesele existente ale fiecărei clădiri, cu respectarea condițiilor de siguranță și a reglementărilor aplicabile pentru lucrări executate pe acoperișuri. În etapa de

execuție, organizarea lucrărilor se va realiza astfel încât să fie afectată cât mai puțin funcționarea normală a centrului și accesul beneficiarilor și al personalului la clădire.

Obiectivul 2 este amplasat în intravilanul localității Tulgheș, de-a lungul drumului județean DJ 127 (str. Principală). Conform evidenței imobilelor aflate în administrarea DGASPC Harghita, imobilul se învecinează la nord și la sud cu proprietăți ale Parohiei Romano-Catolice, la est cu pârâul Putna, iar la vest cu drumul județean DJ 127, din care se realizează accesul în incintă. Lucrările propuse nu presupun realizarea unor căi de acces noi și nu determină modificări ale circulației existente. Accesul pentru execuție, montaj, exploatare și mentenanță se va realiza prin accesul existent, cu respectarea condițiilor de siguranță pentru lucrările executate pe acoperișuri și cu menținerea funcționării normale a centrului.

d) surse de poluare existente în zonă

Obiectivul 1 este amplasat în intravilanul localității Frumoasa, comuna Frumoasa, județul Harghita, într-o zonă cu funcțiuni rezidențiale, agricole și de servicii sociale. În zona amplasamentului nu au fost identificate surse majore de poluare industrială care să influențeze în mod direct realizarea investiției propuse. Sursele de poluare existente în proximitatea clădirii sunt specifice zonelor locuite și pot proveni, în principal, din traficul rutier local, activitățile curente ale gospodăriilor și funcționarea normală a centrului. Aceste surse au caracter redus și nu generează condiționări tehnice semnificative pentru montarea sistemelor fotovoltaice pe acoperișurile clădirii analizate. Investiția propusă nu introduce surse noi semnificative de poluare în perioada de exploatare. Sistemele fotovoltaice produc energie electrică din surse regenerabile, fără emisii directe de gaze cu efect de seră, fără emisii de noxe, fără evacuări de ape uzate tehnologice și fără generarea de deșeuri în regim normal de funcționare. În perioada de execuție pot apărea emisii temporare și reduse, specifice lucrărilor de montaj, respectiv zgomot local, praf accidental și deșeuri rezultate din ambalaje sau materiale auxiliare. Acestea vor fi gestionate prin măsuri uzuale de organizare a lucrărilor, colectare selectivă și evacuare a deșeurilor conform legislației aplicabile.

Obiectivul 2 este amplasat în intravilanul localității Tulgheș, într-o zonă cu funcțiuni rezidențiale, de cult și de servicii sociale. În zona amplasamentului nu au fost identificate surse majore de poluare industrială. Sursele de poluare existente sunt specifice zonelor locuite: traficul rutier pe DJ 127, încălzirea locuințelor cu combustibil solid și centrala termică proprie a centrului, echipată cu cazane pe lemn. Emisiile de fum și particule pot produce depuneri pe suprafața modulelor fotovoltaice; din acest motiv, dispunerea modulelor se va stabili ținând seama de poziția coșului de fum, iar planul de mentenanță va include curățarea periodică a modulelor. Investiția nu introduce surse noi de poluare în perioada de exploatare.

e) date climatice și particularități de relief

Obiectivul 1 este amplasat în partea estică a Depresiunii Ciucului, la o altitudine de aproximativ 771 m, zonă caracterizată printr-un climat temperat-continental rece, cu influențe montane accentuate, temperaturi scăzute în sezonul rece, perioade lungi de îngheț și încărcări semnificative din zăpadă. Iradierea anuală pe planul modulelor (înclinare 20°), determinată cu PVGIS-SARAH3, este de 1.272,50 kWh/m² pentru versantul estic (azimut −83°) și de 1.192,37 kWh/m² pentru versantul vestic (azimut +97°).

Obiectivul 2 este amplasat în nord-estul județului Harghita, în zona montană a Carpaților Orientali, pe valea pârâului Putna, afluent al râului Bistricioara, la o altitudine medie a localității de

aproximativ 650 m. Zona se caracterizează printr-un climat temperat-continental rece, cu influențe montane accentuate, ierni lungi și încărcări semnificative din zăpadă. Conform studiului energetic din 2016, amplasamentul se încadrează în zona climatică V (temperatura exterioară convențională de calcul Te = −25 °C) și în zona eoliană IV, conform SR 1907-1. Din punct de vedere al acțiunilor climatice, pentru Obiectivul 2 se vor avea în vedere următorii parametri de proiectare: conform CR 1-1-3/2012, valoarea caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol este s□ = 2,0 kN/m² (localitatea Tulgheș, altitudine ≈ 650 m < 1.000 m, este situată în zona cu s□ = 2,0 kN/m², la fel ca localitățile învecinate Borsec, Toplița, Gheorgheni și Bicaz, Tabelul A.1); conform CR 1-1-4/2012, presiunea dinamică de referință a vântului este q_b = 0,4 kPa (harta de zonare, Anexa A; valoare identică cu cea tabelată pentru Gheorgheni); conform STAS 6054-77, adâncimea maximă de îngheț se consideră de aproximativ 1,00–1,10 m, corespunzătoare zonei depresionare și montane a Carpaților Orientali. Încărcarea efectivă din zăpadă pe acoperiș (înclinare 45°) se va determina în proiectul tehnic în funcție de coeficientul de formă, expunere și efectele termice. Iradierea anuală pe planul modulelor (înclinare 45°, azimut −76°), determinată cu PVGIS-SARAH3, este de 1.165,77 kWh/m².

Din punct de vedere al acțiunilor climatice asupra construcțiilor, pentru Obiectivul 1 se vor avea în vedere următorii parametri de proiectare:

conform **CR 1-1-3/2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor**, valoarea caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol este s_k **= 2,0 kN/m²** pentru zona Miercurea-Ciuc și împrejurimi;

conform **CR 1-1-4/2012 – Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor**, presiunea dinamică de referință a vântului utilizată în zonă este de aproximativ **q_b = 0,6 kPa**;

conform **STAS 6054-77 – Teren de fundare. Adâncimi maxime de îngheț. Zonarea teritoriului României**, pentru zona Miercurea-Ciuc se consideră o adâncime maximă de îngheț de aproximativ **1,00–1,10 m**.

Condițiile climatice locale impun verificarea atentă a sistemelor de montaj, în special în ceea ce privește solicitările transmise structurii existente a acoperișului de către:

- greutatea proprie a modulelor fotovoltaice și a structurii de susținere;
- acumulările de zăpadă;
- acțiunea de presiune și sucțiune a vântului;
- efectele ciclurilor repetate de îngheț-dezgheț;
- variațiile termice sezoniere.

Încărcarea efectivă din zăpadă asupra fiecărei suprafețe de acoperiș nu se va considera automat egală cu valoarea de **2,0 kN/m²**, aceasta urmând să fie determinată în etapa de proiectare tehnică în funcție de coeficientul de formă al acoperișului, expunere, efectele termice și geometria concretă a versanților.

f) existența unor:

- *rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;*
- Nu este cazul.
- *posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată;*

- Pe amplasamentul Obiectivului 1 nu există monumente istorice. În localitatea Frumoasa este înscris în Lista monumentelor istorice monumentul HR-II-m-B-12823 – Clopotnița de lemn a bisericii romano-catolice (str. Bisericii, lângă casa cu nr. 109, sec. XIX). Pe amplasamentul Obiectivului 2 nu există monumente istorice; monumentele istorice din satul Tulgheș înscrise în Lista monumentelor istorice (de exemplu, biserica de lemn „Sf. Arhangheli" – HR-II-m-A-12992, str. Putna nr. 239, și capela de lemn „Sf. Petru și Pavel" – HR-II-m-B-12993) sunt situate pe alte amplasamente. Încadrarea amplasamentelor față de zonele de protecție ale monumentelor istorice va fi confirmată prin certificatele de urbanism.
- *existenta condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;*
- Nu este cazul
- *terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.*
- Nu este cazul

g) **caracteristici geofizice ale terenului din amplasament: Din punct de vedere seismic, Obiectivul 1, situat în comuna Frumoasa, județul Harghita, se încadrează conform prevederilor reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică – Partea I – Prevederi de proiectare pentru clădiri", indicativ P100-1/2013, aprobată prin Ordinul nr. 2465/2013, cu modificările și completările ulterioare, inclusiv cele aduse prin Ordinul nr. 2956/2019. ag = 0,15 g.**

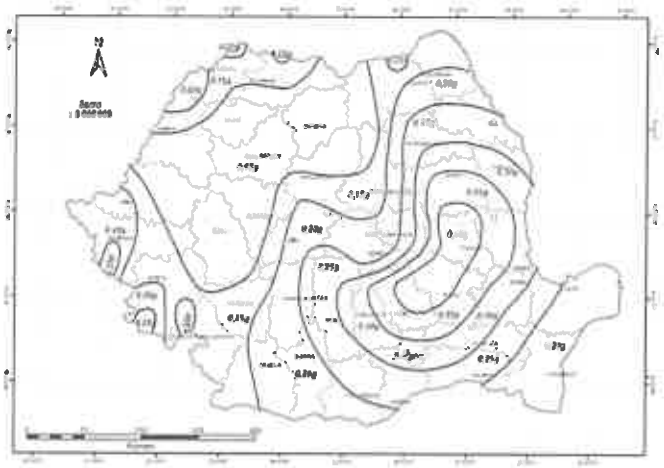


Figura nr. 3.1.1 – Zonarea teritoriului României în termeni de valori de vârf ale accelerației terenului pentru proiectare, ag

pentru intervalul mediu de recurență IMR = 225 ani, corespunzător probabilității de depășire de 20% în 50 de ani. Conform zonării teritoriului României în termeni de perioadă de control a spectrului de răspuns, amplasamentul este caracterizat prin: **Tc = 0,70 sec**

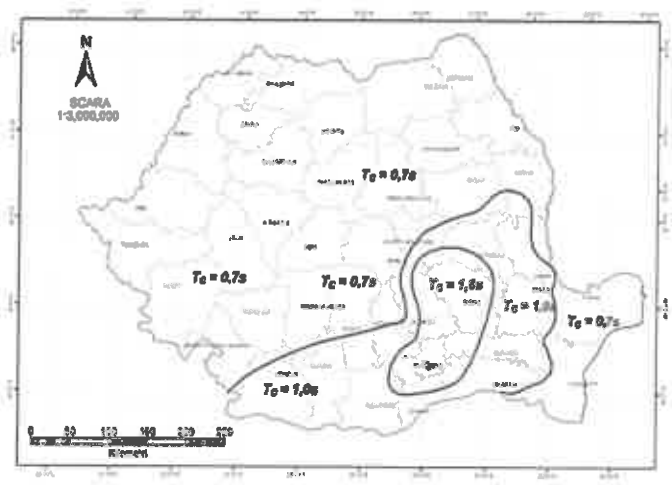


Figura nr. 3.1.2 – Zonarea teritoriului României în termeni de perioadă de control a spectrului de răspuns, Tc

Figura prezintă zonarea teritoriului României în funcție de perioada de control a spectrului de răspuns, Tc, conform prevederilor reglementării tehnice P100-1/2013. Această valoare caracterizează condițiile seismice locale și se utilizează la definirea spectrului de proiectare pentru acțiunea seismică. Pentru Obiectivul 1, situat în comuna Frumoasa, județul Harghita, perioada de control a spectrului de răspuns este Tc = 0,70 sec. Aceste valori vor fi avute în vedere în etapa de proiectare tehnică, în special pentru verificarea sistemului de montaj, a elementelor de fixare și a interacțiunii dintre structura metalică a sistemului fotovoltaic și structura existentă a acoperișului.

Obiectivul 2, situat în comuna Tulgheș, județul Harghita, se încadrează conform P100-1/2013 în zona caracterizată prin ag = 0,15 g și Tc = 0,70 s (zona județului Harghita); valorile se vor confirma pe baza hărților de zonare seismică în etapa de proiectare tehnică. Având în vedere vechimea clădirii (1942) și alcătuirea acoperișului (șarpantă din lemn, învelitoare din țiglă de beton), capacitatea portantă a structurii acoperișului pentru preluarea încărcărilor suplimentare din sistemul fotovoltaic se va verifica de către proiectantul de specialitate în etapa de proiect tehnic.

3.2 Date tehnice și funcționale ale obiectivului de investiții:

a) destinație și funcțiuni;

Se propune montarea a două sisteme fotovoltaice trifazate cu stocare integrată, câte unul pentru fiecare obiectiv, precum și a unei pompe de căldură aer-apă la Obiectivul 1, având următoarele componente principale:

Panouri fotovoltaice

Pentru realizarea sistemelor fotovoltaice se propune utilizarea unor module fotovoltaice monocristaline N-type, bifaciale, de tip sticlă-sticlă (dual-glass), cu puterea nominală de referință de 670 Wp/modul, sau echivalent.
În Scenariul 1 se propune instalarea unui număr total de 184 module fotovoltaice, rezultând o putere fotovoltaică instalată totală de 184 × 670 Wp = 123,28 kWp, repartizată astfel: Obiectivul 1 – Frumoasa – 136 module / 91,12 kWp; Obiectivul 2 – Tulgheș – 48 module / 32,16 kWp.
În Scenariul 2 se menține aceeași configurație a câmpurilor fotovoltaice (184 module / 123,28 kWp).

Modulele propuse vor avea o eficiență la STC de minimum 24,8%, toleranță de putere pozitivă (0 ... +5 W), bifacialitate de minimum 70%, tensiune maximă de sistem de minimum 1.500 V DC și coeficient de temperatură al puterii de maximum 0,26 %/°C în valoare absolută. Pentru modulul de referință utilizat în dimensionare se consideră orientativ Vmp ≈ 41,7 V, Imp ≈ 16,1 A, Voc ≈ 49,8 V și Isc ≈ 16,9 A, dimensiuni de aproximativ 2.382 × 1.134 × 30 mm și o greutate de maximum aproximativ 33 kg/modul.
Construcția mecanică va fi adecvată exploatării pe termen lung în exterior: sticlă securizată pe ambele fețe (aprox. 2,0 + 2,0 mm), ramă din aliaj de aluminiu anodizat, cutie de joncțiune cu grad de protecție minimum IP68 și 3 diode de bypass, cabluri de minimum 4 mm² cu conectori compatibili. Modulele vor rezista la o sarcină mecanică din zăpadă de minimum 5.400 Pa (față) și din vânt de minimum 2.400 Pa (spate), corespunzător condițiilor climatice din județul Harghita.
Modulele vor fi certificate conform IEC 61215 și IEC 61730 sau standarde echivalente. Garanția de produs va fi de minimum 15 ani, iar garanția liniară de performanță de minimum 30 ani (degradare de maximum 1% în primul an și de maximum 0,35%/an ulterior).
Din punct de vedere electric, configurația preliminară este:

- Obiectivul 1 – Frumoasa, versantul estic al acoperișului principal: 4 stringuri × 16 module;
- Obiectivul 1 – Frumoasa, acoperișul secundar: 1 string × 16 module (2 rânduri × 8 module în serie);
- Obiectivul 1 – Frumoasa, versantul vestic al acoperișului principal: 4 stringuri × 14 module;
- Obiectivul 2 – Tulgheș: 4 stringuri × 12 module.

Verificarea configurației stringurilor s-a realizat pentru valorile extreme de temperatură ale amplasamentelor, pe baza fișei tehnice a modulului de referință (670 Wp: Voc = 49,80 V, Vmp = 41,73 V, Isc = 16,93 A, Imp = 16,06 A, coeficient de temperatură Voc = −0,22 %/°C; pentru Vmp s-a considerat −0,31 %/°C) și a limitelor echipamentelor de conversie (domeniu de intrare DC 180–950 V, tensiune de rezistență 1.000 V, domeniu MPPT 180–850 V, respectiv 370–850 V la sarcină nominală pentru unitatea de la Obiectivul 1). Cea mai mare tensiune apare în circuit deschis la temperatura minimă: s-au verificat −25 °C (temperatura exterioară convențională, zona climatică V) și −35 °C (minima absolută posibilă în depresiunile Ciucului și Giurgeului). Cea mai mică tensiune de lucru apare la temperatura maximă a celulei (+70 °C).

Verificarea configurației stringurilor – valori extreme de tensiune

String	Voc STC [V]	Voc la −25 °C [V]	Voc la −35 °C [V]	Vmp la −25 °C [V]	Vmp la +70 °C [V]	Verificare
16 module – Frumoasa E și acop. secundar (MPPT 1–3)	796,8	884,4	902,0	771,2	574,5	conform
14 module – Frumoasa V (MPPT 4–5)	697,2	773,9	789,2	674,8	502,7	conform
12 module – Tulgheș (MPPT 1–2)	597,6	663,3	676,5	578,4	430,9	conform

Numărul maxim de module în serie: n_max = 950 V / Voc(−35 °C) = 950 / 56,37 ≈ 16 module; stringurile proiectate (maximum 16 module) respectă această limită, iar tensiunea maximă de ≈ 902 V rămâne sub domeniul de intrare de 950 V și sub tensiunea de rezistență de 1.000 V a echipamentelor.

Numărul minim de module pentru funcționarea la sarcină nominală a unității de la Obiectivul 1 (Vmp ≥ 370 V la +70 °C): n_min ≈ 11 module. Toate stringurile proiectate (16, 14 și 12 module) se încadrează integral. Pentru acoperișul secundar, cele două rânduri de câte 8 module – cu aceeași orientare (−83°) și înclinare (20°) ca versantul estic – se conectează în serie într-un singur string de 16 module (S5) pe

MPPT 3 (Vmp ≈ 668 V la STC, ≈ 574,5 V la +70 °C, Isc = 16,93 A), evitându-se astfel funcționarea unor stringuri de 8 module (Vmp ≈ 287 V la +70 °C) sub limita de 370 V a domeniului MPPT la sarcină nominală.

Curentul pe MPPT: pentru 2 stringuri în paralel rezultă Imp = 2 × 16,06 = 32,12 A ≤ 40 A (curent maxim de intrare) și Isc = 2 × 16,93 = 33,86 A; chiar cu un aport suplimentar de 10% al feței posterioare a modulelor bifaciale și un factor de siguranță de 1,25, curentul de scurtcircuit (≈ 46,6 A) rămâne sub valoarea maximă admisă de 50 A/MPPT. Deoarece pe fiecare MPPT sunt conectate cel mult 2 stringuri în paralel, curentul invers maxim printr-un string, (N − 1) × Isc = 16,93 A, este sub curentul nominal al siguranței serie a modulului (30 A); nu sunt necesare siguranțe de string și nici diode de blocare (acestea devin obligatorii de la 3 stringuri în paralel).

Invertoare hibride trifazate

Sistemele fotovoltaice vor fi echipate cu invertoare hibride trifazate (convertoare bidirecționale PCS), capabile să gestioneze atât conversia energiei produse de câmpul fotovoltaic, cât și fluxurile de energie aferente sistemelor de stocare.
În Scenariul 1 se vor utiliza două echipamente, câte unul pentru fiecare obiectiv:

- Obiectivul 1 – Frumoasa: sistem integrat de stocare all-in-one, montat în exterior, cu PCS / invertor hibrid trifazat de 100 kW putere nominală AC (110 kVA maxim), 8 trackere MPPT, 2 stringuri/MPPT, 40 A/MPPT, putere maximă a câmpului PV de 200 kW, domeniu MPPT 180–850 V, și baterie LFP de 241 kWh integrată;
- Obiectivul 2 – Tulgheș: invertor hibrid trifazat de 50 kW putere nominală AC (55 kVA maxim), 4 trackere MPPT, 2 stringuri/MPPT, domeniu MPPT 180–850 V, asociat unui sistem de stocare LFP de 80,35 kWh.

Rezultă o putere nominală AC totală de 100 + 50 = 150 kW, identică în ambele scenarii. În Scenariul 2, la Obiectivul 1 se utilizează un invertor hibrid trifazat de 100 kW (110 kVA maxim, 8 trackere MPPT, 2 stringuri/MPPT, 40 A/MPPT), separat de sistemul modular de baterii.
La Obiectivul 1 se utilizează MPPT 1 și MPPT 2 pentru versantul estic (câte 2 × 16 module), MPPT 3 pentru acoperișul secundar (1 × 16 module), MPPT 4 și MPPT 5 pentru versantul vestic (câte 2 × 14 module), MPPT 6 – MPPT 8 rămânând în rezervă; stringurile cu orientări diferite sunt conectate pe trackere MPPT distincte.
La Obiectivul 2 se utilizează MPPT 1 și MPPT 2 (câte 2 × 12 module), MPPT 3 și MPPT 4 rămânând în rezervă.
Invertoarele vor avea o tensiune maximă admisă pe partea DC de minimum aproximativ 1.000 V, iar domeniul de funcționare MPPT va trebui să includă integral domeniul de tensiune rezultat pentru stringurile proiectate atât în condiții nominale, cât și în condițiile extreme de temperatură.
Eficiența maximă a invertoarelor va fi de minimum aproximativ 98,5%, iar eficiența europeană de minimum aproximativ 98,0%. Distorsiunea armonică totală a curentului injectat în rețea, THDi, va fi sub 3% la puterea nominală.
Invertoarele vor fi dimensionate pentru racordare trifazată la 400 V, 50 Hz, vor avea grad de protecție de minimum IP65 și vor fi adecvate exploatării în condițiile climatice specifice amplasamentului.
Echipamentele vor integra cel puțin protecție la inversarea polarității DC, monitorizarea rezistenței de izolație, monitorizarea curentului rezidual, protecție la supracurent, scurtcircuit și supratensiune AC, protecție la supratemperatură, protecții la supratensiuni tranzitorii pe partea DC și AC – SPD tip II – și separator/comutator DC.
Vor fi asigurate funcția anti-insularizare, funcția de reglare a factorului de putere, controlul puterii reactive și posibilitatea limitării injecției în rețeaua publică, inclusiv regim zero-export, dacă această funcție va fi solicitată prin condițiile de racordare.
Invertoarele vor dispune de comunicații RS485, Ethernet, Wi-Fi, CAN sau echivalent, compatibile cu sistemul de management al bateriilor și cu platforma de monitorizare centralizată. Se va asigura posibilitatea utilizării unor protocoale standard de comunicație, de tip Modbus RTU/TCP sau echivalent.
Echipamentele vor respecta standardele relevante pentru convertoarele destinate instalațiilor fotovoltaice și racordării la rețea, inclusiv IEC/EN 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727 și EN 50549 sau echivalente.

Sistem de stocare a energiei electrice – BESS

Sistemele fotovoltaice vor fi echipate cu sisteme de stocare electrochimică realizate cu acumulatori de tip $LiFePO_4$ – LFP, de înaltă tensiune: la Obiectivul 1, sistem integrat de tip all-in-one, montat în exterior, în container cu răcire cu lichid, grad de protecție IP55, protecție anticorozivă C5 și sistem de detecție și stingere

a incendiului (detectoare de fum și de căldură, sirenă, stingere cu aerosoli la nivel de dulap și de pachet, panou de decompresie); la Obiectivul 2, sistem modular montat la interior.
Bateriile vor fi prevăzute cu BMS – Battery Management System, capabil să monitorizeze și să controleze tensiunea modulelor și celulelor, curenții de încărcare/descărcare, temperatura, starea de încărcare – SOC, starea de sănătate – SOH și condițiile de protecție ale sistemului.
Tehnologia propusă va avea o adâncime de descărcare DoD de minimum 90% (parametru minim asumat pentru AC.5), randament energetic (round-trip) de minimum 88%, și o durată de viață de ordinul a minimum 6.000 cicluri în condițiile de testare declarate de producător.
Sistemele vor avea comunicație CAN, RS485 sau echivalent, grad de protecție corespunzător amplasării, protecții la supratensiune, subtensiune, supracurent, scurtcircuit și temperaturi necorespunzătoare și vor respecta cerințele de siguranță aplicabile sistemelor staționare cu baterii Li-ion, inclusiv IEC/EN 62619 și UN 38.3 sau echivalent.

Strategia de operare a sistemelor de stocare

Sistemele de stocare vor fi operate prin sistemul local de management al energiei (EMS), corelat cu profilul de consum orar al fiecărui obiectiv (curbele de sarcină din Anexa 9 și consumul suplimentar al pompei de căldură), după următoarea ordine de prioritate:

- producția fotovoltaică alimentează în primul rând consumatorii proprii ai clădirii, inclusiv pompa de căldură la Obiectivul 1;
- surplusul de producție încarcă bateria, în limita puterii nominale de încărcare (100 kW la Obiectivul 1, respectiv 50 kW la Obiectivul 2) și a capacității utile (DoD 90%: 216,90 kWh, respectiv 72,32 kWh);
- numai energia rămasă după încărcarea bateriei este injectată în rețea, cu limitarea dinamică a puterii injectate prin EMS, în limitele stabilite prin avizul tehnic de racordare;
- în intervalele fără producție (seara, noaptea, zilele cu nebulozitate) consumul este acoperit întâi din baterie, până la starea minimă de încărcare, și apoi din rețea;
- bateriile se încarcă exclusiv din câmpul fotovoltaic propriu; încărcarea din rețea este blocată prin EMS, astfel încât sistemul de stocare nu stochează energie extrasă din SEN;
- la Obiectivul 1, EMS prioritizează funcționarea pompei de căldură în orele cu producție fotovoltaică, iar centrala termică pe gaz rămâne sursă de vârf (regim bivalent paralel);
- o rezervă minimă de energie poate fi menținută în baterie pentru alimentarea consumatorilor prioritari la întreruperea rețelei, în funcție de funcțiile de rezervă ale echipamentelor achiziționate.

Simularea orară a autoconsumului și a funcționării sistemelor de stocare (Anexa 15)

Pentru verificarea gradului de autoconsum și a dimensionării sistemelor de stocare s-a realizat o simulare orară a funcționării fiecărui obiectiv pe o perioadă de 19 ani (2005–2023, 166.536 de ore), cu următoarele date de intrare: producția fotovoltaică orară din seriile PVGIS-SARAH3 ale fiecărui câmp de module (Anexa 15.2), scalate la producția anuală din rapoartele PVGIS (Anexa 8); consumul orar măsurat al celor două locuri de consum, din curbele de sarcină DEER pentru perioada septembrie 2025 – august 2026 (Anexa 9), lunile cu înregistrări incomplete de la Frumoasa fiind reconstituite din profilul orar al lunilor complete și scalate la consumul lunar măsurat; consumul orar al pompei de căldură (46.543 kWh/an), repartizat proporțional cu gradele-oră de încălzire calculate din temperaturile orare ale amplasamentului.

Modelul aplică strategia EMS descrisă mai sus: producția acoperă întâi consumul instantaneu, surplusul încarcă bateria în limita puterii nominale (100 kW, respectiv 50 kW) și a capacității utile (DoD 90%: 216,90 kWh, respectiv 72,32 kWh), cu un randament de 96% la încărcare și la descărcare (≈ 92% round-trip), iar restul se injectează în rețea; deficitul se acoperă întâi din baterie și apoi din rețea, fără încărcarea

bateriilor din rețea. Rezultatele pentru Scenariul 1 sunt prezentate în tabelul următor; rezultatele pe luni, pe ani și pentru zile tipice, precum și seriile orare complete, sunt cuprinse în Anexa 15.1.

Rezultatele simulării orare – Scenariul 1 (medii anuale 2005–2023)

Mărime (medie anuală)	Ob. 1 – Frumoasa	Ob. 2 – Tulgheș	Total proiect
Producție fotovoltaică [kWh/an]	86.717	28.919	115.636
Consum total, inclusiv pompa de căldură [kWh/an]	82.563	32.661	115.224
Autoconsum direct [kWh/an]	25.127	9.918	35.045
Energie încărcată în baterii [kWh/an]	22.025	11.870	33.895
Energie descărcată din baterii [kWh/an]	20.298	10.939	31.237
Energie injectată în rețea [kWh/an]	39.565	7.131	46.696
Energie preluată din rețea [kWh/an]	37.137	11.804	48.941
Rata de autoconsum fără stocare / cu stocare	29,0% / 54,4%	34,3% / 75,3%	30,3% / 59,6%
Gradul de acoperire a consumului din PV	55,0%	63,9%	57,5%
Cicluri echivalente ale bateriei [cicluri/an]	≈ 94	≈ 151	≈ 108

Conform simulării orare (Anexa 15, medii 2005–2023), această strategie crește rata de autoconsum a proiectului de la 30,3% (fără stocare) la 59,6% și reduce energia preluată din rețea de la 80.179 kWh/an la 48.941 kWh/an. Energia descărcată anual din baterii este de aproximativ 20.298 kWh la Obiectivul 1 (≈ 94 cicluri echivalente/an) și 10.939 kWh la Obiectivul 2 (≈ 151 cicluri echivalente/an), valori compatibile cu durata de viață a acumulatorilor LFP. În lunile de vară surplusul fotovoltaic depășește capacitatea de stocare, iar iarna bateriile se încarcă parțial, producția fiind utilizată în cea mai mare parte direct.

Energia utilizată pentru încărcarea sistemelor de stocare va proveni exclusiv din instalațiile fotovoltaice proprii; strategia EMS nu va permite încărcarea bateriilor din Sistemul Energetic Național.

BESS – Scenariul 1

Pentru Scenariul 1, puterea fotovoltaică luată în calcul este:
P_PV = min(P_DC; P_AC) = min(123,28; 150) = 123,28 kW
Puterea nominală totală de încărcare/descărcare a sistemelor de stocare este limitată de puterea invertoarelor hibride:
P_stoc = 100 + 50 = 150 kW ≥ P_PV = 123,28 kW; R_P = 150 / 123,28 = 1,217 ≥ 1,00
Capacitatea nominală de stocare trebuie să se situeze în intervalul:
2 × 123,28 = 246,56 kWh ≤ E_stoc ≤ 4 × 123,28 = 493,12 kWh
Se propune o capacitate nominală cumulată de E_nom,SC1 = 321,35 kWh, distribuită astfel: 241,00 kWh la Obiectivul 1 – Frumoasa și 80,35 kWh la Obiectivul 2 – Tulgheș.
Dimensionarea sistemelor de stocare pe amplasamente s-a realizat pe baza fișelor tehnice ale echipamentelor de referință, de tip LFP ($LiFePO_4$), cu DoD = 90%, fără impunerea unui anumit producător sau model:
– Obiectivul 1: sistem integrat all-in-one cu baterie LFP de 241 kWh (celule LFP 3,2 V / 314 Ah, domeniu de tensiune 672–876 V, curent maxim de încărcare/descărcare 190 A), PCS de 100 kW, BMS și EMS integrate, montaj la exterior;

– Obiectivul 2: 5 module de cca. 16,07 kWh (51,2 V, 314 Ah) conectate în serie, tensiune nominală 256 V, curent maxim de încărcare/descărcare 240 A, montaj la interior, cu unitate de control și BMS.
Puterea de stocare disponibilă P_stoc pe fiecare amplasament este valoarea minimă dintre puterea acumulatorilor și puterea nominală AC a invertorului hibrid asociat. Energia utilizabilă este E_util = E_nom × DoD.

Tabel 3.3 – Dimensionarea sistemelor de stocare pe amplasamente – Scenariul 1

Amplasament	P_PV [kWp]	Configurație acumulatori	E_nom [kWh]	E_util DoD 90% [kWh]	P_bat = U × I_max [kW]	P invertor AC [kW]	P_stoc [kW]	E_nom / P_PV [h]
Obiectivul 1 – Frumoasa	91,12	sistem integrat all-in-one LFP (672–876 V)	241,00	216,90	672 × 190 = 127,68	100	100	2,64
Obiectivul 2 – Tulghes	32,16	5 × 16,07 kWh în serie (256 V)	80,35	72,32	256 × 240 = 61,44	50	50	2,50
TOTAL Scenariul 1	123,28	–	321,35	289,22	–	150	150	2,61

Rezultă P_stoc = 150 kW ≥ P_PV = 123,28 kW (R_P = 1,217) și E_stoc = 321,35 kWh, încadrată în intervalul 246,56 – 493,12 kWh. Durata echivalentă de stocare la nivelul proiectului este de 321,35 / 123,28 = 2,61 h, încadrată în intervalul de 2–4 ore prevăzut de Ghidul solicitantului, iar energia utilizabilă totală, la DoD = 90%, este de 289,22 kWh. Condițiile sunt îndeplinite și la nivelul fiecărui obiectiv: Obiectivul 1 – R_P = 100 / 91,12 = 1,097, E_stoc = 241,00 kWh în intervalul 182,24 – 364,48 kWh (2,64 h); Obiectivul 2 – R_P = 50 / 32,16 = 1,555, E_stoc = 80,35 kWh în intervalul 64,32 – 128,64 kWh (2,50 h). La Obiectivul 2, 4 module (64,28 kWh) ar fi sub limita de 64,32 kWh, motiv pentru care sunt necesare 5 module.

BESS – Scenariul 2

În Scenariul 2, la Obiectivul 1 se utilizează un invertor hibrid de 100 kW și un sistem modular de 12 × 16,07 kWh (tensiune nominală 614,4 V, curent maxim 240 A, montaj la interior, cu unitate de control și BMS), cu P_PV = 91,12 kW și intervalul 2 × 91,12 = 182,24 kWh ≤ E_stoc ≤ 4 × 91,12 = 364,48 kWh, iar la Obiectivul 2 se menține sistemul din Scenariul 1, rezultând:
E_nom,SC2 = 192,84 + 80,35 = 273,19 kWh; P_stoc,SC2 = 100 + 50 = 150 kW; R_P = 1,217; 273,19 / 123,28 = 2,22 h
Energia utilizabilă la DoD = 90% este de 245,87 kWh.
Configurația finală a modulelor de baterie, tensiunea nominală a bancurilor, domeniul de tensiune, curentul maxim, puterea maximă continuă de încărcare/descărcare și compatibilitatea cu invertoarele/PCS vor fi confirmate în etapa de proiect tehnic și achiziție.

Pompă de căldură aer-apă – Obiectivul 1

Pompa de căldură propusă la Obiectivul 1 va fi de tip aer-apă monobloc, cu montaj exterior, cu agent frigorific natural R290 și compresor cu turație variabilă, cu următoarele caracteristici minime: putere termică nominală 70 kW; SCOP ≥ 3,5 la temperatura de tur de 55 °C, determinat conform Regulamentului (UE) nr. 813/2013; alimentare 3N~400 V, 50 Hz; comunicație Modbus sau echivalent, pentru integrarea în sistemul EMS.
Instalația hidraulică va cuprinde rezervor tampon, pompă de circulație, vas de expansiune, armături de separare, filtru și protecție antiîngheț, iar integrarea cu centrala termică pe gaze naturale existentă se va realiza în regim bivalent paralel, prin automatizare comună care prioritizează funcționarea pompei de căldură, în special în intervalele cu producție fotovoltaică.
Unitatea exterioară se va amplasa pe o platformă din beton (suprafața totală betonată va fi de aproximativ 12 m²), cu dispozitive de amortizare a vibrațiilor, cu respectarea distanțelor de siguranță prevăzute de producător pentru agentul frigorific R290 față de goluri, guri de ventilare și surse de aprindere. Pompa de căldură este identică în ambele scenarii.

Sistem de monitorizare și control

Fiecare amplasament fotovoltaic va fi echipat cu un sistem de monitorizare capabil să înregistreze și să transmită parametrii principali ai instalației: puterea fotovoltaică instantanee, energia produsă zilnic/lunar/anual, tensiunile și curenții DC, parametrii AC, starea invertorului, alarmele și evenimentele de funcționare.

Pentru sistemele de stocare vor fi monitorizate suplimentar puterea de încărcare/descărcare, energia stocată, SOC, SOH, temperaturile bateriei, starea BMS și eventualele alarme.

Sistemele vor permite monitorizare locală și de la distanță, inclusiv prin interfețe web/cloud, și vor putea comunica prin **RS485, Ethernet, Wi-Fi, CAN, Modbus TCP/RTU sau protocoale echivalente.**

În ambele scenarii vor fi monitorizate cele 2 instalații fotovoltaice cu stocare (Frumoasa și Tulgheș) și consumul de energie electrică al pompei de căldură.

Structura de susținere pentru montaj pe acoperiș

Modulele fotovoltaice vor fi montate **coplanar cu acoperișurile existente**, utilizând sisteme de prindere adaptate tipului de învelitoare și structurii portante a fiecărei clădiri.

Structura va fi realizată din profile din aluminiu extrudat, oțel zincat, oțel inoxidabil sau materiale cu caracteristici cel puțin echivalente privind rezistența mecanică și rezistența la coroziune.

Prinderile se vor realiza în elementele structurale portante ale acoperișului și vor fi prevăzute cu soluții de etanșare care să împiedice infiltrarea apei prin învelitoare.

Dimensionarea structurală se va realiza pentru greutatea proprie a panourilor și profilelor, încărcările din zăpadă, acțiunile vântului și efectele termice corespunzătoare amplasamentelor.

În etapa P.Th. se va verifica capacitatea portantă a acoperișurilor și compatibilitatea acestora cu încărcarea suplimentară introdusă de sistemul fotovoltaic.

Structura de montaj va avea o durată de exploatare proiectată de minimum aproximativ **25 ani** și va permite accesul pentru inspecție, întreținere și înlocuirea modulelor.

Tablou electric de conexiune – TCEF

Pentru fiecare amplasament fotovoltaic va fi prevăzut cel puțin un tablou electric TCEF.

În ambele scenarii vor exista 2 ansambluri TCEF, câte unul pentru fiecare obiectiv.

Tablourile vor include întrerupător automat general, aparate de protecție la supracurent și scurtcircuit, SPD tip II pe circuitele AC, dispozitive de separare și comandă, releu de protecție de interfață/anti-insularizare, aparatură de măsură și, după caz, transformatoare de curent.

Întrerupătorul general va putea fi prevăzut cu bobină de declanșare și contacte auxiliare pentru semnalizarea și comanda de la distanță.

Gradul de protecție va fi ales în funcție de amplasare, minimum IP54 pentru spații interioare adecvate și minimum IP65 pentru amplasare exterioară sau în spații expuse.

Fiecare circuit de curent continuu va fi protejat la supracurent, la curent invers și la supratensiune. Pe lângă protecțiile integrate în unitățile de conversie, se va prevedea câte un tablou de curent continuu (string box) amplasat în exteriorul invertorului, cu separator c.c. pentru fiecare MPPT și descărcătoare de supratensiune c.c. tip II, astfel încât înlocuirea unui element de protecție să nu necesite deschiderea invertorului. Pentru traseele de curent continuu mai lungi de 10 m se vor prevedea descărcătoare la ambele capete ale traseului. Separatorul c.c. va fi montat înaintea siguranțelor, deoarece siguranțele fuzibile nu se manevrează în sarcină.

Conform Normativului P118/1-2025, pentru sistemele fotovoltaice montate pe clădiri se va prevedea un buton de oprire de urgență, accesibil pompierilor, care deconectează invertorul și circuitele de curent alternativ și de curent continuu. Soluția de reducere a tensiunii pe câmpul fotovoltaic la valori nepericuloase (dispozitive de oprire rapidă la nivel de modul), dacă va fi solicitată prin avizul ISU, se va stabili în proiectul tehnic.

Invertoarele vor fi configurate pentru injecția în rețea în limitele de tensiune prevăzute de Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție (Ord. ANRE nr. 46/2021), fără reglaje care să mențină tensiunea în punctul de delimitare peste limita admisă.

Cabluri de curent continuu

Cablurile utilizate pe partea DC vor fi cabluri speciale pentru instalații fotovoltaice, de tip **H1Z2Z2-K sau echivalent**, cu izolație dublă, rezistență la radiații UV, ozon, umiditate și variații de temperatură.

Tensiunea nominală va fi adecvată instalațiilor fotovoltaice, de minimum **1,5 kV DC**, iar cablurile și conectorii vor fi compatibili cu curentul maxim al stringurilor.

Traseele vor fi realizate în tuburi, jgheaburi sau sisteme de protecție adecvate mediului exterior, evitându-se buclele inutile și zonele în care se poate acumula apă.

Secțiunea cablurilor de curent continuu s-a ales după trei criterii: tensiunea nominală (minimum 1.000 V; se folosesc cabluri de 1,5 kV DC), curentul maxim (curentul de scurtcircuit al stringului, 16,93 A, majorat cu 1,25 → ≈ 21,2 A, valoare acoperită de cablul H1Z2Z2-K de 6 mm², cu curent admisibil de peste 50 A) și căderea de tensiune, limitată pe partea de curent continuu la aproximativ 1%. Căderea de tensiune s-a calculat cu relația $\Delta U = 2 \times L \times I / (\gamma \times S)$, unde L este lungimea traseului (dus-întors 2 × L), I = Imp = 16,06 A, γ = 56 m/(Ω·mm²) pentru cupru și S secțiunea conductorului. Lungimile traseelor sunt estimate pe baza planurilor de situație (de la capătul stringului până la unitatea de conversie) și se vor actualiza în proiectul tehnic.

Căderea de tensiune pe cablurile de string (curent continuu)

Obiectiv	MPPT / stringuri	Module / string	Lungime traseu L [m] (estimat)	Vmp string [V]	ΔU 4 mm² [%]	ΔU 6 mm² [%]
Frumoasa	MPPT 1 (S1, S2)	16	60	667,7	1,29	0,86
Frumoasa	MPPT 2 (S3, S4)	16	45	667,7	0,97	0,64
Frumoasa	MPPT 3 (S5)	16	20	667,7	0,43	0,29
Frumoasa	MPPT 4 (S6, S7)	14	45	584,2	1,10	0,74
Frumoasa	MPPT 5 (S8, S9)	14	60	584,2	1,47	0,98
Tulgheș	MPPT 1 (S1, S2)	12	50	500,8	1,43	0,95
Tulgheș	MPPT 2 (S3, S4)	12	30	500,8	0,86	0,57

Cu secțiunea de 4 mm², căderea de tensiune ar ajunge la ≈ 1,47% pe cele mai lungi trasee; prin urmare se adoptă cablu solar H1Z2Z2-K 1 × 6 mm² (Cu, 1,5 kV DC) pentru toate stringurile, cu o cădere de

tensiune de maximum ≈ 0,98%. Pe partea de curent continuu se folosește codul de culori roșu (+) / negru (−), iar fiecare cablu va fi etichetat la ambele capete (string, polaritate, MPPT). Cablurile se pozează în tuburi sau jgheaburi rezistente la radiații UV. Proiectul tehnic va include jurnalul de cabluri (traseu, lungime, secțiune și cădere de tensiune pentru fiecare circuit).

Cabluri de curent alternativ

Cablurile AC vor asigura racordarea invertoarelor la tablourile locale și la tablourile generale ale clădirilor.

Secțiunile vor fi determinate prin calcul în funcție de puterea nominală a invertorului, curentul maxim, lungimea traseului, modul de pozare, temperatura mediului, gruparea cablurilor, capacitatea de transport și căderea admisibilă de tensiune.

Cablurile vor fi dimensionate inclusiv pentru solicitările termice rezultate în condiții de scurtcircuit și vor fi selectate în conformitate cu normativul I7 și standardele aplicabile instalațiilor electrice de joasă tensiune.

Pe partea de curent alternativ, căderea de tensiune se limitează la maximum 3% (normativul I7), astfel încât pierderile totale ale sistemului (≈ 1% c.c. + pierderile de conversie + c.a.) să rămână reduse. Pentru circuitele trifazate s-a utilizat relația $\Delta U = \sqrt{3} \times L \times I \times \cos\varphi / (\gamma \times S)$, cu $\cos\varphi = 1$ (invertoarele funcționează cu factor de putere unitar). Curentul admisibil al cablului trebuie să fie mai mare decât curentul nominal al aparatului de protecție amonte.

Dimensionarea orientativă a cablurilor de curent alternativ

Obiectiv	Echipament	I max AC [A]	Protecție [A]	L [m] (estimat)	Cablu propus	Iz aprox. [A]	ΔU [%]
Obiectivul 1 – Frumoasa	Sistem integrat PCS 100 kW	167,2	200	30	CYABY 3 × 95 + 50 mm² (Cu) sau echivalent	245	0,41
Obiectivul 2 – Tulgheș	Invertor hibrid 50 kW	83,6	100	15	CYY-F 5 × 35 mm² (Cu) sau echivalent	117	0,28

Secțiunile finale se vor confirma în proiectul tehnic, în funcție de traseul real, modul de pozare, gruparea cablurilor și condițiile din ATR.

Lista orientativă a cablurilor și a accesoriilor electrice

Tabelul următor centralizează tipurile de cabluri, aparatele și accesoriile electrice prevăzute în devizele pe obiect (Anexa 10, subcap. 4.1 – Instalații), cu caracteristicile tehnice minime și cantitățile estimate. Tipurile indicate reprezintă soluția adoptată la nivel de studiu de fezabilitate; se acceptă produse echivalente, cu caracteristici cel puțin egale, iar lungimile finale ale traseelor și secțiunile se confirmă în proiectul tehnic, pe baza jurnalului de cabluri.

Cabluri și accesorii electrice – caracteristici minime și cantități estimate

Nr.	Element	Tip / caracteristici minime (sau echivalent)	Obiectivul 1 – Frumoasa	Obiectivul 2 – Tuighes
1	Cablu solar pentru stringuri (c.c.)	H1Z2Z2-K 1 × 6 mm², Cu flexibil, 1,5 kV c.c., dublă izolație, rezistent la UV, ozon și umiditate, −40…+90 °C (SR EN 50618); roșu (+) / negru (−), etichetat la ambele capete	≈ 1.000 m (9 stringuri, 5 MPPT)	≈ 350 m (4 stringuri, 2 MPPT)
2	Conectori fotovoltaici	tip MC4 sau compatibil, 1.500 V c.c., IP68, din aceeași familie constructivă cu conectorii modulelor (SR EN IEC 62852)	40 perechi	16 perechi
3	Protecția mecanică a traseelor c.c.	tub / jgheab cu capac, rezistent la UV, fixat pe structura de montaj; treceri prin învelitoare și pereți etanșate și protejate la foc	≈ 150 m	≈ 80 m
4	Tablou c.c. (string box)	carcasă IP65, separator c.c. 1.000 V pe fiecare MPPT, descărcătoare SPD c.c. tip II (Ucpv ≥ 1.000 V); pentru trasee c.c. > 10 m, SPD la ambele capete	1 buc. (5 MPPT)	1 buc. (2 MPPT)
5	Cablu c.a. de putere (unitate de conversie – TE_PV – TG existent)	Ob. 1: CYABY 3 × 95 + 50 mm² Cu, 0,6/1 kV, armat, pentru pozare în exterior (în pământ sau pe pat de cabluri); Ob. 2: CYY-F 5 × 35 mm² Cu, 0,6/1 kV, pozat în interior, în tub sau pe jgheab	≈ 30 m (ΔU ≈ 0,4%)	≈ 15 m (ΔU ≈ 0,3%)
6	Tablou TE_PV / TCEF	întrerupător general cu bobină de declanșare și contacte auxiliare; releu de protecție de interfață (SR EN 50549-1); SPD c.a. tip 1+2; transformatoare de curent și analizor P/Q pentru EMS (limitarea dinamică a injecției)	1 buc., întrerupător 200 A/3P	1 buc., întrerupător 100 A/3P
7	Circuit nou pentru pompa de căldură	cablu 5 × 25 mm² Cu, 0,6/1 kV (CYY-F în interior, CYABY la pozare în pământ); întrerupător automat 80 A/3P (Q-PC) în TG existent	≈ 40 m + 1 întrerupător	–
8	Legătura c.c. baterie – invertor	Ob. 1: inclusă în unitatea integrată all-in-one; Ob. 2: cabluri c.c. flexibile Cu, cu secțiunea stabilită de producător pentru curentul maxim de 240 A, cu siguranțe / separator c.c. și papuci	Inclus în livrare	1 set
9	Comunicații EMS / BMS / contor	cablu ecranat cu perechi torsadate pentru RS485 / CAN și cablu de date FTP cat. 6 pentru exterior, pozate separat de cablurile de putere	≈ 60 m	≈ 30 m
10	Buton de oprire de urgență	conform Normativului P118/1-2025, amplasat la accesul pompierilor, semnalizat, cu circuit de comandă pentru deconectarea c.a. și c.c.	1 buc.	1 buc.
11	Legare la pământ și echipotențializare	conductor Cu 16 mm² verde-galben între structură, tablouri și priza de pământ; legături Cu ≥ 6 mm²	1 set	1 set

		între profile și ramele modulelor; completarea prizei de pământ până la valoarea cerută de normativul I7		
12	Racordarea în tabloul general existent	modificări în TG (aparat de racord, bare, conexiuni), etichetarea sursei suplimentare de alimentare	1 set	1 set
13	Materiale mărunte, etichetare și probe	etichete de avertizare pentru c.c. și pentru alimentarea din două surse; probe la punerea în funcțiune: rezistența de izolație, continuitate, polaritate, Voc / Isc pe stringuri, priza de pământ (buletine PRAM)	1 set	1 set

Puterea aprobată a locurilor de consum și puterea maximă la evacuare

La data elaborării studiului de fezabilitate, certificatele de racordare și avizele tehnice de racordare existente pentru locurile de consum POD 594020500001442017 (Frumoasa, clădirea C1) și POD 594020500001575432 (Tulgheș, Pavilion 31) nu au fost puse la dispoziție de beneficiar, iar facturile de energie electrică nu conțin această informație; prin urmare, puterea aprobată la absorbție a celor două locuri de consum nu este cunoscută și urmează să fie preluată din documentele de racordare existente sau comunicată de operatorul de distribuție DEER în etapa de obținere a ATR.

Din curbele de sarcină orare ale celor două locuri de consum (septembrie 2025 – august 2026) rezultă o putere medie orară maximă absorbită de aproximativ 34 kW la Frumoasa (valoare izolată, înregistrată la 02.06.2026; în 99,9% din ore puterea absorbită este sub 26 kW) și de aproximativ 15 kW la Tulgheș. După punerea în funcțiune a pompei de căldură, al cărei consum electric mediu orar maxim este estimat la aproximativ 22 kW, puterea maximă simultan absorbită la Frumoasa este estimată, acoperitor, la aproximativ 55 kW.

Puterea maximă care poate fi evacuată în rețea este limitată de puterea nominală a unităților de conversie: 100 kW la Obiectivul 1 și 50 kW la Obiectivul 2, valori situate mult sub pragul de 400 kW pe loc de producere prevăzut de Ghidul solicitantului. Conform simulării orare (Anexa 15), puterea medie orară maximă injectată, după încărcarea bateriilor, este de aproximativ 64 kW la Obiectivul 1 și de aproximativ 26 kW la Obiectivul 2.

Prin documentația pentru obținerea ATR se va solicita transformarea celor două locuri de consum în locuri de consum și de producere, cu puterea aprobată la evacuare de 100 kW la Obiectivul 1 și de 50 kW la Obiectivul 2, iar la Obiectivul 1 și verificarea, respectiv majorarea, după caz, a puterii aprobate la absorbție, ca urmare a racordării pompei de căldură. Dacă puterea aprobată la evacuare stabilită de operatorul de distribuție va fi mai mică decât puterea unităților de conversie, sistemul EMS va limita dinamic injecția la valoarea din ATR, pe baza măsurării puterii în punctul de delimitare, fără a afecta autoconsumul și încărcarea bateriilor. Eventualele lucrări de întărire sau de înlocuire a branșamentului, dacă vor fi impuse prin ATR, se vor realiza conform condițiilor operatorului de distribuție.

Instalația de legare la pământ și echipotențializare

Toate ramele modulelor, profilele metalice de susținere, carcasele invertoarelor, tablourile electrice și sistemele de stocare vor fi conectate la instalația de protecție și la sistemul de echipotențializare al obiectivului.

Se va verifica instalația de legare la pământ existentă și, dacă valorile măsurate nu permit respectarea condițiilor de protecție, aceasta va fi extinsă sau îmbunătățită.

Instalația va fi coordonată cu sistemul de protecție împotriva trăsnetului existent, dacă acesta există, și cu dispozitivele SPD ale instalației fotovoltaice.

Tablou electric de forță – TE_PV

Tablourile TE_PV vor asigura colectarea și distribuirea energiei produse de invertoare către tablourile generale ale obiectivelor.

Fiecare tablou va fi dimensionat individual în raport cu puterea instalației locale și va include bare, aparate de comutație și separare, întrerupătoare automate, protecții la suprasarcină și scurtcircuit, SPD, aparatură de măsură și borne de conexiune.

Dimensionarea nu se va realiza prin adoptarea unei valori standard de curent pentru ambele amplasamente, ci în funcție de puterea efectivă a fiecărui invertor.

Sistem SCADA / EMS

Monitorizarea centralizată a investiției va putea fi realizată printr-o platformă de tip **SCADA/EMS locală sau cloud.**

Aceasta va integra datele provenite de la invertoare, contoare și sistemele BMS.

Platforma va permite afișarea producției fotovoltaice pe fiecare obiectiv și la nivelul întregului proiect, a consumului, a fluxurilor energetice către/dinspre baterii, a SOC, puterii de încărcare/descărcare, alarmelor și istoricului de funcționare.

Sistemul va permite exportul datelor în formate uzuale pentru întocmirea rapoartelor energetice și verificarea indicatorilor proiectului.

Justificarea dotărilor alese

Soluția propusă utilizează echipamente cu performanțe ridicate și caracteristici tehnice compatibile cu condițiile de exploatare specifice județului Harghita.

În Scenariul 1, configurația tehnică cuprinde 184 module / 123,28 kWp, 150 kW putere AC, sisteme de stocare de 150 kW / 321,35 kWh (Obiectivul 1 – sistem integrat all-in-one de 100 kW / 241,00 kWh; Obiectivul 2 – 50 kW / 80,35 kWh) și o pompă de căldură aer-apă de 70 kW la Obiectivul 1.

În Scenariul 2, configurația cuprinde aceleași câmpuri fotovoltaice (184 module / 123,28 kWp), aceeași putere AC (150 kW) și aceeași pompă de căldură, cu sisteme de stocare de 150 kW / 273,19 kWh (Obiectivul 1 – invertor hibrid de 100 kW cu 12 × 16,07 kWh = 192,84 kWh, montat la interior; Obiectivul 2 – 50 kW / 80,35 kWh).

Valorile prezentate reprezintă **parametri tehnici minimi și/sau orientativi pentru definirea soluției la nivel de Studiu de Fezabilitate,** fără impunerea unui producător sau model comercial. Caracteristicile finale vor fi confirmate prin fișele tehnice ale echipamentelor selectate la achiziție și prin verificările realizate în etapa P.Th./D.E.

3.3 *Costurile estimative ale investiției*

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

Documente necesare:
(a) devizul general;

(b) devizele pe obiect;
(c) listele de echipamente şi lucrări pe baza cărora s-au întocmit devizele pe obiect,
(d) fişele de date exclusiv tehnice pentru echipamentele propuse de proiect, stabilite de elaboratorul SF şi creditate cu performanţa tehnică recomandată. Fişele trebuie să conţină suficiente date tehnice pentru a se putea încadra echipamentele într-o categorie distinctă şi a se justifica preţul de achiziţie indiferent de origine.

a) Devizul general – Scenariul 1 (recomandat)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului									
1.1	Obținerea terenului	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	Amenajarea terenului	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea la stare inițială	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	Cheltuieli pentru relocarea / protecția utilităților	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 1		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții									
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	2.000,00	10.661,60	420,00	2.238,94	2.420,00	12.900,54	0	2.000,00
Total capitol 2		**2.000,00**	**10.661,60**	**420,00**	**2.238,94**	**2.420,00**	**12.900,54**	**0**	**2.000,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică									
3.1	Studii	800,00	4.264,64	168,00	895,57	968,00	5.160,21	800,00	0
	3.1.1. Studii de teren	800,00	4.264,64	168,00	895,57	968,00	5.160,21	800,00	0
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.1.3. Alte studii specifice	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0	0	0	0	0	0	0	0
3.3	Expertiză tehnică	0	0	0	0	0	0	0	0
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5	Proiectare	11.131,91	59.341,99	2.338,00	12.463,41	13.469,91	71.805,40	11.131,91	0
	3.5.1. Temă de proiectare	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.3. Studiu de fezabilitate / documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor / acordurilor / autorizațiilor	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	600,00	3.198,48	126,00	671,68	726,00	3.870,16	600,00	0
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	10.531,91	56.143,51	2.212,00	11.791,73	12.743,91	67.935,24	10.531,91	0
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0	0	0	0	0	0	0	0
3.7	Consultanță	12.530,00	66.794,92	2.632,00	14.030,67	15.162,00	80.825,59	12.530,00	0
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	12.150,00	64.769,22	2.552,00	13.604,20	14.702,00	78.373,42	12.150,00	0
	3.7.2. Auditul financiar	380,00	2.025,70	80,00	426,46	460,00	2.452,17	380,00	0
3.8	Asistență tehnică	1.300,00	6.930,04	273,00	1.455,31	1.573,00	8.385,35	1.300,00	0
	3.8.1 Asistență tehnică din partea proiectantului	400,00	2.132,32	84,00	447,79	484,00	2.580,11	400,00	0

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	400,00	2.132,32	84,00	447,79	484,00	2.580,11	400,00	0
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.8.2. Dirigenție de șantier	900,00	4.797,72	189,00	1.007,52	1.089,00	5.805,24	900,00	0
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 3		**25.761,91**	**137.331,59**	**5.411,00**	**28.844,96**	**31.172,91**	**166.176,55**	**25.761,91**	**0**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază									
4.1	Construcții și instalații	14.447,04	77.014,28	3.034,00	16.173,65	17.481,04	93.187,93	14.447,04	0
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	6.308,00	33.626,69	1.325,00	7.063,31	7.633,00	40.690,00	6.308,00	0
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	88.752,15	473.119,96	18.638,00	99.355,45	107.390,15	572.475,41	88.752,15	0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 4		**109.507,19**	**583.760,93**	**22.997,00**	**122.592,41**	**132.804,19**	**706.353,34**	**109.507,19**	**0**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli									
5.1	Organizare de șantier	145,00	772,97	30,00	159,92	175,00	932,89	145,00	0
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	145,00	772,97	30,00	159,92	175,00	932,89	145,00	0
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0	0	0	0	0	0	0	0
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	647,00	3.449,03	0	0	647,00	3.449,03	0	647,00
	5.2.1. Comisioanele și dobânzii aferente creditului băncii finanțatoare	0	0	0	0	0	0	0	0
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	21,00	111,95	0	0	21,00	111,95	0	21,00
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	21,00	111,95	0	0	21,00	111,95	0	21,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	105,00	559,73	0	0	105,00	559,73	0	105,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire / desființare	500,00	2.665,40	0	0	500,00	2.665,40	0	500,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	10.951,00	58.377,59	2.300,00	12.260,84	13.251,00	70.638,43	0	10.951,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	190,00	1.012,85	40,00	213,23	230,00	1.226,08	190,00	0

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
Total capitol 5		**11.933,00**	**63.612,44**	**2.370,00**	**12.634,00**	**14.303,00**	**76.246,43**	**335,00**	**11.598,00**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe și teste și predare la beneficiar									
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		0	0	0	0	0	0	0
6.2	Probe tehnologice și teste		0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 6		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț									
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	34.354,00	183.134,30	7.214,00	38.456,39	41.568,00	221.590,69	0	34.354,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 7		**34.354,00**	**183.134,30**	**7.214,00**	**38.456,39**	**41.568,00**	**221.590,69**	**0**	**34.354,00**
TOTAL GENERAL		**183.556,10**	**978.500,00**	**38.411,00**	204.761,00	**221.967,10**	**1.183.261,00**	**135.604,10**	**47.952,00**
din care C+M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2+ 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**22.900,04**	**122.075,53**	**4.809,00**	**25.635,82**	**27.709,04**	**147.711,35**	**20.900,04**	**2.000,00**

Devizul general – Scenariul 2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului									
1.1	Obținerea terenului	0	0	0	0	0	0	0	0
1.2	Amenajarea terenului	0	0	0	0	0	0	0	0
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea la stare inițială	0	0	0	0	0	0	0	0
1.4	Cheltuieli pentru relocarea / protecția utilităților	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 1		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții									
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	2.000,00	10.661,60	420,00	2.238,94	2.420,00	12.900,54	0	2.000,00
Total capitol 2		**2.000,00**	**10.661,60**	**420,00**	**2.238,94**	**2.420,00**	**12.900,54**	**0**	**2.000,00**
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică									
3.1	Studii	800,00	4.264,64	168,00	895,57	968,00	5.160,21	800,00	0
	3.1.1. Studii de teren	800,00	4.264,64	168,00	895,57	968,00	5.160,21	800,00	0
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.1.3. Alte studii specifice	0	0	0	0	0	0	0	0
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0	0	0	0	0	0	0	0
3.3	Expertiză tehnică	0	0	0	0	0	0	0	0
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5	Proiectare	11.131,91	59.341,99	2.338,00	12.463,41	13.469,91	71.805,40	11.131,91	0

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
	3.5.1. Temă de proiectare	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.3. Studiu de fezabilitate / documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor / acordurilor / autorizațiilor	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	600,00	3.198,48	126,00	671,68	726,00	3.870,16	600,00	0
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	10.531,91	56.143,51	2.212,00	11.791,73	12.743,91	67.935,24	10.531,91	0
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0	0	0	0	0	0	0	0
3.7	Consultanță	12.530,00	66.794,92	2.632,00	14.030,67	15.162,00	80.825,59	12.530,00	0
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	12.150,00	64.769,22	2.552,00	13.604,20	14.702,00	78.373,42	12.150,00	0
	3.7.2. Auditul financiar	380,00	2.025,70	80,00	426,46	460,00	2.452,17	380,00	0
3.8	Asistență tehnică	1.300,00	6.930,04	273,00	1.455,31	1.573,00	8.385,35	1.300,00	0
	3.8.1 Asistență tehnică din partea proiectantului	400,00	2.132,32	84,00	447,79	484,00	2.580,11	400,00	0
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	400,00	2.132,32	84,00	447,79	484,00	2.580,11	400,00	0
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0	0	0	0	0	0	0	0
	3.8.2. Dirigenție de șantier	900,00	4.797,72	189,00	1.007,52	1.089,00	5.805,24	900,00	0
	3.8.3. Coordonator în materie de securitate și sănătate	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 3		**25.761,91**	**137.331,59**	**5.411,00**	**28.844,96**	**31.172,91**	**166.176,55**	**25.761,91**	**0**
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază									
4.1	Construcții și instalații	16.492,35	87.917,42	3.463,00	18.460,56	19.955,35	106.377,98	16.492,35	0
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	7.108,00	37.891,33	1.493,00	7.958,88	8.601,00	45.850,21	7.108,00	0
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	91.666,50	488.655,78	19.250,00	102.617,90	110.916,50	591.273,68	91.666,50	0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 4		**115.266,85**	**614.464,52**	**24.206,00**	**129.037,34**	**139.472,85**	**743.501,87**	**115.266,85**	**0**
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli									
5.1	Organizare de șantier	165,00	879,58	35,00	186,58	200,00	1.066,16	165,00	0

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	165,00	879,58	35,00	186,58	200,00	1.066,16	165,00	0
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0	0	0	0	0	0	0	0
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	667,00	3.555,64	0	0	667,00	3.555,64	0	667,00
	5.2.1. Comisioanele și dobânzii aferente creditului băncii finanțatoare	0	0	0	0	0	0	0	0
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	24,00	127,94	0	0	24,00	127,94	0	24,00
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	24,00	127,94	0	0	24,00	127,94	0	24,00
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	119,00	634,37	0	0	119,00	634,37	0	119,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire / desființare	500,00	2.665,40	0	0	500,00	2.665,40	0	500,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	11.527,00	61.448,13	2.421,00	12.905,87	13.948,00	74.354,00	0	11.527,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	190,00	1.012,85	40,00	213,23	230,00	1.226,08	190,00	0
Total capitol 5		**12.549,00**	**66.896,21**	**2.496,00**	**13.305,68**	**15.045,00**	**80.201,89**	**355,00**	**12.194,00**
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe și teste și predare la beneficiar									
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		0	0	0	0	0	0	0
6.2	Probe tehnologice și teste		0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 6		**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț									
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	35.799,00	190.837,31	7.518,00	40.076,95	43.317,00	230.914,26	0	35.799,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0	0	0	0	0	0	0	0
Total capitol 7		**35.799,00**	**190.837,31**	**7.518,00**	**40.076,95**	**43.317,00**	**230.914,26**	**0**	**35.799,00**
TOTAL GENERAL		**191.376,76**	**1.020.191,00**	**40.049,00**	**213.493,00**	**231.425,76**	**1.233.684,00**	**141.383,76**	**49.993,00**
din care C+M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2+ 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		**25.765,35**	**137.349,93**	**5.411,00**	**28.844,96**	**31.176,35**	**166.194,89**	**23.765,35**	**2.000,00**

b) Devizele pe obiect – Scenariul 1

Devizul obiectului 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
Cap. 4 cheltuieli pentru investiția de bază									

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
4.1	Construcții și instalații	10.447,04	55.691,08	2.194,00	11.695,78	12.641,04	67.386,86	10.447,04	0
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare		0	0	0	0	0	0	0
4.1.2.	Rezistență	1.777,04	9.473,04	373,00	1.988,39	2.150,04	11.461,43	1.777,04	0
4.1.3.	Arhitectură		0	0	0	0	0	0	0
4.1.4.	Instalații	8.670,00	46.218,04	1.821,00	9.707,39	10.491,00	55.925,42	8.670,00	0
TOTAL I - subcap. 4.1		**10.447,04**	**55.691,08**	**2.194,00**	**11.695,78**	**12.641,04**	**67.386,86**	**10.447,04**	**0**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	4.708,00	25.097,41	989,00	5.272,16	5.697,00	30.369,57	4.708,00	0
TOTAL II - subcap. 4.2		**4.708,00**	**25.097,41**	**989,00**	**5.272,16**	**5.697,00**	**30.369,57**	**4.708,00**	**0**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	65.598,09	349.690,30	13.776,00	73.437,10	79.374,09	423.127,40	65.598,09	0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL III - subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6		**65.598,09**	**349.690,30**	**13.776,00**	**73.437,10**	**79.374,09**	**423.127,40**	**65.598,09**	**0**
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II +Total III)		**80.753,13**	**430.478,79**	**16.959,00**	**90.405,04**	**97.712,13**	**520.883,81**	**80.753,13**	**0**

Devizul obiectului 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare Tulgheș

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
Cap. 4 cheltuieli pentru investiția de bază									
4.1	Construcții și instalații	4.000,00	21.323,20	840,00	4.477,87	4.840,00	25.801,07	4.000,00	0
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare		0	0	0	0	0	0	0
4.1.2.	Rezistență		0	0	0	0	0	0	0
4.1.3.	Arhitectură		0	0	0	0	0	0	0
4.1.4.	Instalații	4.000,00	21.323,20	840,00	4.477,87	4.840,00	25.801,07	4.000,00	0
TOTAL I - subcap. 4.1		**4.000,00**	**21.323,20**	**840,00**	**4.477,87**	**4.840,00**	**25.801,07**	**4.000,00**	**0**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1.600,00	8.529,28	336,00	1.791,15	1.936,00	10.320,43	1.600,00	0
TOTAL II - subcap. 4.2		**1.600,00**	**8.529,28**	**336,00**	**1.791,15**	**1.936,00**	**10.320,43**	**1.600,00**	**0**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	23.154,06	123.429,66	4.862,00	25.918,35	28.016,06	149.348,01	23.154,06	0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL III - subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6		**23.154,06**	**123.429,66**	**4.862,00**	**25.918,35**	**28.016,06**	**149.348,01**	**23.154,06**	**0**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II +Total III)		**28.754,06**	**153.282,14**	**6.038,00**	**32.187,37**	**34.792,06**	**185.460,51**	**28.754,06**	**0**

Devizele pe obiect – Scenariul 2

Devizul obiectului 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
Cap. 4 cheltuieli pentru investiția de bază									
4.1	Construcții și instalații	12.492,35	66.594,22	2.623,00	13.982,69	15.115,35	80.576,91	12.492,35	0
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare		0	0	0	0	0	0	0
4.1.2.	Rezistență	592,35	3.157,70	124,00	661,02	716,35	3.818,72	592,35	0
4.1.3.	Arhitectură		0	0	0	0	0	0	0
4.1.4.	Instalații	11.900,00	63.436,52	2.499,00	13.321,67	14.399,00	76.758,19	11.900,00	0
TOTAL I - subcap. 4.1		**12.492,35**	**66.594,22**	**2.623,00**	**13.982,69**	**15.115,35**	**80.576,91**	**12.492,35**	**0**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	5.508,00	29.362,05	1.157,00	6.167,74	6.665,00	35.529,78	5.508,00	0
TOTAL II - subcap. 4.2		**5.508,00**	**29.362,05**	**1.157,00**	**6.167,74**	**6.665,00**	**35.529,78**	**5.508,00**	**0**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	68.512,44	365.226,12	14.388,00	76.699,55	82.900,44	441.925,67	68.512,44	0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL III - subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6		**68.512,44**	**365.226,12**	**14.388,00**	**76.699,55**	**82.900,44**	**441.925,67**	**68.512,44**	**0**
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II +Total III)		**86.512,79**	**461.182,38**	**18.168,00**	**96.849,97**	**104.680,79**	**558.032,36**	**86.512,79**	**0**

Devizul obiectului 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare Tuigheș

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
Cap. 4 cheltuieli pentru investiția de bază									
4.1	Construcții și instalații	4.000,00	21.323,20	840,00	4.477,87	4.840,00	25.801,07	4.000,00	0
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare		0	0	0	0	0	0	0
4.1.2.	Rezistență		0	0	0	0	0	0	0
4.1.3.	Arhitectură		0	0	0	0	0	0	0
4.1.4.	Instalații	4.000,00	21.323,20	840,00	4.477,87	4.840,00	25.801,07	4.000,00	0
TOTAL I - subcap. 4.1		**4.000,00**	**21.323,20**	**840,00**	**4.477,87**	**4.840,00**	**25.801,07**	**4.000,00**	**0**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA		TVA		Valoare cu TVA		Eligibil	Neeligibil
		euro	lei	euro	lei	euro	lei	euro	euro
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	1.600,00	8.529,28	336,00	1.791,15	1.936,00	10.320,43	1.600,00	0
TOTAL II - subcap. 4.2		**1.600,00**	**8.529,28**	**336,00**	**1.791,15**	**1.936,00**	**10.320,43**	**1.600,00**	**0**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	23.154,06	123.429,66	4.862,00	25.918,35	28.016,06	149.348,01	23.154,06	0
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0	0	0	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL III - subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6		**23.154,06**	**123.429,66**	**4.862,00**	**25.918,35**	**28.016,06**	**149.348,01**	**23.154,06**	**0**
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (Total I + Total II +Total III)		**28.754,06**	**153.282,14**	**6.038,00**	**32.187,37**	**34.792,06**	**185.489,51**	**28.754,06**	**0**

Valorile din devize sunt exprimate în prețuri la data de 20.10.2026 (1 euro = 5,3308 lei); devizele complete, inclusiv devizele financiare și listele de cantități pentru instalații, sunt prezentate în Anexa 10.

c) listele de echipamente și lucrări pe baza cărora s-au întocmit devizele pe obiect,

SCENARIUL 1 - sistem fotovoltaic 123,28 kWp cu stocare 321,35 kWh (sistem integrat all-in-one la Obiectivul 1) și pompă de căldură 70 kW, montat pe 2 obiective, tip acoperiș

Lista utilajelor, echipamentelor tehnologice și funcționale care necesită montaj (cap. 4.3)

Nr.	Denumire utilaj / echipament	Cant.	U.M.	Preț unitar		Valoare fără TVA		TVA	
				euro	lei	euro	lei	euro	lei
Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa									
1	Modul fotovoltaic bifacial N-type, 670 Wp	136	buc	88,00	469,11	11.968,00	63.799,01	2.513,00	13.396,30
2	Structură de montaj pe acoperiș (profile, cleme, ancoraje) – pe modul	136	buc	22,00	117,28	2.992,00	15.949,75	628,00	3.347,74
3	Sistem integrat de stocare tip container exterior (all-in-one), LFP, 241 kWh / 100 kW, cu convertor hibrid 8 MPPT, BMS, EMS, răcire cu lichid și protecție la incendiu	1	buc	32.828,09	174.999,98	32.828,09	174.999,98	6.894,00	36.750,54
4	Contor inteligent / senzor de putere pentru limitarea dinamică a injecției în rețea	1	buc	400,00	2.132,32	400,00	2.132,32	84,00	447,79
5	Pompă de căldură aer-apă monobloc 70 kW, R290, inclusiv accesorii hidraulice (rezervor tampon 1.000 l, pompă de circulație, vas de	1	set	17.410,00	92.809,23	17.410,00	92.809,23	3.656,00	19.489,40

Nr.	Denumire utilaj / echipament	Cant.	U.M.	Preț unitar		Valoare fără TVA		TVA	
				euro	lei	euro	lei	euro	lei
	expansiune, separator de nămol, armături, vană de amestec) și automatizare bivalentă cu centrala existentă								
Total Obiectivul 1						**65.598,09**	**349.690,30**	**13.775,00**	**73.431,77**
Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare Tuighes									
1	Modul fotovoltaic bifacial N-type, 670 Wp	48	buc	88,00	469,11	4.224,00	22.517,30	887,00	4.728,42
2	Structură de montaj pe acoperiș cu învelitoare din țiglă (profile, cârlige, cleme) – pe modul	48	buc	25,00	133,27	1.200,00	6.396,96	252,00	1.343,36
3	Invertor hibrid trifazat 50 kW, 4 MPPT	1	buc	4.224,81	22.521,62	4.224,81	22.521,62	887,00	4.728,42
4	Modul acumulator LFP 16,07 kWh (sistem modular de stocare)	5	buc	2.381,05	12.692,90	11.905,25	63.464,51	2.500,00	13.327,00
5	Unitate de control / BMS pentru sistemul modular de stocare	1	buc	1.200,00	6.396,96	1.200,00	6.396,96	252,00	1.343,36
6	Contor inteligent / senzor de putere pentru limitarea dinamică a injecției în rețea	1	buc	400,00	2.132,32	400,00	2.132,32	84,00	447,79
Total Obiectivul 2						**23.154,06**	**123.429,66**	**4.862,00**	**25.918,35**
TOTAL utilaje cu montaj (cap. 4.3)						**88.752,15**	**473.119,96**	**18.637,00**	**99.350,12**

SCENARIUL 2 - sistem fotovoltaic 123,28 kWp cu stocare modulară 273,19 kWh și pompă de căldură 70 kW, montat pe 2 obiective, tip acoperiș

Lista utilajelor, echipamentelor tehnologice și funcționale care necesită montaj (cap. 4.3)

Nr.	Denumire utilaj / echipament	Cant.	U.M.	Preț unitar		Valoare fără TVA		TVA	
				euro	lei	euro	lei	euro	lei
Obiectivul 1 – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa									
1	Modul fotovoltaic bifacial N-type, 670 Wp	136	buc	88,00	469,11	11.968,00	63.799,01	2.513,00	13.396,30
2	Structură de montaj pe acoperiș (profile, cleme, ancoraje) – pe modul	136	buc	22,00	117,28	2.992,00	15.949,75	628,00	3.347,74
3	Invertor hibrid trifazat 100 kW, 8 MPPT	1	buc	5.969,84	31.824,02	5.969,84	31.824,02	1.254,00	6.684,82
4	Modul acumulator LFP 16,07 kWh (sistem modular de stocare)	12	buc	2.381,05	12.692,90	28.572,60	152.314,82	6.000,00	31.984,80
5	Unitate de control / BMS pentru sistemul modular de stocare	1	buc	1.200,00	6.396,96	1.200,00	6.396,96	252,00	1.343,36
6	Contor inteligent / senzor de putere pentru limitarea dinamică a injecției în rețea	1	buc	400,00	2.132,32	400,00	2.132,32	84,00	447,79

Nr.	Denumire utilaj / echipament	Cant.	U.M.	Preț unitar		Valoare fără TVA		TVA	
				euro	lei	euro	lei	euro	lei
7	Pompă de căldură aer-apă monobloc 70 kW, R290, inclusiv accesorii hidraulice (rezervor tampon 1.000 l, pompă de circulație, vas de expansiune, separator de nămol, armături, vană de amestec) și automatizare bivalentă cu centrala existentă	1	set	17.410,00	92.809,23	17.410,00	92.809,23	3.656,00	19.489,40
Total Obiectivul 1						**68.512,44**	**365.226,11**	**14.387,00**	**76.694,22**
Obiectivul 2 – Centrul de Abilitare și Reabilitare Tulgheș									
1	Modul fotovoltaic bifacial N-type, 670 Wp	48	buc	88,00	469,11	4.224,00	22.517,30	887,00	4.728,42
2	Structură de montaj pe acoperiș cu învelitoare din țiglă (profile, cârlige, cleme) – pe modul	48	buc	25,00	133,27	1.200,00	6.396,96	252,00	1.343,36
3	Invertor hibrid trifazat 50 kW, 4 MPPT	1	buc	4.224,81	22.521,62	4.224,81	22.521,62	887,00	4.728,42
4	Modul acumulator LFP 16,07 kWh (sistem modular de stocare)	5	buc	2.381,05	12.692,90	11.905,25	63.464,51	2.500,00	13.327,00
5	Unitate de control / BMS pentru sistemul modular de stocare	1	buc	1.200,00	6.396,96	1.200,00	6.396,96	252,00	1.343,36
6	Contor inteligent / senzor de putere pentru limitarea dinamică a injecției în rețea	1	buc	400,00	2.132,32	400,00	2.132,32	84,00	447,79
Total Obiectivul 2						**23.154,06**	**123.429,66**	**4.862,00**	**25.918,35**
TOTAL utilaje cu montaj (cap. 4.3)						**91.666,50**	**488.655,78**	**19.249,00**	**102.612,57**

(d) fișele de date exclusiv tehnice pentru echipamentele propuse de proiect, stabilite de elaboratorul SF și creditate cu performanța tehnică recomandată. Fișele trebuie să conțină suficiente date tehnice pentru a se putea încadra echipamentele într-o categorie distinctă și a se justifica prețul de achiziție indiferent de origine.

A se vedea Anexa 1 – Fișe de date tehnice ale echipamentelor propuse și Anexa 12.3 – Fișa de parametri minimi asumați în SF.

3.4 Studii de specialitate

Studiu topografic

- *Nu este cazul.*

Studiu geotehnic și/sau studii de analiză și stabilitate a terenului

- *Nu este cazul.*

Expertiză tehnică / verificare structurală a acoperișurilor existente

- *Având în vedere montarea sistemelor fotovoltaice pe acoperișurile unor clădiri publice existente, se recomandă verificarea capacității portante a elementelor de acoperiș, în special pentru obiectivele la care configurația structurală, vechimea clădirii sau starea tehnică impun o analiză suplimentară. Verificarea va avea în vedere încărcările permanente și variabile, inclusiv greutatea panourilor fotovoltaice, structura de susținere, acțiunea vântului și încărcările din zăpadă, conform normativelor aplicabile.*

Studiu hidrologic / hidrogeologic

- *Nu este cazul.*

Studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice

- *Nu este cazul.*

Studiu de trafic și studiu de circulație

- *Nu este cazul.*

Raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii

- *Nu este cazul.*

Studiu peisagistic

- *Nu este cazul.*

Studiu privind valoarea resursei culturale / documentație pentru avizul Ministerului Culturii

- *Pe amplasamentele Obiectivului 1 (Frumoasa, str. Bisericii nr. 268/B) și Obiectivului 2 (Tulgheș, str. Principală nr. 32) nu există monumente istorice. În cazul în care, prin certificatul de urbanism, se constată că imobilele se află în zona de protecție a unui monument istoric, se va solicita avizul Direcției Județene pentru Cultură Harghita, documentația urmând să prezinte modul de montaj al panourilor fotovoltaice, reversibilitatea soluției și impactul vizual.*

Analiză electroenergetică / documentație pentru racordare

- *Pentru integrarea sistemelor fotovoltaice cu stocare în instalațiile electrice existente ale clădirilor și în rețeaua electrică de distribuție, se vor întocmi documentațiile tehnice necesare obținerii avizului tehnic de racordare sau actualizării condițiilor de racordare pentru locurile de consum POD 594020500001442017 (Frumoasa) și POD 594020500001575432 (Tulgheș), conform cerințelor operatorului de distribuție. Analiza va avea în vedere puterea instalată a sistemelor fotovoltaice pe fiecare obiectiv, configurația invertoarelor, sistemul de protecții, măsurarea energiei electrice și condițiile de funcționare în regim de autoconsum. La Obiectivul 1 se va avea în vedere și creșterea puterii absorbite ca urmare a racordării pompei de căldură de 70 kW.*

Documentație de mediu

- *Nu este necesară în etapa de depunere a cererii de finanțare. În baza certificatului de urbanism se va depune la Agenția pentru Protecția Mediului Harghita notificarea / documentația prevăzută de Legea nr. 292/2018, iar actul emis se va prezenta conform Ghidului solicitantului (cap. 6.3).*

Studiu privind scoaterea terenului din circuitul agricol

- *Nu este cazul.*

Studii de coexistență cu utilitățile existente

- *Nu este cazul.*

Studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției

- *În funcție de cerințele certificatului de urbanism, ale operatorului de distribuție, ale autorității competente pentru protecția mediului, ale Direcției Județene pentru Cultură Harghita / Ministerului Culturii și ale verificatorilor de proiect, se vor întocmi documentațiile tehnice suplimentare necesare pentru autorizarea, avizarea și implementarea investiției.*

3.5 Grafice orientative de realizare a investiției

Faza / Luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Proiectare												
Obținere avize și acorduri (certificat de urbanism, operatorul de distribuție DEER)												
Execuție												

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

Pentru proiectul de investiții studiat, s-au luat în considerare următoarele scenarii:

Scenariul 1 (recomandat) – 184 module / 123,28 kWp (Frumoasa 91,12 kWp + Tulgheș 32,16 kWp), 150 kW AC, stocare 150 kW / 321,35 kWh (sistem integrat all-in-one la Frumoasa), pompă de căldură 70 kW; valoare totală 978.500 lei fără TVA (1.183.261 lei cu TVA), din care valoare eligibilă 722.878,34 lei (135.604,10 euro) fără TVA;

Scenariul 2 – 184 module / 123,28 kWp, 150 kW AC, stocare modulară 150 kW / 273,19 kWh, pompă de căldură 70 kW; valoare totală 1.020.191 lei fără TVA (1.233.684 lei cu TVA), din care cheltuieli eligibile 753.688,55 lei (141.383,76 euro) fără TVA, cu o depășire a plafonului de 5.775,76 euro.

Perioada de referință utilizată pentru indicatorii proiectului este de 20 de ani.

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

Investiția se realizează pe acoperișurile unor clădiri existente din intravilanul localităților Frumoasa și Tulgheș, zone montane și depresionare cu ierni lungi și reci. Au fost analizate următoarele vulnerabilități și măsurile de adaptare corespunzătoare:

- încărcări din zăpadă și acumulări de zăpadă (s_k = 2,0 kN/m² la ambele obiective, conform CR 1-1-3/2012): verificarea structurii acoperișurilor și a sistemului de montaj în proiectul tehnic, module certificate pentru 5.400 Pa (față) / 2.400 Pa (spate);
- acțiunea vântului (q_b = 0,6 kPa la Frumoasa și 0,4 kPa la Tulgheș, conform CR 1-1-4/2012): ancorarea structurii pe acoperiș, verificarea la sucțiune;
- temperaturi extreme (minime de până la −35 °C în depresiuni, maxime estivale în creștere): configurația stringurilor a fost verificată la −35 °C și +70 °C, echipamentele au domeniu de funcționare minimum −25 … +55 °C, bateria de la Tulgheș se amplasează într-un spațiu tehnic interior ferit de îngheț;
- grindină și fenomene meteorologice severe, a căror frecvență crește odată cu schimbările climatice: module cu sticlă securizată pe ambele fețe, testate la grindină conform IEC 61215;
- descărcări atmosferice și supratensiuni: coordonarea cu instalația de paratrăsnet, descărcătoare SPD pe partea de curent continuu și alternativ, echipotențializarea tuturor elementelor metalice;
- incendiu (risc antropic și tehnic): cabluri și echipamente certificate, protecții AFCI, separare DC, buton de oprire de urgență, amplasarea stocării conform P118/1-2025;
- seism (ag = 0,15 g, conform P100-1/2013): fixarea echipamentelor și a structurii de montaj conform proiectului tehnic;
- acte de vandalism sau furt: echipamentele sunt montate pe acoperiș sau în incinte închise ale unor clădiri administrate de DGASPC, cu acces controlat.

Amplasamentele nu sunt situate în zone protejate sau în zone de risc identificate în documentele disponibile la data elaborării studiului; eventualele condiționări vor fi preluate din certificatul de urbanism

și din avizele emise. Prin natura sa, investiția crește reziliența centrelor sociale la creșterea prețurilor energiei și, în limitele funcțiilor de rezervă ale echipamentelor, la întreruperile de alimentare.

4.3 *Situația utilităților și analiza de consum*

Ambele obiective sunt racordate la rețeaua de distribuție de joasă tensiune a DEER (POD 594020500001442017 – Frumoasa C1 și POD 594020500001575432 – Tulgheș, Pavilion 31). Obiectivul 1 este alimentat cu gaze naturale (centrală termică existentă). Investiția nu necesită utilități noi: sistemele fotovoltaice se racordează în tablourile generale existente, iar pompa de căldură se alimentează dintr-un circuit nou din tabloul general al clădirii C1. Nu sunt necesare alimentare cu apă sau canalizare suplimentare; curățarea modulelor, atunci când este necesară, se realizează cu cantități reduse de apă, fără detergenți.

Analiza consumului de energie electrică, realizată pe baza facturilor, a indexurilor contoarelor și a curbelor de sarcină orare (septembrie 2025 – august 2026), este prezentată în capitolul 2. Consumul anual de referință este de 68.647 kWh/an (36.003 kWh la Frumoasa și 32.644 kWh la Tulgheș), la care se adaugă consumul pompei de căldură de 46.543 kWh/an, rezultând un consum total de 115.190 kWh/an. Pentru gazele naturale, consumul aferent încălzirii la Obiectivul 1 se reduce cu aproximativ 205,9 MWh/an.

4.4 *Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții*

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Investiția deservește două centre sociale ale DGASPC Harghita – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa și Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș – ai căror beneficiari sunt persoane vulnerabile. Reducerea cheltuielilor cu energia permite redirecționarea resurselor bugetare către serviciile sociale, iar producția locală și stocarea cresc siguranța alimentării. Proiectul nu afectează patrimoniul cultural (pe amplasamente nu există monumente istorice) și nici accesibilitatea clădirilor. Pe toată durata proiectului se respectă principiile egalității de șanse, nediscriminării și accesibilității, inclusiv în procedurile de achiziție și în selecția personalului implicat.

b) Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției

În faza de execuție: aproximativ 6–8 persoane (electricieni autorizați ANRE, montatori, instalatori pentru pompa de căldură, personal tehnic), cu o prezență efectivă pe șantier de circa 2–3 luni, în cadrul duratei de execuție de 6 luni (care include și livrarea echipamentelor și punerea în funcțiune), la care se adaugă dirigintele de șantier și echipa de proiectare. În faza de operare: nu sunt necesare posturi permanente noi; exploatarea se asigură de personalul existent al DGASPC, instruit de furnizori, și de un tehnician autorizat contractat pentru mentenanță.

c) Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv asupra biodiversității și a siturilor protejate

Lucrările se execută pe acoperișurile clădirilor existente, în intravilan, fără ocupare de teren nou și fără intervenții asupra habitatelor naturale. Impactul temporar din execuție (zgomot, praf, deșeuri de ambalaje) este redus și se limitează la programul de lucru. În exploatare, sistemele nu generează emisii, ape uzate sau zgomot semnificativ; unitatea exterioară a pompei de căldură se amplasează cu respectarea distanțelor față de ferestre și vecinătăți. Proiectul reduce emisiile de gaze cu efect de seră cu aproximativ 68,05 tCO_2/an din producția fotovoltaică și 41,59 tCO_2/an din reducerea consumului de gaze naturale, din care se deduc 27,39 tCO_2/an aferente consumului electric al pompei de căldură, în total ≈ 82,2 tCO_2/an.

d) Respectarea principiului „de a nu prejudicia în mod semnificativ" (DNSH)

Proiectul respectă principiul DNSH, conform art. 17 din Regulamentul (UE) 2020/852, pe toată durata implementării și pe întregul ciclu de viață al investiției. Analiza pe cele șase obiective de mediu este următoarea (declarația și autoevaluarea DNSH se depun conform Anexei 3 la Ghid):

- Atenuarea schimbărilor climatice: investiția produce energie din surse regenerabile și înlocuiește parțial încălzirea pe gaze naturale cu o pompă de căldură; reducerea netă a emisiilor, după deducerea consumului electric al pompei de căldură, este de ≈ 82,2 tCO_2/an. Bateriile se încarcă exclusiv din producția fotovoltaică.
- Adaptarea la schimbările climatice: riscurile climatice fizice relevante (zăpadă, vânt, temperaturi extreme, grindină, descărcări atmosferice) au fost identificate în analiza vulnerabilităților, iar măsurile de adaptare sunt integrate în soluția tehnică și vor fi detaliate în proiectul tehnic.
- Utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă: investiția nu consumă apă în exploatare, cu excepția curățării ocazionale a modulelor, și nu generează ape uzate.
- Tranziția către o economie circulară: se vor utiliza echipamente cu durată de viață lungă (module cu garanție de performanță de 30 de ani, baterii LFP cu minimum 6.000–8.000 de cicluri), ușor de întreținut și de reparat; cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase din construcții vor fi pregătite pentru reutilizare sau reciclare; la sfârșitul ciclului de viață, modulele și echipamentele electronice vor fi predate operatorilor autorizați conform OUG nr. 5/2015 privind DEEE, iar bateriile conform Regulamentului (UE) 2023/1542.
- Prevenirea și controlul poluării: echipamentele vor respecta Directiva RoHS și Regulamentul REACH; pompa de căldură utilizează agentul frigorific natural R290 (GWP = 3), conform Regulamentului (UE) 2024/573 privind gazele fluorurate; nu se utilizează baterii pe bază de plumb, NiCd sau NiMH.
- Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor: lucrările se realizează pe clădiri existente, în intravilan, în afara ariilor naturale protejate, fără ocupare de teren și fără defrișări.

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

Dimensionarea investiției este justificată de cererea de energie electrică a celor două centre sociale, analizată în capitolul 2: consumul de referință de 68.647 kWh/an, majorat cu consumul pompei de căldură de 46.543 kWh/an, rezultând 115.190 kWh/an. Producția anuală estimată de 115.635,93 kWh/an conduce la un raport R_ac = 1,004, sub limita de 1,10 din Ghid, iar capacitatea de stocare de 321,35 kWh (2,61 h raportat la P_PV) se încadrează în intervalul 2–4 h. Serviciile sociale furnizate (îngrijire și asistență, abilitare și reabilitare) au caracter permanent, astfel încât cererea de energie se menține pe întreaga perioadă de referință.

4.6 Analiza financiară

Analiza financiară a investiției a fost realizată prin raportare la cele două scenarii tehnico-economice analizate în cadrul Studiului de fezabilitate, având în vedere capacitățile noi de producere a energiei electrice din surse regenerabile și sistemele de stocare aferente.

Pentru fundamentarea indicatorilor financiari și energetici au fost utilizate capacitățile fotovoltaice rezultate în urma dimensionării tehnice, producțiile anuale estimate prin simulările PVGIS, consumurile de energie electrică documentate ale beneficiarului, precum și condițiile de finanțare prevăzute de Ghidul solicitantului aferent Fondului pentru Modernizare – Programul-cheie nr. 1 „Surse regenerabile de energie și stocarea energiei".

Pentru Scenariul 1, investiția presupune realizarea unei capacități fotovoltaice totale de 123,28 kWp, cu o producție anuală estimată de 115,636 MWh/an, a unor sisteme de stocare integrate cu o capacitate nominală totală de 321,35 kWh și a unei pompe de căldură aer-apă de 70 kW la Obiectivul 1.

4.7 *Analiza economică*

Analiza economică evaluează contribuția proiectului la bunăstarea socială, pornind de la fluxurile analizei financiare corectate cu factori de conversie și completate cu efectele externe cuantificabile. Principalele beneficii economice sunt: costul evitat al energiei electrice preluate din rețea și al gazelor naturale, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (≈ 82,2 tCO_2/an net, după deducerea consumului electric al pompei de căldură, evaluate la prețul-umbră al carbonului), reducerea dependenței de importurile de gaze naturale și creșterea siguranței alimentării unor servicii sociale pentru persoane vulnerabile. Indicatorii de performanță economică – valoarea actualizată netă economică (VANE), rata internă de rentabilitate economică (RIRE) și raportul beneficii/costuri (B/C) – se determină în analiza cost-beneficiu (Anexa 11), pentru aceeași perioadă de referință de 20 de ani, cu rata socială de actualizare de 3% recomandată pentru România (RomTAP v1.1, JASPERS 2023).

Pentru Scenariul 1 rezultă: valoarea actualizată netă economică VANE = 3.642,91 mii lei, rata internă de rentabilitate economică RIRE = 31,54% (peste rata socială de actualizare de 3%) și raportul beneficii/costuri B/C = 5,42 > 1 (Scenariul 2: VANE = 3.598,29 mii lei, RIRE = 30,30%, B/C = 5,19). Beneficiul economic al reducerii emisiilor – energia produsă din surse regenerabile și gazele naturale înlocuite, din care s-a dedus, acoperitor, consumul electric al pompei de căldură (≈ 82,2 tCO_2/an) – a fost evaluat la prețul-umbră al carbonului recomandat pentru România (RomTAP v1.1, JASPERS 2023: 199 euro/tCO_2 în 2027, crescător până la 688 euro/tCO_2 în 2046), cu factorul de conversie al investiției de 0,97. Costul unitar actualizat este de 554,85 lei/MWh produs și de 942,82 lei/tCO_2 evitată (Scenariul 2: 578,12 lei/MWh, respectiv 982,37 lei/tCO_2). Proiectul este, așadar, justificat din punct de vedere economic și social.

Indicatorii analizei economice (rata socială de actualizare 3%) – Anexa 11

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
VNAE (lei)	3.642.914	3.598.288
RIRE (%)	31,54	30,30
B/C economic	5,42	5,19

4.8 *Analiza de senzitivitate*

Analiza de senzitivitate are rolul de a identifica variabilele critice ale proiectului și de a evalua modul în care modificarea acestora influențează indicatorii financiari și economici (VANF/C, RRF/C, VANE, RIRE, B/C). Au fost considerate variabile critice acelea a căror variație cu ±1% modifică valoarea actualizată netă cu mai mult de ±1%. Variabilele testate sunt:

- costul investiției: ±10%;
- prețul energiei electrice evitate: ±10%;
- prețul gazelor naturale evitate: ±10%;
- costurile de operare și mentenanță: ±10%;
- gradul de autoconsum: ±10% (de exemplu, la un consum real diferit de cel estimat sau la variabilitatea interanuală a producției, de aproximativ ±7% în simularea PVGIS 2005–2023).

Rezultatele analizei de senzitivitate pentru Scenariul 1 (Anexa 11, foaia „5_ACB_Senzitivitate") sunt prezentate în tabelul următor. Variabilele critice sunt prețul gazelor naturale (elasticitate 1,34) și gradul de autoconsum (elasticitate 1,30), cu valori de comutare de −74,8%, respectiv −76,6%, mult peste variațiile plauzibile. Costul investiției (elasticitate −0,99, valoare de comutare +101,2%), prețul energiei electrice (0,64) și costurile de operare și mentenanță (−0,12) nu sunt variabile critice. Măsurile de

Producția totală de energie electrică regenerabilă estimată pentru perioada de referință de **20 de ani** este:

E_20 ani,SC1 = 115,636 × 20 = 2.312,72 MWh

Pentru Scenariul 2, capacitatea fotovoltaică instalată și producția anuală estimată sunt identice cu cele din Scenariul 1 (I.1 = 123,28 kW; 115,636 MWh/an), iar sistemele de stocare au o capacitate nominală totală de 273,19 kWh.

Producția totală estimată pentru perioada de referință de 20 de ani este:

E_20 ani,SC2 = 115,636 × 20 = 2.312,72 MWh

Conform metodologiei prevăzute în Ghidul solicitantului, indicatorul privind producția totală de energie regenerabilă se determină prin înmulțirea producției anuale estimate cu durata de analiză de **20 de ani**.

- **Valoarea maximă a ajutorului public nerambursabil**

Conform condițiilor de finanțare aplicabile, valoarea maximă a ajutorului public nerambursabil solicitat pe MW instalat este diferențiată în funcție de includerea sau neincluderea unei pompe de căldură în cadrul proiectului.

Pentru proiectele care **nu includ pompe de căldură**, plafonul maxim este de:

900.000 euro/MW instalat, fără TVA

iar pentru proiectele care **includ pompe de căldură**, plafonul maxim este de:

1.100.000 euro/MW instalat, fără TVA.

Capacitatea utilizată pentru determinarea grantului este stabilită conform indicatorului I.1. Aceasta rezultă din puterea nominală în curent alternativ a invertoarelor, iar în situația în care puterea totală a invertoarelor este mai mare decât puterea instalată în modulele fotovoltaice, se utilizează **valoarea cea mai mică dintre cele două**.

În cazul Scenariului 1:

P_DC = 123,28 kWp

P_AC = 100 + 50 = 150 kW

Prin urmare, capacitatea eligibilă pentru calculul ajutorului public este:

P_eligibil,SC1 = min(123,28; 150) = 123,28 kW = 0,12328 MW

Scenariul 1 include o pompă de căldură aer-apă de 70 kW, care acoperă 79,8% din necesarul anual de căldură pentru încălzire al clădirii C1 din Frumoasa, astfel încât se aplică plafonul de 1.100.000 euro/MW, iar valoarea maximă teoretică a ajutorului public nerambursabil este:

Ajutor_max,SC1 = 0,12328 MW × 1.100.000 euro/MW

Ajutor_max,SC1 = 135.608,00 euro, fără TVA

În cazul Scenariului 2:

P_DC = 123,28 kWp

P_AC = 100 + 50 = 150 kW

Capacitatea eligibilă rezultată este:

P_eligibil,SC2 = min(123,28; 150) = 123,28 kW = 0,12328 MW

Scenariul 2 include aceeași pompă de căldură, astfel încât plafonul maxim aplicabil este de 1.100.000 euro/MW:

Ajutor_max,SC2 = 0,12328 MW × 1.100.000 euro/MW

Ajutor_max,SC2 = 135.608,00 euro, fără TVA

Valorile de mai sus reprezintă **plafoanele maxime teoretice** rezultate din capacitatea eligibilă instalată. Valoarea efectivă a ajutorului public nerambursabil solicitat va fi determinată prin raportare la valoarea cheltuielilor eligibile rezultate din Devizul general și nu va putea depăși plafonul aferent scenariului analizat.

Valoarea ajutorului public poate acoperi maximum 100% din cheltuielile eligibile, în limitele prevăzute de Ghid. Diferența până la valoarea totală a investiției, precum și cheltuielile neeligibile, vor fi asigurate de beneficiar din bugetul propriu al DGASPC Harghita și/sau alte surse legal constituite.

- **Factorul de capacitate**

Factorul de capacitate exprimă raportul dintre producția anuală efectiv estimată și energia care ar fi produsă în situația funcționării instalației la puterea nominală pe parcursul tuturor celor 8.760 ore ale unui an.

Conform Ghidului solicitantului, acesta se determină prin relația:

FC = P_an / (P_inst × 8.760) × 100

Pentru Scenariul 1:

FC_SC1 = 115,636 / (0,12328 × 8.760) × 100

rezultând:

FC_SC1 ≈ 10,71%

Pentru Scenariul 2:

FC_SC2 = 115,636 / (0,12328 × 8.760) × 100

rezultând:

FC_SC2 ≈ 10,71%

Metodologia de calcul a factorului de capacitate este prevăzută expres în Ghidul solicitantului.

- **Ore echivalente de funcționare la putere nominală**

Pentru caracterizarea performanței sistemelor fotovoltaice poate fi utilizat și indicatorul „ore echivalente de funcționare la putere nominală", care exprimă numărul de ore în care instalația ar trebui să funcționeze la puterea nominală pentru a produce aceeași cantitate anuală de energie.

Acest indicator se determină prin relația:

$$h_eq = P_an / P_inst$$

Pentru Scenariul 1 rezultă:

h_eq,SC1 = 115,636 MWh/an / 0,12328 MW

h_eq,SC1 ≈ 938 ore/an

Pentru Scenariul 2:

h_eq,SC2 = 115,636 MWh/an / 0,12328 MW

h_eq,SC2 ≈ 938 ore/an

Aceste valori sunt compatibile cu factorii de capacitate rezultați pentru configurațiile analizate și țin cont de orientarea reală a acoperișurilor, înclinarea modulelor și pierderile tehnologice introduse în simulările PVGIS.

- **Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră**

Odată cu realizarea investiției se estimează reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră ca urmare a producerii energiei electrice din surse regenerabile și a înlocuirii unei cantități echivalente de energie electrică produsă din surse convenționale.

Conform Ghidului solicitantului, reducerea anuală a emisiilor se determină utilizând factorul:

$$FE = 0,5885 \frac{tCO^2}{MWh}$$

prin relația:

$$\Delta CO^2 = P_{an} \times 0,5885$$

Pentru Scenariul 1:

ΔCO_2,SC1 = 115,636 × 0,5885

ΔCO_2,SC1 ≈ 68,05 tCO_2/an

Pentru Scenariul 2:

ΔCO_2,SC2 = 115,636 × 0,5885

ΔCO_2,SC2 ≈ 68,05 tCO_2/an

Factorul de emisii de **0,5885 tCO_2/MWh** este cel prevăzut de Ghid pentru calculul indicatorului I.2.

Suplimentar, în ambele scenarii, pompa de căldură reduce consumul de gaze naturale al Obiectivului 1 cu 205,9 MWh/an, ceea ce corespunde unei reduceri suplimentare a emisiilor de 205,9 × 0,202 = 41,59 tCO_2/an (factor de emisie pentru gazele naturale 0,202 tCO_2/MWh), iar după deducerea emisiilor aferente consumului electric suplimentar al pompei de căldură (46,543 MWh/an × 0,5885 = 27,39 tCO_2/an) reducerea totală netă a emisiilor este de 82,25 tCO_2/an.

Pe perioada de referință de 20 de ani, fără aplicarea unui factor suplimentar de degradare în calculul indicatorului I.4, reducerea cumulată teoretică asociată producției poate fi estimată la aproximativ:

1.361,0 tCO_2 pentru Scenariul 1

și:

1.361,0 tCO_2 pentru Scenariul 2, la care se adaugă, în ambele scenarii, 831,8 tCO_2 din reducerea consumului de gaze naturale.

- **Tratamentul TVA**

Pentru compararea unitară a celor două scenarii și pentru raportarea la plafoanele maxime ale finanțării exprimate în euro/MW, valorile investiționale de bază se vor prezenta distinct **fără TVA**.

TVA-ul nu va fi însă considerat automat cheltuială neeligibilă. Conform Ghidului solicitantului, **TVA aferentă cheltuielilor eligibile este eligibilă în măsura în care este nedeductibilă**.

Prin urmare, Devizul general și bugetul proiectului vor evidenția distinct:

- valoarea fără TVA;
- TVA aferentă cheltuielilor eligibile;
- TVA aferentă cheltuielilor neeligibile;
- valoarea totală cu TVA;
- valoarea ajutorului public nerambursabil;
- contribuția proprie a beneficiarului.

- **Perioada de implementare**

Durata efectivă de execuție a investiției va fi stabilită prin graficul general de realizare a investiției și corelată cu etapele de proiectare, achiziție, execuție, montaj, probe, racordare și punere în funcțiune.

La nivelul Studiului de fezabilitate, fluxul financiar va urmări principalele etape de implementare, respectiv proiectare tehnică, proceduri de achiziție, furnizarea echipamentelor, execuția lucrărilor, montajul sistemelor fotovoltaice și de stocare, efectuarea probelor și recepția investiției.

Conform Ghidului solicitantului, investițiile trebuie să fie **finalizate, instalate, conectate la rețea și puse în funcțiune până cel târziu la data de 31.12.2029**.

- **Perioada de referință**

Pentru indicatorii energetici ai proiectului se utilizează o perioadă de analiză de: **20 de ani** în conformitate cu metodologia de calcul a indicatorului I.4 prevăzută în Ghidul solicitantului.

Din punct de vedere tehnic, anumite componente ale investiției pot avea durate normale de exploatare mai mari de 20 de ani, în special modulele fotovoltaice și structurile de montaj, în timp ce alte componente pot necesita reparații, modernizări sau înlocuiri pe parcursul perioadei analizate.

În analiza financiară vor fi avute în vedere aceste diferențe de durată de viață și, după caz, costurile de înlocuire sau mentenanță extraordinară a echipamentelor.

- **Rata de actualizare și fluxurile financiare**

Fluxurile financiare aferente investiției vor fi analizate pe baza principiului incremental, prin compararea situației fără proiect cu situația rezultată după realizarea investiției.

În cadrul fluxurilor de numerar vor fi urmărite separat:

- costurile inițiale de investiție;
- contribuția publică nerambursabilă;
- contribuția proprie a beneficiarului;
- costurile de operare și mentenanță;
- eventualele costuri de înlocuire a echipamentelor;
- economiile rezultate din reducerea achiziției de energie electrică;
- economiile rezultate din reducerea consumului de gaze naturale la Obiectivul 1, diminuate cu costul energiei electrice consumate de pompa de căldură și neacoperite din producția fotovoltaică;

Rata de actualizare financiară utilizată este de 4% (termeni reali), iar rata socială de actualizare pentru analiza economică este de 3%, conform RomTAP v1.1 (JASPERS, 2023). Calculele detaliate sunt prezentate în Anexa 11.

- **Costul investițional**

Costul investițional aferent fiecărui scenariu a fost preluat din Devizul general întocmit conform HG nr. 907/2016 (Anexa 10): 978.500 lei fără TVA în Scenariul 1 și 1.020.191 lei fără TVA în Scenariul 2. Conform Ghidului național ACB, în fluxurile de numerar nu au fost incluse rezervele de contingență (cap. 5.3 și 7.1 ale devizului general), investiția considerată în anul 0 fiind de 736.988 lei în Scenariul 1, respectiv 767.906 lei în Scenariul 2. Valoarea proiectului tehnic (subcap. 3.5.6 din devizul general) include și costul auditului electroenergetic (Anexa 14).

Costurile investiției vor include, după caz:

- furnizarea modulelor fotovoltaice;
- structurile de montaj;
- invertoarele hibride;
- sistemele de stocare;
- tablourile și protecțiile electrice;
- cablurile și traseele electrice;
- echipamentele de măsură și monitorizare;

- sistemul SCADA/EMS;
- lucrările de montaj și instalații;
- lucrările de integrare în instalațiile electrice existente;
- furnizarea și montajul pompei de căldură și integrarea acesteia în instalația termică existentă;
- proiectarea și asistența tehnică;
- organizarea de șantier;
- probele și punerea în funcțiune;

Pe baza simulării orare (Anexa 15), sistemele de stocare efectuează aproximativ 108 cicluri echivalente pe an în Scenariul 1 (125 în Scenariul 2), respectiv circa 2.200–2.500 de cicluri în perioada de referință de 20 de ani, sub durata de viață garantată a acumulatorilor LFP (6.000–8.000 de cicluri); în consecință, nu a fost considerat un cost de înlocuire a sistemului de stocare în perioada de referință. În ultimul an al perioadei de referință se include valoarea reziduală a modulelor și structurilor fotovoltaice (durată de viață 25 de ani, amortizare liniară).

Modulele fotovoltaice și structurile de susținere au o durată de viață estimată de ordinul a 25–30 ani, în timp ce invertoarele, componentele electronice și sistemele de stocare pot necesita intervenții sau înlocuiri în interiorul perioadei de analiză.

Aceste costuri vor fi evidențiate în fluxul financiar în anul estimat al apariției acestora și nu vor fi confundate cu investiția inițială.

- **Costurile de operare și mentenanță**

Costurile operaționale sunt reprezentate de totalitatea cheltuielilor necesare menținerii investiției în condiții normale de funcționare pe durata perioadei de analiză.

Acestea pot include:

- verificări periodice și mentenanță preventivă;
- curățarea modulelor fotovoltaice, după caz;
- inspecția și verificarea structurilor de susținere;
- verificarea conexiunilor electrice și a tablourilor;
- verificarea sistemelor de protecție și împământare;
- mentenanța invertoarelor și a echipamentelor de comunicație;
- verificarea sistemelor BMS și a acumulatorilor;
- eventuale actualizări software și firmware;
- intervenții corective și înlocuirea unor componente uzate.

Costurile de operare ale investiției nu sunt cheltuieli eligibile în cadrul schemei de finanțare, fiind suportate de beneficiar pe durata exploatării.

În analiza financiară, costurile de operare și mentenanță au fost considerate la 1% pe an din valoarea investiției fără rezervele de contingență (7.370 lei/an în Scenariul 1), separat de investiția inițială, pe întreaga perioadă de referință.

- **Veniturile și beneficiile operaționale**

Având în vedere caracterul de **autoconsum** al investiției, beneficiul financiar principal nu este reprezentat de obținerea unor venituri comerciale din vânzarea energiei electrice, ci de **reducerea cheltuielilor cu energia achiziționată din rețeaua publică.**

Economia anuală aferentă energiei electrice poate fi determinată prin relația:

Economia anuală = Energia autoconsumată × costul evitat al energiei electrice

unde costul evitat include toate componentele de preț care nu mai sunt suportate pentru energia produsă și utilizată local: 1.333,315 lei/MWh fără TVA (preț final facturat de TINMAR ENERGY S.A., iulie 2026). La Obiectivul 1 se adaugă costul evitat al gazelor naturale înlocuite de pompa de căldură (205,9 MWh/an × 341,85 lei/MWh, conform facturilor E.ON), iar bilanțul energiei electrice include consumul suplimentar al pompei de căldură. Energia injectată în rețea a fost valorificată prudent la 250 lei/MWh. Producția fotovoltaică s-a redus cu 0,5%/an prin degradare, iar prețurile energiei au fost considerate în creștere cu 2%/an în termeni reali.

Sistemele de stocare contribuie la majorarea gradului de utilizare locală a energiei produse, prin deplasarea unei părți a energiei produse în intervalele cu radiație solară ridicată către perioadele cu consum mai mare.

- **Structura surselor de finanțare**

Finanțarea investiției este prevăzută din următoarele surse:

Ajutor public nerambursabil acordat prin Fondul pentru Modernizare, în limita cheltuielilor eligibile și a plafonului maxim calculat pentru capacitatea eligibilă instalată;

Bugetul propriu al DGASPC Harghita, pentru diferența dintre valoarea totală a investiției și valoarea finanțării nerambursabile, precum și pentru cheltuielile neeligibile;

Alte surse legal constituite, dacă acestea vor fi necesare pe durata implementării.

În ambele scenarii, plafonul maxim teoretic rezultat este de 135.608,00 euro fără TVA (0,12328 MW × 1.100.000 euro/MW).

Valorile finale ale finanțării nerambursabile și contribuției proprii vor fi stabilite după definitivarea valorilor din Devizul general.

Analiza cost-beneficiu

Analiza cost-beneficiu a fost realizată în vederea evaluării oportunității realizării investiției propuse, prin compararea costurilor și beneficiilor aferente scenariilor analizate, pe întreaga perioadă de referință. Metodologia utilizată are la bază principiile analizei fluxului de numerar actualizat, conform cărora sunt luate în considerare numai intrările și ieșirile efective de numerar generate de proiect, fără includerea elementelor contabile care nu generează fluxuri monetare directe, precum amortizarea.
Analiza a fost realizată prin metoda incrementală, prin compararea scenariului „cu proiect" cu scenariul alternativ analizat, respectiv prin evidențierea diferențelor dintre costurile și beneficiile generate de fiecare variantă tehnico-economică. În cadrul analizei au fost luate în considerare costurile de investiție, economiile generate prin reducerea cheltuielilor cu energia electrică, costurile de operare și mentenanță, costurile auxiliare, costurile de înlocuire ale echipamentelor cu durată de viață mai redusă decât perioada de analiză, precum și valoarea reziduală, după caz.
Pentru determinarea indicatorilor financiari s-a utilizat o rată de actualizare de 4%, iar perioada de referință analizată este de 20 de ani, corelată cu perioada de calcul a indicatorului I.4. Fluxurile de numerar au fost exprimate în valori fără TVA, în conformitate cu principiile de analiză financiară aplicabile proiectelor de investiții.
Veniturile proiectului nu sunt reprezentate de venituri comerciale obținute din vânzarea energiei electrice, ci de economii generate prin reducerea cheltuielilor cu energia electrică achiziționată din rețea. Astfel, energia electrică produsă de centrala fotovoltaică este destinată cu prioritate consumului propriu al beneficiarului, contribuind la reducerea costurilor operaționale, creșterea independenței energetice și diminuarea expunerii la fluctuațiile prețului energiei electrice.
În cadrul analizei financiare au fost determinați indicatorii **Valoarea Actuală Netă Financiară a Investiției – VANF/C** și **Rata Internă a Rentabilității Financiare a Investiției – RRF/C**. Acești indicatori reflectă capacitatea investiției de a genera fluxuri financiare suficiente pentru recuperarea costurilor, înainte de luarea în considerare a sprijinului financiar nerambursabil.

Rezultatele analizei financiare (Anexa 11) sunt: în Scenariul 1, economiile și veniturile din primul an de exploatare sunt de 108,37 mii lei (energie electrică 26,32 mii lei, gaze naturale 70,38 mii lei, surplus injectat 11,67 mii lei), valoarea actuală netă financiară a investiției VANF/C = 847,42 mii lei, rata internă a rentabilității financiare RRF/C = 13,98%, valoarea actuală netă a capitalului VANF/K = 1.570,30 mii lei, raportul beneficii/costuri B/C = 2,01 și termenul de recuperare simplu de 7,3 ani; în Scenariul 2, VANF/C = 803,18 mii lei, RRF/C = 13,19%, B/C = 1,92 și termenul de recuperare de 7,7 ani. Investiția este rentabilă la rata de actualizare de 4%, însă DGASPC Harghita nu dispune de resursele necesare pentru acoperirea integrală a costului inițial al investiției din bugetul propriu, iar termenul de recuperare depășește orizontul bugetar anual al instituției. Finanțarea nerambursabilă este, prin urmare, determinantă pentru realizarea investiției: cu ajutorul public de 135.604,10 euro, contribuția proprie efectivă (fără rezervele de contingență) este de aproximativ 14,11 mii lei fără TVA, iar fluxul de numerar cumulat se menține pozitiv în fiecare an al perioadei de referință.

Indicator (Anexa 11)	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoarea investiției (mii lei fără TVA)	978,50	1.020,19
Economii și venituri – anul 1 (mii lei)	108,37	107,78
VANF/C (mii lei, rată 4%)	847,42	803,18
RRF/C	13,98%	13,19%
Perioada de recuperare simplă (ani)	7,3	7,7

Structura de finanțare a investiției (lei, fără TVA) – Anexa 11, foaia „3_Finantare"

Element	Scenariul 1	Scenariul 2
Valoare totală a investiției, fără TVA (devizul general)	978.500,00	1.020.191,00
TVA aferentă	204.761,00	213.493,00
Valoare totală cu TVA	1.183.261,00	1.233.684,00
Valoare eligibilă (lei)	722.878,34	753.688,55
Valoare neeligibilă – contribuția beneficiarului (lei)	255.621,66	266.502,45
Intensitatea sprijinului (%)	73,88	73,88
Cheltuieli eligibile (EUR)	135.604,10	141.383,76
Rezerve de contingență cap. 5.3 + 7.1 (lei)	241.511,89	252.285,44
Investiția considerată în fluxuri, fără rezerve (lei)	736.988,11	767.905,56
Ajutor public nerambursabil, în limita plafonului (lei)	722.878,34	722.899,13
Contribuție proprie în fluxuri (lei)	14.109,77	45.006,43

Plafon: 0,12328 MW × 1.100.000 EUR/MW = 135.608 EUR (725.096 lei). În Scenariul 2 cheltuielile eligibile depășesc plafonul cu 5.775,76 EUR.

Analiza cost-eficacitate (rata de actualizare 4%, 20 de ani, degradare 0,5%/an) – Anexa 11, foaia „6_Cost_eficacitate"

Indicator de cost-eficacitate	Scenariul 1	Scenariul 2	U.M.
Cost unitar actualizat per MWh produs – I.3	554,85	578,12	lei/MWh
Cost unitar actualizat per MWh produs – I.3	104,08	108,45	EUR/MWh
Cost unitar actualizat per tCO_2 evitată – I.2	942,82	982,37	lei/tCO_2

Indicator de cost-eficacitate	Scenariul 1	Scenariul 2	U.M.
Cost unitar actualizat per tCO_2 evitată – I.2	176,86	184,28	EUR/tCO_2
Cost unitar per tCO_2, inclusiv gazele naturale înlocuite	774,51	807,00	lei/tCO_2

atenuare – achiziție competitivă cu preț ferm, maximizarea autoconsumului prin EMS, monitorizarea producției și a funcționării pompei de căldură – sunt prezentate în analiza de riscuri.

Variabila (±10%)	VANF/C la −10% (mil lei)	VANF/C la +10% (mil lei)	Elasticitate / valoare de comutare
Scenariul de bază	847,42	847,42	-
Prețul energiei electrice	793,21	901,63	0,64 / −156,3% (necritică)
Prețul gazelor naturale	734,17	960,68	1,34 / −74,8% (critică)
Costul investiției	931,14	763,71	−0,99 / +101,2% (necritică)
Costurile de operare și mentenanță	857,44	837,41	−0,12 / +846,1% (necritică)
Gradul de autoconsum	736,85	958,00	1,30 / −76,6% (critică)

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

Risc identificat	Măsuri de atenuare a riscului
Riscuri financiare	
Creșterea dobânzilor pe parcursul investiției	Creșterea sau scăderea costurilor proiectului. Dobânzile aferente liniei de credit se schimbă, modificând parametrii financiari ai bugetului investiției. Contractul de credit trebuie încheiat în dobândă fixă și nu variabilă.
Finanțare imposibilă	Beneficiarul nu poate asigura resursele financiare și de capital atunci când trebuie sau în cuantumuri suficiente. Beneficiarul trebuie să analizeze cu mare atenție angajamentele financiare și concordanța cu programarea investiției. Beneficiarul va identifica surse alternative de finanțare fie prin emitere obligațiuni sau credit.
Riscuri de operare	
Anumite modificari ale legislatiei ce reglementeaza functionarea si preluarea in SEN a energiei electrice poate constitui o forma de risc în implementarea proiectului. Nivelul de impact al riscului: mic	Schimbarile legislative nu pot fi prevazute în totalitate. Totusi, alaturi de faptul ca probabilitatea de o curenta este foarte mica, activitatile prevazute în cadrul proiectului si metodologia de prestare a acestora respecta atat reglementarile în vigoare la nivel national, cat si cea la nivel european, precum si bunele practici în domeniu. În acest sens, este extrem de scazuta probabilitatea ca orice schimbare legislativa sa contravina reglementarilor europene sau bunelor practici.

Prelungirea perioadei de realizare a proiectului, datorate unor aspecte neprevăzute. Nivelul de impact al riscului este scăzut.	Situatia actuala este relativ bine cunoscuta de Solicitant, în calitate de proprietar a terenului si a cladirilor unde se va realiza proiectul. În principiu sunt putin probabile astfel de intarzieri, planificarea în timp a activitatilor de proiectare, achiziție și execuție tinand cont atat de o marja de timp rezonabila, cat si de planificarea acestora în functie de lunile calendaristice si perioadele optime pentru lucrarile propuse.
Gradul insuficient de experienta în managementul proiectelor.	Contractarea firmelor specializate în domeniu, cu roluri bine definite, dar fara suprapunere cu activitatea Echipei de Implementare a Proiectului.
Gradul insuficient de experiență în derularea procedurilor de achizitii publice, datorita faptului ca nu există compartiment specializat și personal suficient.	Contractarea prestatorului de servicii auxiliare pentru achizitii publice.
Riscuri tehnice	Pentru atenuarea riscului va fi asigurat in cadrul furnizorului contractat personal cu experienta in domeniu.

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

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

Din punct de vedere tehnic, ambele scenarii valorifică aceleași amplasamente și aceleași câmpuri fotovoltaice (184 module / 123,28 kWp, 150 kW AC) și includ aceeași pompă de căldură de 70 kW; diferența constă în sistemul de stocare de la Obiectivul 1: Scenariul 1 – sistem integrat all-in-one de 100 kW / 241,00 kWh, montat în exterior, cu răcire cu lichid, EMS și sistem de stingere a incendiului integrate; Scenariul 2 – invertor hibrid de 100 kW și baterii modulare de 192,84 kWh, montate la interior.

Din punct de vedere energetic, ambele scenarii produc 115,64 MWh/an (R_ac = 1,004 raportat la consumul de referință viitor de 115,190 MWh/an). Scenariul 1 dispune de o capacitate de stocare mai mare (321,35 kWh față de 273,19 kWh), ceea ce permite transferul unei cantități mai mari din producția fotovoltaică către consumul de seară și de noapte, care reprezintă cca. 48–49% din consumul zilnic, și către funcționarea pompei de căldură în afara orelor cu radiație solară. Reducerea netă a emisiilor GES este de 82,25 tCO_2/an în ambele scenarii (68,05 tCO_2/an din producția fotovoltaică și 41,59 tCO_2/an din reducerea consumului de gaze naturale, minus 27,39 tCO_2/an aferente consumului electric al pompei de căldură).

Din punct de vedere economic și financiar, valoarea totală a investiției este de 978.500 lei fără TVA (183.556,10 euro) în Scenariul 1 și de 1.020.191 lei fără TVA (191.376,76 euro) în Scenariul 2, conform Devizului general, din care cheltuieli eligibile 135.604,10 euro în Scenariul 1 și 141.383,76 euro în Scenariul 2. Plafonul maxim al ajutorului public nerambursabil este de 135.608,00 euro în ambele scenarii (1.100.000 euro/MW, proiect cu pompă de căldură); în Scenariul 1 cheltuielile eligibile se încadrează integral în plafon, iar în Scenariul 2 depășirea de 5.775,76 euro ar trebui suportată din bugetul DGASPC Harghita. Economiile anuale sunt mai mari în Scenariul 1, ca urmare a capacității de stocare mai mari.

> Scenariul 1 este superior la toți indicatorii analizei cost-beneficiu (Anexa 11): VANF/C 847,42 mii lei față de 803,18 mii lei, RRF/C 13,98% față de 13,19%, VANE 3.642,91 mii lei față de 3.598,29 mii lei și cost unitar actualizat 554,85 lei/MWh față de 578,12 lei/MWh, ca urmare a costului de investiție mai redus și a economiilor anuale mai mari. Criteriile tehnice, de securitate la incendiu și de încadrare în plafonul de finanțare sunt, de asemenea, favorabile Scenariului 1.

Din punct de vedere al sustenabilității și riscurilor, ambele scenarii utilizează tehnologii mature. Scenariul 1 elimină necesitatea amenajării unui spațiu interior pentru baterii la Obiectivul 1 și reduce riscul de incendiu în clădirea în care sunt cazați beneficiarii, sistemul integrat fiind montat în exterior, în container prevăzut cu detecție și stingere a incendiului. Ambele scenarii presupun intervenția pe acoperișul clădirii din Tulgheș (construită în 1942), risc gestionat prin verificarea capacității portante a șarpantei în etapa de proiect tehnic, înaintea execuției.

Compararea scenariilor și ierarhizarea alternativelor – Anexa 11, foaia „7_Comparatie"

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
VNAE (lei)	3.642.914	3.598.288
RIRE (%)	31,54	30,30
B/C economic	5,42	5,19
VANF/C (lei)	847.423	803.179

Indicator	Scenariul 1	Scenariul 2
RRF/C (%)	13,98	13,19
VANF/K (lei)	1.570.302	1.526.078
RRF/K (%)	> 100	> 100
B/C financiar	2,01	1,92
Termen de recuperare simplu – DRCI (ani)	7,30	7,67
Cost unitar (lei/MWh)	554,85	578,12
Cost unitar (lei/tCO_2)	942,82	982,37
Încadrare în plafon	da	nu – depășire 5.775,76 EUR

Pe baza comparației de mai sus, Scenariul 1 este scenariul optim recomandat.

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

Pe baza analizei multicriteriale – indicatori cost-beneficiu superiori, cost de investiție mai redus, încadrarea integrală a cheltuielilor eligibile în plafonul de finanțare, capacitate de stocare și grad de autoconsum mai mari și amplasarea stocării în exteriorul clădirii cu beneficiari – beneficiarul optează pentru implementarea SCENARIULUI 1.
Scenariul 2 asigură aceleași capacități de producere, însă dispune de o capacitate de stocare mai redusă la Obiectivul 1 și presupune amplasarea bateriilor în interiorul clădirii C1, în care funcționează un centru rezidențial pentru persoane adulte cu dizabilități, cu măsuri suplimentare de securitate la incendiu.

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

privind:

a) obținerea si amenajarea terenului;

Terenurile aferente amplasamentelor propuse aparțin domeniului public al Județului Harghita și se află în administrarea DGASPC Harghita (Contractul de administrare nr. 29070/52627/2016, cu Actul adițional nr. 2/2021 aprobat prin HCJ Harghita nr. 16/2021). Clădirea C1 din Frumoasa este intabulată în proprietatea DGASPC Harghita, iar clădirea C1 (Pavilion 31) din Tulgheș aparține domeniului public al Județului Harghita, cu drept de administrare operativă intabulat în favoarea DGASPC Harghita, conform extraselor de Carte Funciară nr. 50638 Frumoasa și nr. 50139 Tulgheș, prezentate în capitolul privind urbanismul, acordurile și avizele. Sistemele fotovoltaice vor fi amplasate pe acoperișurile construcțiilor existente, iar sistemele de stocare în incinta fiecărui obiectiv, fără ocuparea unor suprafețe suplimentare de teren și fără necesitatea obținerii unor terenuri suplimentare.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Nu sunt necesare utilități suplimentare. Sistemele fotovoltaice și sistemele de stocare se racordează la instalațiile electrice interioare existente ale clădirilor, în aval de punctele de măsurare existente, cu respectarea condițiilor din avizul tehnic de racordare emis de operatorul de distribuție.

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

Idem cap. 3.2

d) probe tehnologice și teste.

Înainte de punerea în funcțiune se vor efectua măsurătorile PRAM, de către o firmă autorizată, conform normativului I7-2011: rezistența de dispersie a prizei de pământ, continuitatea conductoarelor de protecție, rezistența de izolație a circuitelor de c.c. și c.a. și verificarea funcționării dispozitivelor de curent diferențial. Pe partea de c.c. se verifică polaritatea și tensiunea de mers în gol a fiecărui string.

Se vor realiza probe de funcționare ale invertoarelor, sistemelor de stocare și EMS-ului (încărcare / descărcare, limitarea puterii injectate în rețea) și ale releului de interfață, conform cerințelor operatorului de distribuție la punerea sub tensiune, precum și proba de presiune a circuitului hidraulic și punerea în funcțiune a pompei de căldură de către personal autorizat de producător.

Rezultatele se consemnează în buletine de măsurători și procese-verbale, care se includ în cartea tehnică a construcției. Înainte de predare se va realiza instruirea personalului DGASPC Harghita privind modul de operare.

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

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

Valoarea totală a obiectivului de investiții:

Scenariul 1: 978.500 lei fără TVA (183.556,10 euro), respectiv 1.183.261 lei cu TVA (221.967,10 euro), din care C+M: 122.075,53 lei fără TVA, respectiv 147.711,35 lei cu TVA. Valoarea eligibilă este de 722.878,34 lei (135.604,10 euro) fără TVA, sub valoarea maximă a ajutorului public nerambursabil de 135.608,00 euro; cheltuielile neeligibile (47.952 euro fără TVA) cuprind cheltuielile pentru asigurarea utilităților, cotele și taxele, cheltuielile diverse și neprevăzute și marja de buget (curs BCE din 20.10.2026: 1 euro = 5,3308 lei).

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

– putere instalată: 184 module × 670 Wp = 123,28 kWp; putere AC: 150 kW; capacitate I.1 = 0,12328 MW;

– sisteme de stocare: 150 kW / 321,35 kWh (Frumoasa – sistem integrat all-in-one 100 kW / 241,00 kWh; Tulgheș 50 kW / 80,35 kWh);

– pompă de căldură aer-apă (I.7): 70 kW, cu acoperirea a 79,8% din necesarul anual de căldură pentru încălzire al clădirii C1 din Frumoasa;

– producție anuală estimată: 115,636 MWh/an.

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

– reducerea emisiilor GES (I.2): 68,05 tCO_2/an (net, inclusiv reducerea consumului de gaze naturale și deducerea consumului pompei de căldură: 82,25 tCO_2/an); producție pe 20 ani (I.4): 2.312,72 MWh; factor de capacitate (I.5): 10,71%; R_ac = 1,004; R_P = 1,217; durată stocare 2,61 h.

d) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni: 6 luni.

5.5 Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii

preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice.

Proiectul respectă toate reglementările specifice domeniului și cerințele fundamentale aplicabile construcției. Prin implementarea măsurilor prezentate, se asigură conformarea cu normele legale și tehnice, garantând siguranța, sustenabilitatea și funcționalitatea corespunzătoare a investiției.

Categoria de importanță și condiții generale
Lucrările propuse sunt lucrări de instalații (sisteme fotovoltaice cu stocare și pompă de căldură) la clădiri existente, încadrate în categoria de importanță D – redusă, conform HG nr. 766/1997. Lucrările nu modifică

structura de rezistență, funcțiunea sau aspectul arhitectural al clădirilor, cu excepția montării coplanare a modulelor fotovoltaice pe acoperiș.

Cerința A – rezistență mecanică și stabilitate

Modulele fotovoltaice se montează coplanar pe acoperișurile existente – clădirea C1 Frumoasa (pantă 20°) și Pavilionul 31 Tulgheș (șarpantă din lemn cu învelitoare din țiglă de beton, pantă 45°) – pe structuri din aluminiu / oțel zincat prinse mecanic de elementele portante ale șarpantei, cu păstrarea etanșeității învelitorii. Încărcarea permanentă suplimentară este redusă: module de cca 33 kg / 2,70 m² (≈ 12 kg/m²), care împreună cu structura de montaj conduc la cca 0,15 kN/m².

Structurile de montaj și prinderile se dimensionează la acțiunea zăpezii conform CR 1-1-3/2012 (s□ ≈ 2,0 kN/m² la ambele obiective, inclusiv acumulările de zăpadă), la acțiunea vântului conform CR 1-1-4/2012 și la acțiunea seismică conform P100-1/2013 (ag = 0,15 g; Tc = 0,7 s). În faza de proiect tehnic, proiectantul va verifica capacitatea portantă a elementelor șarpantelor sub încărcările suplimentare și va prevedea, dacă este cazul, consolidări locale. Sistemul de stocare de exterior și unitatea exterioară a pompei de căldură de la Frumoasa se amplasează pe platforma de beton de cca 12 m², cu ancoraje dimensionate la acțiunea seismică și a vântului.

Cerința B – siguranță și accesibilitate în exploatare

Soluțiile respectă Normativul NP 068-2002 și normativul I7-2011. Siguranța cu privire la instalații se asigură prin: protecția împotriva șocurilor electrice prin izolare, carcase, separare și deconectare automată a alimentării (dispozitive de curent diferențial), cu legarea părților conductoare, a structurilor de montaj și a carcaselor echipamentelor la priza de pământ prin conductor de echipotențializare Cu ≥ 16 mm²; rezistența de dispersie a prizei de pământ va fi de cel mult 4 Ω, respectiv de cel mult 1 Ω în cazul prizei comune cu instalația de protecție împotriva trăsnetului, valori confirmate prin buletin de măsurare PRAM; descărcătoare de supratensiune SPD pe c.c. și c.a.; verificarea și, după caz, completarea instalației de protecție împotriva trăsnetului conform I7-2011 și SR EN 62305, cu păstrarea distanțelor de separare față de câmpurile fotovoltaice; separatoare de c.c. accesibile și dispozitiv de oprire de urgență; releu de interfață care deconectează instalația la dispariția tensiunii rețelei; etichetarea instalației conform SR HD 60364-7-712.

Accesul la echipamente este permis numai personalului autorizat: tablourile electrice se închid cu cheie, spațiul tehnic de la Tulgheș se încuie, iar sistemul de stocare de exterior și pompa de căldură de la Frumoasa se protejează și se marchează. Lucrările nu modifică circulațiile și accesele existente ale centrelor. Lucrările de întreținere pe acoperiș se execută numai de personal instruit, cu echipament de protecție împotriva căderii de la înălțime și din puncte de ancorare stabilite prin proiectul tehnic.

Cerința C – securitate la incendiu

Instalațiile se proiectează și se execută conform Normativului de securitate la incendiu a construcțiilor P118/1-2025, I7-2011 și Legii nr. 307/2006. Se utilizează cabluri și echipamente certificate, cabluri solare cu dublă izolație și întârziere la propagarea flăcării, conectori de același tip pe fiecare îmbinare și invertoare cu protecție la arc electric (AFCI). Trecerile cablurilor prin elementele de compartimentare se etanșează cu materiale rezistente la foc.

Sistemul de stocare de la Frumoasa este de tip container de exterior, cu acumulatori LFP (chimie cu stabilitate termică ridicată), BMS, răcire cu lichid și sistem integrat de detecție (fum, căldură, gaze) și stingere, amplasat la distanța față de clădire stabilită de producător și de P118/1-2025. La Tulgheș, acumulatorii LFP se montează într-un spațiu tehnic interior separat prin elemente rezistente la foc, cu detecție de incendiu și ventilare. Pompa de căldură utilizează agent frigorific R290 (clasa A3) și se amplasează în exterior, cu respectarea zonelor de siguranță față de deschideri, guri de ventilare și surse de aprindere prevăzute de producător și de SR EN 378.

Pentru intervenția pompierilor se prevăd separatoare de c.c. și buton de oprire de urgență, iar la intrarea în clădiri și la tablourile generale se montează indicatoare privind existența instalației fotovoltaice și a sistemelor de stocare, cu schița traseelor de c.c. Locurile se dotează cu stingătoare adecvate, iar instrucțiunile de apărare împotriva incendiilor ale centrelor se actualizează. Necesitatea avizului / autorizației de securitate la incendiu se stabilește conform HG nr. 571/2016, în baza certificatului de urbanism.

Cerința D – igiena, sănătatea oamenilor, refacerea și protecția mediului

În exploatare, instalațiile nu produc emisii, ape uzate sau deșeuri. Acoperișurile își păstrează sistemul existent de colectare și evacuare a apelor meteorice, iar platforma de beton de la Frumoasa se execută cu pantă de scurgere spre terenul înconjurător. Deșeurile din execuție (ambalaje, resturi de cabluri și profile) se

colectează selectiv și se predau operatorilor autorizați, cu pregătirea pentru reutilizare / reciclare a cel puțin 70% din deșeurile nepericuloase (Legea nr. 211/2011, OUG nr. 92/2021); la finalul duratei de viață, echipamentele se predau conform OUG nr. 5/2015 (DEEE) și Regulamentului (UE) 2023/1542 (baterii). Zonele afectate temporar de organizarea de șantier se readuc la starea inițială. Măsurile privind principiul DNSH sunt detaliate în autoevaluarea DNSH și în cap. 4.4.

Lucrările se execută numai în incintele existente, cu accesul pe căile existente din DJ 124A (Frumoasa) și DJ 127 (Tulgheș), fără căi de acces noi. Pe durata execuției se respectă Legea nr. 319/2006 și HG nr. 1425/2006, HG nr. 300/2006 (șantiere temporare sau mobile), HG nr. 1146/2006 (echipamente de muncă, inclusiv lucrul la înălțime), HG nr. 1048/2006 (echipamente individuale de protecție), Legea nr. 307/2006 și Ordinul MAI nr. 163/2007. Zona de lucru se semnalizează și se delimitează față de spațiile folosite de beneficiarii centrelor, iar programul lucrărilor se stabilește împreună cu conducerea acestora.

Cerința E – economie de energie și izolare termică

Investiția reduce consumul de energie din surse convenționale: producție fotovoltaică de 115,64 MWh/an, cu o rată de autoconsum de 59,6% datorită stocării (simulare orară, Anexa 15), și înlocuirea a cca 205,9 MWh/an de gaze naturale prin pompa de căldură de 70 kW (SCOP ≥ 3,5 la 55 °C). Lucrările nu afectează anvelopa clădirilor.

Cerința F – protecție împotriva zgomotului

Invertoarele și sistemele de stocare au niveluri reduse de zgomot. Sursa de zgomot relevantă este unitatea exterioară a pompei de căldură de la Frumoasa, care se montează pe platforma de beton, pe amortizoare de vibrații și cu racorduri flexibile, la distanță de ferestrele dormitoarelor, astfel încât nivelul de zgomot la fațadele clădirilor să respecte limitele din SR 10009:2017 și din Ordinul MS nr. 119/2014, inclusiv pe timp de noapte. Compresorul cu turație variabilă permite funcționarea în regim redus de zgomot pe timpul nopții. Amplasarea finală se stabilește în proiectul tehnic, pe baza nivelului de putere acustică declarat de producător.

5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a proiectului de parteneriat public-privat/de concesiune, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite, în măsura în care sunt aplicabile în această etapă

Finanțarea investiției se va asigura din fonduri externe nerambursabile prin Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1, în limita cheltuielilor eligibile și a plafonului de 1.100.000 euro/MW instalat (proiect cu pompă de căldură), iar diferența până la valoarea totală a investiției și cheltuielile neeligibile, din bugetul propriu al DGASPC Harghita.

6 URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME

6.1 *Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire pentru imobilele înscrise în următoarele Cărți Funciare:*

Nu este cazul în etapa de depunere a cererii de finanțare. Lucrările propuse (montarea sistemelor fotovoltaice pe acoperișurile clădirilor existente și a sistemelor de stocare în incinta acestora) nu modifică structura de rezistență, aspectul arhitectural sau destinația clădirilor. Necesitatea emiterii certificatului de urbanism și, după caz, a autorizației de construire va fi confirmată de autoritatea emitentă înaintea execuției lucrărilor.

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

- CF Nr. 50638 Frumoasa – Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa (teren nr. cadastral 50638, clădirea C1 nr. cadastral 50638-C1)
- CF Nr. 50139 Tulgheș – Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș (teren nr. cadastral 50139, clădirea C1 – Pavilion 31, nr. cadastral 50139-C1)

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

Nu este cazul în etapa de depunere a cererii de finanțare.

Documentul final emis de autoritatea competentă pentru protecția mediului, conform Legii nr. 292/2018, sau dovada depunerii documentației în vederea obținerii acestuia se va prezenta în etapa de contractare, conform Ghidului solicitantului.

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

Nu este cazul

6.5 *Avize conforme privind asigurarea utilităților*

Nu este cazul pentru alimentarea cu apă, canalizare și gaze naturale. Pentru racordarea capacităților de producere la rețeaua electrică de distribuție se va solicita avizul tehnic de racordare (ATR) sau actualizarea ATR de la operatorul de distribuție DEER Harghita; dovada depunerii documentației pentru obținerea ATR se prezintă la contractare, conform Ghidului solicitantului.

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

Documente tehnice existente

Studiul energetic al clădirii C1 – Pavilion 31 Tulgheș (2016) și documentația privind modernizarea centralei termice (2021), precum și desenele clădirii C1 a Centrului de Îngrijire și Asistență Frumoasa, facturile de gaze naturale emise de E.ON Energie România pentru Centrul din Frumoasa și calculul necesarului de căldură întocmit de auditorul energetic, utilizate pentru descrierea construcțiilor existente și a instalațiilor acestora.

7 IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI

7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

DIRECȚIA GENERALĂ DE ASISTENȚĂ SOCIALĂ ȘI PROTECȚIA COPILULUI HARGHITA este beneficiarul proiectului cu titlul: „Asigurarea autoconsumului din surse fotovoltaice cu stocare pentru centrele sociale ale DGASPC Harghita din localitățile Frumoasa și Tulgheș".
Pentru implementarea investiției, se recomandă desemnarea sau contractarea unui specialist cu experiență relevantă în domeniu, care să asigure coordonarea tehnică și administrativă a proiectului. Entitatea responsabilă va gestiona procesul de implementare, va monitoriza respectarea cerințelor tehnice și de calitate, și va urmări realizarea proiectului conform calendarului și standardelor stabilite, asigurând astfel succesul investiției.

7.2 Strategia de implementare

Durata de implementare a obiectivului de investiții: 12 luni calendaristice
Durata de execuție a lucrărilor: 6 luni calendaristice

7.3 Strategia de exploatare/operare și întreținere:

O centrala fotovoltaica este un sistem electric cu puține elemente supuse uzurii regulate și deteriorării. Însă, prin solicitările datorate temperaturilor ridicate și suprasarcinilor electrice pot apărea dereglări substanțiale la invertoarele, transformatoare, comutatoarele și celelalte componente ale sistemului. De asemeanea, pentru evitarea deteriorării premature, componentele expuse la infuența mediului înconjurător necesită o supraveghere continuă.

Întreținerea se va realiza astfel:
- Mentenanță preventivă: Inspecții periodice (semestriale sau anuale) pentru verificarea panourilor, cablurilor, invertorului și sistemului de stocare. Aceste inspecții au rolul de a preveni avarii și de a optimiza funcționarea sistemului.
- Mentenanță corectivă: Intervenții punctuale în caz de defecțiuni apărute la echipamente, pe baza constatărilor din inspecțiile periodice sau semnalate de sistemul de monitorizare.
- Mentenanță de urgență: Înlocuirea sau repararea rapidă a componentelor defecte în cazuri rare de avarii majore.

Pentru funcționarea zilnică și monitorizare:
Beneficiarul va colabora cu un tehnician autorizat, cu experiență în operarea sistemelor fotovoltaice.
După punerea în funcțiune, furnizorii echipamentelor vor asigura instruirea personalului desemnat, astfel încât exploatarea să se realizeze corect și cu costuri minime.

Serviciile externe:
Pentru intervenții specializate (de ex. înlocuirea invertorului sau întreținerea bateriilor), se va păstra legătura cu furnizorii echipamentelor, în baza garanției oferite.
Nu este necesară contractarea de servicii permanente de pază sau de gestionare a deșeurilor.

Principii generale de operare:
Exploatarea sistemului va fi realizată de personal calificat.
Monitorizarea producției de energie va fi realizată prin aplicația pusă la dispoziție de invertor.
Întreținerea va urmări optimizarea performanței și prelungirea duratei de viață a echipamentelor.

7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Managementul de proiect necesar asigurării derulării tuturor activităților proiectului va fi asigurat în mod intern de investitorul, dar și de consultantul în management de proiect și realizare proceduri achiziții angajat în acest sens.

8 CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI

1. Beneficii și impact pozitiv

Implementarea sistemelor fotovoltaice cu stocare are un impact direct asupra funcționării serviciilor sociale ale DGASPC Harghita. Proiectul asigură o reducere substanțială a energiei electrice preluate din SEN pentru cele două centre rezidențiale analizate (Centrul de Îngrijire și Asistență Frumoasa și Centrul de Abilitare și Reabilitare pentru Persoane Adulte cu Dizabilități Tulgheș). Prin producerea de energie din surse regenerabile și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu 82,25 tone CO_2/an (68,05 t din producția fotovoltaică și 41,59 t din reducerea consumului de gaze naturale prin pompa de căldură, minus 27,39 t aferente consumului electric al pompei), investiția contribuie la decarbonizarea sectorului public, în acord cu obiectivele europene și naționale.

2. Fezabilitatea financiară

Analiza cost-beneficiu (Anexa 11) arată că investiția este rentabilă financiar (VANF/C = 847,42 mil lei, RRF/C = 13,98%, termen de recuperare simplu 7,3 ani) și puternic justificată economic (VANE = 3.642,91 mil lei, RIRE = 31,54%, B/C = 5,42). Costul inițial al investiției, ridicat în raport cu bugetul anual al instituției, justifică accesarea finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare, care acoperă integral cheltuielile eligibile; diferența se asigură din bugetul propriu al DGASPC Harghita, fără angajarea de împrumuturi.

3. Recomandări operaționale

Pentru protejarea bugetului DGASPC Harghita și securizarea investiției împotriva volatilității pieței de materiale și echipamente, se recomandă ca procedurile de achiziție publică pentru execuția lucrărilor (proiectare, furnizare echipamente și montaj) să fie derulate prin contracte cu preț ferm, fix, pe toată durata de implementare a proiectului. De asemenea, este esențială contractarea unor servicii de mentenanță specializată pentru asigurarea performanței pe termen lung a centralelor fotovoltaice și a sistemelor de stocare (BESS).

4. Concluzie finală

Proiectul „Asigurarea autoconsumului din surse fotovoltaice cu stocare pentru centrele sociale ale DGASPC Harghita din localitățile Frumoasa și Tulgheș" se recomandă pentru promovare și implementare, soluția propusă răspunzând obiectivelor beneficiarului privind reducerea consumului de energie electrică achiziționată din rețea, creșterea ponderii energiei regenerabile utilizate pentru autoconsum și diminuarea costurilor energetice ale serviciilor sociale.

Dimensionarea investiției a fost fundamentată pe baza consumului anual de energie electrică al celor 2 locuri de consum ale DGASPC Harghita din Frumoasa și Tulgheș, pentru perioada septembrie 2025 – august 2026, determinat din indexurile contoarelor, în valoare de 68.647 kWh/an (AC.1), la care se adaugă consumul suplimentar al pompei de căldură de 46.543 kWh/an, rezultând 115.190 kWh/an.

Pentru configurația fotovoltaică propusă în Scenariul 1 (123,28 kWp), simulările PVGIS indică o producție anuală estimată de 115.635,93 kWh/an. Raportul de dimensionare pentru autoconsum este:

$R_{ac} = 115.635,93 / 115.190 \approx 1,004$

Valoarea se situează sub limita maximă de 1,10 prevăzută de Ghidul solicitantului.

Integrarea sistemelor de stocare, cu o capacitate nominală totală de 321,35 kWh, permite transferul energiei produse în orele cu iradiere solară ridicată către consumul de seară și de noapte al centrelor, care reprezintă cca. 48–49% din consumul zilnic, crescând gradul de utilizare locală a energiei regenerabile.

Prin implementarea investiției se urmărește obținerea unor economii durabile la nivelul bugetului DGASPC Harghita, reducerea dependenței de energia electrică achiziționată din rețea și diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră, pe durata de referință de 20 de ani a investiției.

II. ANEXE

1. Anexa 1 – Fișe de date tehnice ale echipamentelor propuse
2. Anexa 2 – Schema electrică monofilară (E-01)
3. Anexa 3 – Planuri de situație ale sistemelor fotovoltaice (Obiectivul 1 – Frumoasa, Obiectivul 2 – Tulgheș)
4. Anexa 4 – Planuri de încadrare în zonă
5. Anexa 5 – Extrase de carte funciară (CF 50638 Frumoasa, CF 50139 Tulgheș)
6. Anexa 6 – Facturi de energie electrică și de gaze naturale
7. Anexa 7 – Atestat ANRE al elaboratorului și autorizația ANRE a personalului din echipa de elaborare
8. Anexa 8 – Raport de simulare a producției – determinarea P_an (8.0) și rapoartele PVGIS (8.1 – 8.3)
9. Anexa 9 – Centralizator al consumului anual și curbe de sarcină orare
10. Anexa 10 – Devize generale (Scenariul 1 și Scenariul 2)
11. Anexa 11 – Analiza cost-beneficiu (inclusiv analiza de senzitivitate și de risc)
12. Anexa 12 – Tabel de calcul al indicatorilor AC.1 – AC.5 și I.1 – I.7 (12.1, 12.2) și fișa de parametri minimi asumați în SF (12.3)
13. Anexa 13 – Pompa de căldură: nota de calcul a necesarului termic (13.1) și schema de principiu a instalației termice – planșa T-01 (13.2)
14. Anexa 14 – Audit electroenergetic (consumul suplimentar al pompei de căldură)
15. Anexa 15 – Simulare orară a autoconsumului și a funcționării sistemelor de stocare (15.1) și seriile orare PVGIS utilizate ca date de intrare (15.2)
16. Anexa 16 – Compatibilitate tehnică și dimensionarea sistemelor de stocare
17. Declarația privind respectarea principiului DNSH și autoevaluarea DNSH (Anexa 3 la Ghidul solicitantului) – se depune la cererea de finanțare

Piese desenate: Anexa 2 – schema electrică monofilară; Anexa 3 – planuri de situație; Anexa 4 – planuri de încadrare în zonă; Anexa 13.2 – schema de principiu a instalației termice cu pompă de căldură (T-01).

Data:

21.10.2026

Proiectant

RENDER BAU CONSTRUCT S.R.L.,

prin Udvari Áron, administrator

Proiectant de specialitate: ing. Gegő Andor

(numele, funcția și semnătura persoanei autorizate)