



MUNICIPIUL BUCUREȘTI

CONSILIUL LOCAL SECTOR 5

Strada Fabrica de Chibrituri nr. 9-11, Sector 5, București
Tel.: 021.314.46.80 021.314.43.18
Fax: 021.314.49.90 021.311.04.65

Cod fiscal: 4433953
www.sector5.ro
E-mail: primarie@sector5.ro

HOTĂRÂRE

privind aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiții „Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5”, în vederea depunerii cererii de finanțare în cadrul Fondului pentru Modernizare

Având în vedere:

- Referatul de aprobare întocmit de către domnul Consilier Local – Viceprimar Mircea – Horațiu Nicolaidis, înregistrat sub nr. 118091/24.09.2026;
- Raportul comun de specialitate întocmit de către D.G.A.S.P.C. Sector 5, înregistrat cu nr. 145/208007/24.09.2026 și Direcția Economică din cadrul Aparatului de Specialitate al Primarului Sectorului 5 al Municipiului București, înregistrat cu nr. 118092/24.09.2026;
- Avizul Comisiei pentru buget, finanțe, taxe locale, fonduri europene și alte activități economice;
- Avizul Comisiei pentru resurse umane, protecție socială, muncă, sănătate și familie;
- Studiul de fezabilitate elaborat pentru obiectivul de investiții;
- Devizul general aferent obiectivului de investiții.

În baza:

- art. 44 alin. (1) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare;
- H.G. nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- O.U.G. nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru Modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare;
- Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;
- Legii nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare;
- Legii nr. 98/2016 privind achizițiile publice, cu modificările și completările ulterioare;
- Ghidul solicitantului aferent apelului de proiecte din cadrul Fondului pentru Modernizare privind realizarea de capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsum;

- legislația aplicabilă în materia energiei din surse regenerabile și racordării utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.

În temeiul prevederilor art. 139 alin. (1), art. 140 alin. (1), art. 166 alin. (2) lit. k), art. 196 alin. (1) lit. a) și art. 243 alin. (1) lit. a) din O.U.G. nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

CONSILIUL LOCAL AL SECTORULUI 5

HOTĂRĂȘTE:

Art. 1. Se aprobă studiul de fezabilitate pentru obiectivul de investiții „Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5”, elaborat de S.C. ELECTRO VOX S.R.L., faza studiu de fezabilitate, data documentației 06.08.2026, revizia 2 din 22.09.2026, conform anexei nr. 1, parte integrantă a prezentei hotărâri.

Art. 2. Se aprobă indicatorii tehnico-economici ai obiectivului de investiții prevăzut la art. 1, conform anexei nr. 2, parte integrantă a prezentei hotărâri.

Art. 3 Se aprobă depunerea cererii de finanțare și participarea Direcției Generale de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5 ca Solicitant Unic în cadrul proiectului „Realizarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de D.G.A.S.P.C. Sector 5”.

Art. 4. Se aprobă valoarea totală a obiectivului de investiții de 1.393.497,56 lei cu TVA, din care construcții-montaj 231.294,04 lei cu TVA, defalcată astfel:

a) valoare eligibilă, solicitată la finanțare din Fondul pentru Modernizare: 1.029.947,89 lei cu TVA, respectiv 851.196,60 lei fără TVA, echivalentul a 162.000,00 EUR la cursul BCE de 5,2543 lei/EUR din data de 06.08.2026;

b) valoare neeligibilă, asigurată din bugetul local: 363.549,67 lei cu TVA, din care 86.802,67 lei cheltuieli efective și 276.747,00 lei marja de buget de la subcapitolul 7.1 al devizului general, mobilizată numai în cazul ajustării prețurilor.

Art. 5. Se aprobă contribuția proprie, din bugetul local al Sectorului 5, în valoare de 363.549,67 lei cu TVA, reprezentând cheltuielile neeligibile ale proiectului, inclusiv marja de buget de 276.747,00 lei cu TVA prevăzută la subcapitolul 7.1 al devizului general, precum și a eventualelor cheltuieli suplimentare care rezultă din actualizarea documentației tehnico-economice sau din depășirea valorilor estimate.

Art. 6. Se aprobă asigurarea, din bugetul local, a cheltuielilor de operare, întreținere și mentenanță a investiției pe perioada de monitorizare de 5 ani de la punerea în funcțiune, estimate la 11.134,12 lei în primul an de operare, cu indexare anuală.

Art. 7. Sectorul 5 al Municipiului București își asumă toate cheltuielile suplimentare identificate în faza de implementare a proiectului, precum și toate costurile suplimentare din fonduri proprii, în cazul în care, pe parcursul implementării proiectului, în vederea atingerii obiectivelor acestuia, se impune depășirea bugetului proiectului.

Art. 8. Se aprobă asumarea, pe toată durata contractului de finanțare și pe perioada de monitorizare de 5 ani, a obligațiilor privind menținerea în funcțiune a investiției, neînstrăinarea și nemodificarea imobilelor pe care se implementează proiectul, precum și utilizarea integrală a energiei produse pentru autoconsum — direct, prin sistemul de stocare sau prin compensarea cantitativă a surplusului injectat, în condițiile art. 73¹ din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, astfel cum a fost modificată prin Legea nr. 160/2026, fără ca producerea energiei să devină activitate comercială.

Art. 9. În situația în care, ca urmare a documentelor obținute ulterior — inclusiv a regularizărilor de consum emise de furnizor — sau a fazei de proiect tehnic, se modifică puterea instalată, producția estimată ori valoarea investiției, studiul de fezabilitate și indicatorii tehnico-economici se actualizează și se supun reaprobării Consiliului Local.

Art. 10. Se împuternicește directorul general al Direcției Generale de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5, reprezentant legal al solicitantului, să semneze contractul de finanțare nerambursabilă și toate documentele necesare pentru proiectul „Realizarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de D.G.A.S.P.C. Sector 5”, cât și în faza de precontractare și implementare.

Art. 11. Primarul Sectorului 5, prin aparatul de specialitate, Serviciul Evidență Acte Administrative, Direcția Economică și Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5, vor aduce la îndeplinire prevederile prezentei hotărâri.

**PRESEDINTE DE ȘEDINȚĂ,
ALEXANDRU – SEBASTIAN LAZAROV**



**Contrasemnează pentru legalitate,
Secretar General al Sectorului 5,
FLORIN MĂNUC**

A handwritten signature in blue ink, likely belonging to Florin Mănuș, the General Secretary of Sector 5.

STUDIU DE FEZABILITATE

pentru obiectivul de investiții „Realizarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile de energie soalară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5” – 152 FILE

**PREȘEDINTE DE SEDINȚĂ,
ALEXANDRU – SEBASTIAN LAZAROV**



STUDIU DE FEZABILITATE

FAZA: SF, conform H.G. nr. 907/2016

**REALIZAREA DE NOI CAPACITĂȚI DE PRODUCERE A ENERGIEI
ELECTRICE DIN SURSE REGENERABILE DE ENERGIE SOLARĂ, CU
SISTEME DE STOCARE INTEGRATE, PENTRU AUTOCONSUM, ÎN
CADRUL IMOBILELOR ADMINISTRATE DE**

Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5

BENEFICIAR

**DIRECȚIA GENERALĂ DE ASISTENȚĂ
SOCIALĂ ȘI PROTECȚIA COPILULUI
SECTOR 5**

**PROIECTANT
GENERAL**

ELECTRO VOX S.R.L.

ATESTAT ANRE

Nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B · vizat 09.07.2026 · termen de
vizare 09.07.2031

SURSA DE FINANȚARE

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

CONFIGURAȚIA

4 locuri de consum, din care 3 amplasamente echipate · 180
kW c.a. / 180 kWp c.c. fotovoltaic · 180 kW / 403 kWh
stocare · 196,36 MWh/an

AMPLASAMENT

Municipiul București, Sectorul 5

DATA ÎNTOCMIRII: 06.08.2026 · REVIZIA 2 → septembrie 2026
PLOIEȘTI · BUCUREȘTI

EXEMPLAR NR. 2 DIN 2



Colectivul de elaborare și asumarea documentației

Elaborator general și proiectant general: ELECTRO VOX S.R.L. • CUI 1355788 • J1991000855293 • Sediul: municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, Protocol, parter, județul Prahova • 1991.electrovox@gmail.com • 0722 857 853 • Atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B, vizat 09.07.2026, termen de vizare 09.07.2031.

ROL / RESPONSABIL	CALIFICARE ȘI RESPONSABILITĂȚI
MANAGER DE PROIECT STROE ION	Coordonare contractuală și administrativă. Asigură relația cu beneficiarul, corelarea documentelor juridice, cadastrale, energetice și tehnico-economice, precum și coordonarea administrativă a elaborării.
COORDONATOR TEHNIC / ȘEF DE PROIECT Ing. DUMITRU DANIEL	Electrician autorizat ANRE, adeverința nr. 202113646/11.11.2021, gradele IIA și IIIB, termen de vizare 11.11.2026. Coordonează soluția tehnică pentru cele trei obiecte de investiție, corelează datele celor patru locuri de consum, dimensionările, calculele energetice și piesele scrise și desenate.
PROIECTANT INSTALAȚII ELECTRICE Ing. COMAN MARIUS-GHIOCEL	Electrician autorizat ANRE, adeverința nr. 202110564/19.04.2021, gradele IIA și IIB, vizată 24.04.2026, termen de vizare 24.04.2031. Elaborează soluțiile de instalații electrice de joasă tensiune, schemele, dimensionarea circuitelor, protecțiile, racordarea și integrarea sistemelor fotovoltaice și de stocare.

Managerul de proiect asigură coordonarea administrativă și contractuală. Soluțiile, calculele și piesele tehnice sunt elaborate și asumate de personal tehnic autorizat ANRE, în limitele competențelor deținute. Echipa tehnică îi include pe ing. Dumitru Daniel și ing. Coman Marius-Ghiocel. Copiile valabile ale atestatului societății și ale autorizațiilor individuale constituie anexa AN-13.

MANAGER DE PROIECT Stroe Ion Semnătură: _____	COORDONATOR TEHNIC / ȘEF DE PROIECT Ing. Dumitru Daniel Semnătură: _____	PROIECTANT INSTALAȚII ELECTRICE Ing. Coman Marius-Ghiocel Semnătură: _____
--	---	---

Borderou general al documentației

VOLUMUL A – PIESE SCRISE

Sinteza condițiilor de conformare și eligibilitate

- Capitolul 1 – Informații generale privind obiectivul de investiții
- Capitolul 2 – Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții
- Capitolul 3 – Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice
- Capitolul 4 – Analiza fiecărui scenariu/opțiune tehnico-economică propus
- Capitolul 5 – Scenariul/opțiunea tehnico-economică optimă recomandată
- Capitolul 6 – Urbanism, acorduri și avize conforme
- Capitolul 7 – Implementarea investiției
- Capitolul 8 – Concluzii și recomandări

VOLUMUL B – PIESE DESENATE

20 de planșe format A3 — borderoul B-00 și 19 planșe de proiect —, cu cartuș și rubrică de semnătură, predate ca volum distinct

- PD-01 – Arhitectura generală a proiectului integrat
- ÎZ-01...ÎZ-04 – Planuri de încadrare în zonă, pe fiecare loc de consum
- P-01, P-02 și P-04 – Scheme de dispunere a modulelor și a camerei tehnice, pe fiecare obiect de investiție (scheme funcționale, fără scară)
- EL-01, EL-02 și EL-04 – Scheme monofilare de principiu, pe fiecare obiect de investiție
- TR-01, TR-02 și TR-04 – Trasee, tablouri, protecții, împământare și protecție la trăsnet, pe fiecare obiect de investiție
- G-01 – Graficul general de realizare a investiției
- PS-01...PS-04 – Planuri de amplasament cu poziționarea investiției, în format-cadru; geometria se definitivează pe suport cadastral actualizat și se asumă prin semnătura proiectantului și a solicitantului.

VOLUMUL C – ANEXE

- AN-01 – Centralizatorul lunar al consumului de energie electrică, pe fiecare loc de consum
- AN-02 – Rapoarte de simulare a producției fotovoltaice (PVGIS) și profile lunare
- AN-03 – Simularea orară producție–consum–stocare pe 8.760 ore/an
- AN-04 – Calculul indicatorilor I.1–I.7 și AC.1–AC.5
- AN-05 – Fișa parametrilor tehnici minimi asumați
- AN-06 – Devizul general și devizele pe obiect
- AN-07 – Analiza financiară detaliată și analizele de sensibilitate
- AN-08 – Registrul riscurilor
- AN-09 – Autoevaluarea DNSH și evaluarea riscurilor climatice
- AN-10 – Graficul general de implementare
- AN-13 – Atestate și autorizări ANRE; pagina de semnături

Lista figurilor

Nr.	Denumire	Subcapitol
Figura 1	Profilul lunar al producției fotovoltaice și al consumului de energie electrică	3.2.4.2
Figura 2	Bilanțul energetic al sistemului fotovoltaic – cascada pierderilor	3.2.4.3
Figura 3	Producția fotovoltaică și consumul, pe fiecare amplasament	3.2.5.2
Figura 4	Valorificarea producției fotovoltaice pe fiecare amplasament	3.2.5.2
Figura 5	Bilanțul energetic lunar consolidat și gradul de acoperire a consumului	3.2.5.2
Figura 6	Producția valorificată prin autoconsum și energia injectată și compensată cantitativ	3.2.5.2
Figura 7	Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de vară	3.2.5.3
Figura 8	Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de iarnă	3.2.5.3
Figura 9	Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de tranziție	3.2.5.3
Figura 10	Starea medie de încărcare a sistemelor de stocare, pe luni	3.2.5.4
Figura 11	Arhitectura generală a proiectului (piesa desenată PD-01)	3.2.7
Figura 12	Schema de principiu a circuitului – cuplare în curent continuu	3.2.8
Figura 13	Schema monofilară de principiu (piesele desenate EL-01, EL-02 și EL-04)	3.2.13
Figura 14	Structura valorică a investiției	3.3.3
Figura 15	Graficul orientativ de realizare a investiției (piesa desenată G-01)	3.5
Figura 16	Degradarea liniară a modulelor fotovoltaice	4.6.1
Figura 17	Fluxul financiar net și fluxul cumulat pe 20 de ani	4.6.2
Figura 18	Analiza de sensibilitate a valorii actualizate nete financiare	4.8.1

Lista devizelor

Nr.	Denumire	Subcapitol
Devizul general	Scenariul 1 – cuplare în curent continuu (soluția propusă), conform HG nr. 907/2016	3.3.2
Recapitulația devizelor pe obiect	Repartizarea valorii totale pe cele trei obiecte	3.3.4
Devizul pe obiect nr. 1	Centrul de Tip Respiro, Str. Dealul Cotmeana nr. 41C	3.3.4
Devizul pe obiect nr. 2	Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagulului nr. 14	3.3.4
Devizul pe obiect nr. 3	C.S.S. de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități, Str. Trompetului nr. 117	3.3.4
Devizul general	Scenariul 2 – cuplare în curent alternativ (soluția alternativă)	3.3.5

Cuprins

Colectivul de elaborare și asumarea documentației	2
Borderou general al documentației.....	3
Cuprins	5
Sinteza condițiilor de conformare și eligibilitate	10
Capitolul 1. Informații generale privind obiectivul de investiții.....	14
1.1 Denumirea obiectivului de investiții	14
1.2 Ordonatorul principal de credite / investitorul	14
1.3 Ordonatorul de credite secundar / terțiar	14
1.4 Beneficiarul investiției	15
1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate	15
1.6 Colectivul de elaborare și responsabilitățile tehnice	16
1.7 Configurația integrată a proiectului și lista obiectelor de investiție.....	16
1.8 Documente și date utilizate la elaborarea studiului	17
Capitolul 2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții	18
2.1 Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile identificate	18
2.2 Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare	18
2.2.1 Contextul european și național privind energia din surse regenerabile.....	18
2.2.2 Contextul programatic și financiar – Fondul pentru Modernizare	19
2.2.3 Contextul instituțional și natura autoconsumului	20
2.2.4 Cadrul normativ și strategic principal	20
2.2.5 Accesul la rețea și principiul de funcționare energetică	21
2.3 Analiza situației existente și identificarea situațiilor specifice	22
2.3.1 Situația juridică și cadastrală a amplasamentelor	22
2.3.2 Analiza consumului de energie electrică	23
2.3.3 Infrastructura electrică existentă și condiționările tehnice	25
2.3.4 Deficiențe, vulnerabilități și situații specifice identificate	26
2.3.5 Necesitatea și oportunitatea realizării investiției	26
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.....	27
2.4.1 Cererea actuală de energie electrică	27
2.4.2 Prognoza cererii pe termen mediu și lung.....	27
2.4.3 Cererea de bunuri, lucrări și servicii generată de investiție	27
2.5 Obiectivele preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice	28
2.5.1 Obiectivul general	28
2.5.2 Obiective specifice și rezultate măsurabile.....	28
2.5.3 Indicatorii consolidați ai proiectului	28

Capitolul 3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	30
3.1 Particularitățile amplasamentelor propuse pentru realizarea obiectivului de investiții	30
3.1.1 O1 – Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități	30
3.1.2 O2 – Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagul nr. 14	31
3.1.3 O3 – C.P.R.U. Cireșarii II	33
3.1.4 O4 – Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități	34
3.1.5 Analiza consolidată a suprafețelor disponibile și fezabilitatea fizică a amplasării	36
3.1.6 Surse de poluare, date climatice și particularități de relief	37
3.1.7 Rețele edilitare, interferențe, zone protejate și alte condiționări	37
3.1.8 Caracteristici structurale și seismice; cerințe de expertizare	38
3.2 Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic	38
3.2.1 Caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului	38
3.2.2 Dimensionarea instalațiilor fotovoltaice	39
3.2.3 Dimensionarea sistemelor de stocare	41
3.2.4 Simularea producției fotovoltaice	43
3.2.5 Simularea orară producție–consum–stocare pe 8.760 ore/an	48
3.2.6 Strategia EMS, regimul de injecție compensată și demonstrarea autoconsumului	58
3.2.7 Arhitectura funcțională comună a celor trei sisteme	60
3.2.8 Scenariul 1 – stocare cuplată în curent continuu, arhitectură hibridă (soluție propusă)	61
3.2.9 Scenariul 2 – stocare cuplată în curent alternativ, cu convertor bidirecțional separat (soluție alternativă)	62
3.2.10 Scenariul 0 – situația fără proiect (scenariu de referință)	62
3.2.11 Analiza comparativă a scenariilor	63
3.2.12 Echiparea și dotarea specifică – parametri tehnici minimi	63
3.2.13 Racordarea și integrarea în instalațiile electrice existente	66
3.2.14 Lucrările principale pe obiecte	68
3.3 Costurile estimative ale investiției	68
3.3.1 Metodologia de fundamentare a costurilor	68
3.3.2 Devizul general al Scenariului 1 (soluția propusă)	69
3.3.3 Structura eligibil / neeligibil și sursele de finanțare	72
3.3.4 Devizele pe obiect	74
3.3.5 Devizul general al Scenariului 2 (soluția alternativă)	76
3.3.6 Costurile de operare pe durata normală de viață	79
3.4 Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor	79
3.5 Graficul orientativ de realizare a investiției	81
Capitolul 4. Analiza fiecărui scenariu/opțiune tehnico-economică propus	83
4.1 Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință	83

4.1.1 Scenariile analizate	83
4.1.2 Ipotezele comune ale analizei.....	83
4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice.....	84
4.2.1 Evaluarea riscurilor climatice – metodologie.....	84
4.2.2 Etapa 1 – Identificarea pericolelor climatice conform Apendicelui A.....	85
4.2.3 Etapa 2 – Cuantificarea și determinarea pericolelor semnificative	87
4.2.4 Soluțiile de adaptare pentru pericolele semnificative.....	88
4.2.5 Vulnerabilități antropice și tehnologice.....	89
4.3 Situația utilităților și analiza de consum	90
4.3.1 Necesarul de utilități și eventualele relocări sau protejări	90
4.3.2 Analiza consumului și verificarea locală a autoconsumului.....	90
4.4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții	91
4.4.1 Impactul social și cultural; egalitatea de șanse.....	91
4.4.2 Forța de muncă în faza de realizare și în faza de operare	91
4.4.3 Impactul asupra mediului, biodiversității și contextului construit	91
4.4.4 Respectarea principiului DNSH – „a nu prejudicia în mod semnificativ”	92
4.5 Analiza cererii de bunuri și servicii care justifică dimensionarea investiției.....	94
4.5.1 Comparația funcțională a scenariilor	94
4.5.2 Analiza variantelor de repartizare a puterii între amplasamente.....	95
4.6 Analiza financiară.....	96
4.6.1 Cadrul, formulele și variabilele de intrare	96
4.6.2 Fluxul financiar pe perioada de referință.....	97
4.6.3 Indicatorii de performanță financiară.....	98
4.6.4 Perspectiva beneficiarului și sustenabilitatea financiară.....	99
4.7 Analiza economică și analiza cost-eficacitate	99
4.8 Analiza de senzitivitate	101
4.8.1 Senzitivitatea indicatorilor financiari	101
4.8.2 Valorile critice de comutare.....	102
4.8.3 Senzitivitatea indicatorului de eligibilitate R _{ac}	102
4.8.4 Senzitivitatea la variația costului investiției.....	103
4.9 Analiza de riscuri și măsuri de prevenire sau diminuare	103
4.10 Sinteză comparativă a scenariilor	106
Capitolul 5. Scenariul/opțiunea tehnico-economică optimă recomandată	108
5.1 Compararea scenariilor propuse din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și al riscurilor	108
5.2 Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat.....	108
Decizia tehnico-economică	108
5.3 Descrierea scenariului optim recomandat.....	109

5.3.1 Obținerea și amenajarea terenului sau a amplasamentului.....	109
5.3.2 Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului	110
5.3.3 Soluția tehnică, funcțională și constructivă recomandată.....	110
5.3.4 Probe tehnologice și teste	112
5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții	113
5.4.1 Indicatori maximali – valoarea totală a obiectivului de investiții	113
5.4.2 Indicatori minimali – capacități și performanțe.....	113
5.4.3 Indicatorii de autoconsum și stocare AC.1–AC.5	114
5.4.4 Indicatori financiari, socioeconomici, de impact și de operare	115
5.4.5 Durata estimată de execuție și de implementare.....	116
5.5 Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate și cu cerințele fundamentale aplicabile construcțiilor.....	117
5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice	118
5.6.1 Bugetul proiectului – structura pentru Cererea de finanțare.....	119
Capitolul 6. Urbanism, acorduri și avize conforme.....	122
6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire.....	122
6.2 Extras de carte funciară	122
6.2.1 Planul de amplasament solicitat de Ghid	123
6.3 Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.....	123
6.4 Avize conforme privind asigurarea utilităților	124
6.4.1 Racordarea electrică pe amplasamente	124
6.5 Studiul topografic vizat de Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară.....	125
6.6 Avize, acorduri și studii specifice care pot condiționa soluțiile tehnice	125
6.6.1 Matricea etapelor de obținere și integrare	126
Capitolul 7. Implementarea investiției.....	128
7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	128
7.1.1 Structura minimă a echipei de implementare	128
7.2 Strategia de implementare	129
7.2.1 Durata și graficul de implementare	129
7.2.2 Organizarea execuției pe amplasamente	129
7.2.3 Strategia de contractare și pachetele funcționale.....	130
7.2.4 Eșalonarea investiției și mecanismul financiar	131
7.2.5 Resurse necesare implementării.....	131
7.3 Strategia de exploatare, operare și întreținere	132
7.3.1 Secvența funcțională și parametrizarea pe amplasamente.....	132
7.3.2 Monitorizarea performanței și raportarea	132
7.3.3 Planul de mentenanță la nivelul studiului de fezabilitate.....	133
7.3.4 Siguranță, continuitate, mediu și predarea către exploatare.....	134

7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	134
Capitolul 8. Concluzii și recomandări.....	136
8.1 Concluzia generală asupra fezabilității	136
8.2 Sinteza soluției tehnico-economice recomandate	136
8.3 Sinteza indicatorilor proiectului.....	137
8.4 Sinteza financiară.....	138
8.5 Cerințe pentru fazele ulterioare	138
8.5.1 Documentații tehnice pentru proiectare și execuție	139
8.5.2 Documentația grafică a amplasamentelor	139
8.6 Recomandarea finală	140
Volumul B – Piese desenate.....	142
B.0 Borderoul pieselor desenate	142
B.1 PD-01 – Arhitectura generală a proiectului integrat	143
B.2 P-01, P-02 și P-04 – Planuri de amplasare	143
B.3 EL-01, EL-02 și EL-04 – Scheme monofilare de principiu	143
B.4 TR-01, TR-02 și TR-04 – Trasee, protecții, împământare și protecție la trăsnet.....	144
B.5 Cerințe de definitivare a pieselor desenate.....	144
Volumul C – Anexe.....	146
C.0 Borderoul general al anexelor	146
C.1 AN-01 – Centralizatorul consumului de energie electrică	146
C.2 AN-02 – Rapoarte de simulare a producției fotovoltaice	147
C.3 AN-03 – Simularea orară producție–consum–stocare	148
C.4 AN-04 – Calculul indicatorilor	148
C.5 AN-05 – Fișa parametrilor tehnici minimi.....	150
C.6 AN-06 – Devizul general și devizele pe obiect	150
C.7 AN-07 – Analiza financiară.....	151
C.8 AN-08 – Registrul riscurilor	151
C.9 AN-09 – Autoevaluarea DNSH și evaluarea riscurilor climatice.....	151

Sinteza condițiilor de conformare și eligibilitate

Sinteza prezintă condițiile administrative, de eligibilitate, tehnice și financiare aplicabile proiectului, precum și încadrarea tehnico-economică rezultată din prezentul studiu de fezabilitate.

Documentele administrative și justificative prevăzute de Ghid, care nu fac parte din studiul de fezabilitate, se includ în dosarul cererii de finanțare la termenele stabilite prin documentația apelului.

Nr.	Condiție	Încadrarea proiectului
A. CONFORMAREA ADMINISTRATIVĂ A CERERII DE FINANȚARE		
A.1	Cererea de finanțare este încărcată în platforma electronică și are toate secțiunile completate	Indicatorii tehnico-economici, bugetul pe capitole în lei și în euro și planul financiar sunt prezentați în capitolele 3 și 5 ale studiului. § 5.4 · p. 115113 § 5.6.1 · p. 121119 § 3.3.2 · p. 69
A.2	Cererea de finanțare include toate documentele obligatorii, în formatul solicitat prin Ghid	Documentele obligatorii se includ în dosarul cererii de finanțare, iar documentațiile aferente fazelor ulterioare se elaborează la termenele prevăzute de Ghid și de legislația aplicabilă. § 8.5.1 · p. 139139
B. ELIGIBILITATEA SOLICITANTULUI		
B.1	Solicitantul face parte din categoria beneficiarilor eligibili	DGASPC Sector 5 – instituție publică de interes local, cu personalitate juridică, în subordinea Consiliului Local al Sectorului 5 (Legea nr. 500/2002, art. 2 pct. 30); solicitant individual, fără parteneri § 1.4 · p. 15
B.2	Solicitantul este legal constituit	Datele de identificare, statutul juridic și calitatea în proiect sunt prezentate în studiu § 1.4 · p. 15
B.3	Activitățile economice au caracter strict auxiliar și nu depășesc 20% din capacitatea anuală totală	Imobilele găzduiesc servicii sociale publice; investiția este destinată exclusiv autoconsumului, iar energia nu se comercializează § 1.4 · p. 15 § 2.2.3 · p. 20
B.4	Solicitantul nu este în insolvență, faliment sau lichidare, și-a achitat obligațiile fiscale, iar reprezentantul legal nu a fost condamnat și nu se află în conflict de interese	Condiția se documentează prin declarația unică, certificatele și verificările administrative prevăzute de Ghid.
B.5	Solicitantul demonstrează capacitate financiară pentru susținerea implementării proiectului	Valoare totală 1.393.497,56 lei cu TVA, din care eligibilă 1.029.947,89 lei și neeligibilă 363.549,67 lei; aceleași valori se preiau în hotărârea de aprobare § 5.6 · p. 120118 § 5.6.1 · p. 121119
B.6	Reprezentantul legal și responsabil de proiect nu se află în situație de conflict de interese	Se declară în cererea de finanțare, pentru persoanele desemnate prin actul de aprobare
C. ELIGIBILITATEA PROIECTULUI DE INVESTIȚIE		
-	Informațiile din cererea de finanțare și din documentele anexate sunt corelate	Aceleași valori în studiu, în devizul general, în fișa indicatorilor tehnico-economici și în hotărârea de aprobare § 5.4 · p. 115113 § 5.6.1 · p. 121119 § 8.3 · p. 138137
a)	Proiectul se încadrează în categoriile de acțiuni finanțabile din Ghid	Capacități noi de producere a energiei electrice din sursă solară, cu stocare integrată, pentru autoconsum, la trei imobile administrate de DGASPC Sector 5, care deservesc, împreună cu al patrulea loc de consum declarat, întregul consum de referință § 1.7 · p. 16 § 5.3.3 · p. 112110
b)	Proiectul de investiție este localizat în România	Municipiul București, Sectorul 5: Str. Dealul Cotmeana nr. 41C, Str. Baltagului nr. 14, Prolungirea Ferentarii nr. 72-74 și Str. Trompetului nr. 117 § 1.7 · p. 16 § 3.1 · p. 30

Nr.	Condiție	Încadrarea proiectului
c)	Amplasamentul proiectului este clar stabilit, cu poziționarea exactă a investiției	Imobilele sunt identificate prin carte funciară, număr cadastral și coordonate, iar poziționarea investiției este stabilită prin planurile de amplasament PS-01...PS-04, asumate prin semnătura proiectantului și a solicitantului. § 3.1 - p. 30 § 6.2.1 - p. 124123
d)	Proiectul vizează capacități noi de producere din surse solare și capacități de stocare integrate, cu sau fără pompe de căldură	180 kW AC / 180,0 kWp DC fotovoltaic și stocare de 180 kW / 403 kWh, tehnologie LFP; proiectul nu include pompe de căldură § 3.2.2 - p. 39 § 3.2.3 - p. 41 § 5.3.3 - p. 112110
e)	Ajutorul public nerambursabil solicitat este de cel mult 900.000 EUR/MW instalat, fără TVA (proiecte fără pompe de căldură)	851.196,60 lei fără TVA = 162.000,00 EUR pentru 0,180 MW instalați, adică exact 900.000 EUR/MW § 3.3.3 - p. 72 § 5.4.1 - p. 115113 § 5.6.1 - p. 121119
f)	Condițiile aplicabile sistemelor cu pompe de căldură	Proiectul nu include pompe de căldură
g)	Proiectul nu a mai beneficiat de finanțare din fonduri publice	Capacități noi; documentația elaborată în 2024 pentru amplasamentul O4 nu a fost finanțată, contractată sau executată și nu determină dublă finanțare § 1.7 - p. 16 § 2.3 - p. 22
h)	Investiția este finalizată, instalată și conectată la rețea până la 31.12.2029	Durata de implementare este de 18 luni, cu finalizare cel târziu la 31.12.2029; graficul de realizare este prezentat pe etape. § 3.5 - p. 8381 § 5.4.5 - p. 118116 § 7.2.1 - p. 130129
i)	Ajutorul public nu depășește 100% din costurile eligibile și 10 milioane EUR pe beneficiar	Ajutor egal cu 100% din costul eligibil de 851.196,60 lei fără TVA (162.000,00 EUR), adică 1,35% din plafonul pe beneficiar; 1 EUR = 5,2543 lei (BCE, 06.08.2026) § 3.3.2 - p. 69 § 5.6.1 - p. 121119
j)	Proiectul este aprobat în condițiile legii, prin hotărâre care cuprinde denumirea, valoarea totală, eligibilă și neeligibilă, indicatorii și reprezentantul legal	Indicatorii și valorile care se preiau în hotărâre sunt cele din studiu § 5.4 - p. 115113 § 5.6.1 - p. 121119
k)	Respectarea reglementărilor privind eligibilitatea cheltuielilor, egalitatea de șanse, dezvoltarea durabilă, achizițiile publice, informarea și publicitatea	Egalitate de șanse și nediscriminare; achiziții potrivit Legii nr. 98/2016; informare și publicitate prevăzute în deviz cu 2.500,00 lei fără TVA § 4.4.1 - p. 9391 § 7.2.3 - p. 131130 § 3.3.2 - p. 69
l)	Bugetul respectă încadrarea pe categorii de cheltuieli	Deviz general conform HG nr. 907/2016, cu regimul de eligibilitate pe fiecare linie; subcapitolul 5.3 și capitolul 7 au valoarea zero § 3.3.2 - p. 69 § 3.3.3 - p. 72 § 5.6.1 - p. 121119
m)	Proiectul respectă principiul „de a nu prejudicia în mod semnificativ” (DNSH)	Autoevaluare DNSH pe cele șase obiective de mediu și evaluarea riscurilor climatice, cu măsurile de adaptare § 4.2 - p. 8684 § 4.4.4 - p. 9492 AN-09 (§ C.9) - p. 151
n)	Proiectul este destinat autoconsumului; studiul nu este mai vechi de 2 ani și cuprinde documentele justificative de consum	Consumul anual de referință este C _{an} = 179.772 kWh/an și rezultă din facturile perioadei 01.07.2025–30.06.2026, centralizate în format tabelar. Proiectul nu include consumatori noi; auditul electroenergetic nu este necesar. § 2.3.2 - p. 23 § 4.3.2 - p. 9290 AN-01 (§ C.1) - p. 146

Nr.	Condiție	Încadrarea proiectului
o)	Imobilele sunt puse la dispoziția proiectului printr-un drept real valabil cel puțin 5 ani de la plata finală, cu extrase de carte funciară fără sarcini, litigii sau revendicări	Investiția se realizează la O1, O2 și O4, pe baza drepturilor de proprietate sau de administrare documentate prin actele imobilelor și prin extrasele de carte funciară valabile la data depunerii. § 2.3.1 - p. 22 § 6.2 - p. 123122 § 6.2.1 - p. 124123
D. CONDIȚII TEHNICE PRIVIND STOCAREA ȘI AUTOCONSUMUL		
D.1	Capacitate de stocare integrată, cu altă tehnologie decât plumb, NiCd sau NiMH	Tehnologie LFP (LiFePO ₄), 180 kW / 403 kWh, integrată prin convertoare hibride, câte un sistem la fiecare dintre cele trei amplasamente echipate § 3.2.3 - p. 41 § 3.2.12 - p. 63 AN-05 (§ C.5) - p. 150
D.2	Capacitatea de stocare respectă intervalul $2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$, cu strategie de operare corelată cu profilul de consum	$360 \text{ kWh} \leq 403 \text{ kWh} \leq 720 \text{ kWh}$, respectiv 2,24 h la nivel de proiect; calculul AC.5 pe fiecare obiect și simularea orară pe 8.760 de ore § 5.4.3 - p. 116114 AN-04 (§ C.4) - p. 148 § 3.2.5 - p. 48 § 3.2.6 - p. 58
D.3	Proiectul nu înlocuiește capacități solare existente și nu vizează stocarea energiei extrase exclusiv din rețea	Nu există capacități existente la cele trei amplasamente echipate; bateriile se încarcă numai din instalația fotovoltaică proprie, prin cuplare în curent continuu, iar încărcarea din rețea este inhibată prin arhitectură și prin logica sistemului de management energetic § 2.3 - p. 22 § 3.2.6 - p. 58 § 3.2.8 - p. 61
D.4	Energia produsă este destinată în proporție de 100% autoconsumului, iar studiul este întocmit conform HG nr. 907/2016, cu personal autorizat ANRE	Valoarea generală a indicatorului este $R_{ac} \leq 1,00$. Pentru situațiile justificate în studiul de fezabilitate se admite o valoare de până la 1,10. Pentru proiect, $R_{ac} = 1,0923$. Producția anuală de 196.364 kWh este repartizată astfel: 179.772 kWh (91,6%) se consumă la cele patru locuri de consum declarate, direct, prin stocare sau prin compensarea importului; 2.616 kWh (1,3%) reprezintă pierderi tehnice în sistemul de stocare; 13.976 kWh (7,1%) sunt destinați compensării cantitative cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului, în condițiile art. 73 ¹ din Legea nr. 123/2012. Capacitatea de absorbție se documentează prin facturile aferente POD-urilor suplimentare. Nicio cantitate nu face obiectul comercializării. Studiul este întocmit de ing. Dumitru Daniel și ing. Coman Marius-Ghiocel și se asumă prin semnătură, în limitele competențelor profesionale deținute. § 3.2.6 - p. 58 § 5.4.3 - p. 116114 § 1.6 - p. 16 § 3.4 - p. 79
E. ALTE CONDIȚII DIN GHID, VERIFICABILE ÎN ETAPA TEHNICO-ECONOMICĂ		
E.1	Cheltuielile de consultanță și de management de proiect sunt de cel mult 20.000 EUR fără TVA	2.000,00 lei fără TVA, respectiv 381 EUR, la subcapitolul 3.7.1 din devizul general § 3.3.2 - p. 69 § 5.6.1 - p. 121119
E.2	Raportul de putere a stocării $R_P = P_{\text{stoc}} / P_{PV}$ este cel puțin 1,00 (AC.4)	180 kW / 180 kW = 1,00, verificat și pe fiecare amplasament § 5.4.3 - p. 116114 AN-04 (§ C.4) - p. 148
E.3	Puterea instalată eligibilă este minimul dintre puterea modulelor și puterea convertoarelor	$360 \text{ module} \times 500 \text{ Wp} = 180,0 \text{ kWp DC}$; 5 convertoare = 180 kW AC; $P_{PV} = 0,180 \text{ MW}$ § 3.2.2 - p. 39
E.4	Structurile metalice la sol și de tip carport sunt eligibile, iar consolidarea acoperișurilor este neeligibilă	Structuri de tip carport sau la sol la O1 și structuri metalice în incintă la O4; nu se prevăd consolidări de acoperiș în soluția analizată § 3.1.5 - p. 36 § 3.3.2 - p. 69
E.5	Auditul financiar și măsurile de informare și publicitate sunt obligatorii	Audit financiar 4.000,00 lei și informare și publicitate 2.500,00 lei, fără TVA, prevăzute în deviz § 3.3.2 - p. 69

Nr.	Condiție	Încadrarea proiectului
E.6	Injectia în rețea este limitată la puterea aprobată, prin sistem de management dinamic al puterii active	Limitare dinamică la puterea din avizul tehnic de racordare; injecție maximă simulată de 54,3 kW pe amplasament și de 99,1 kW la nivel de proiect § 3.2.6 · p. 58 § 6.4.1 · p. 125124
E.7	Avizul tehnic de racordare se prezintă cel târziu la prima cerere de prefinanțare, de plată sau de rambursare	Trei racordări locale de producere, la amplasamentele O1, O2 și O4, cu documentații distincte; cele cinci puncte de măsurare rămân declarate ca locuri de consum § 6.4.1 · p. 125124
E.8	Documentul emis de autoritatea pentru protecția mediului, cerut la contractare pentru instalațiile de peste 400 kW	Instalațiile însumează 180 kW, sub pragul de 400 kW; procedura de mediu se derulează potrivit calendarului din studiu § 6.3 · p. 124123
E.9	Monitorizarea ex-post pe 5 ani și raportarea indicatorilor	Monitorizarea se realizează separat pentru O1, O2 și O4, cu contorizarea producției, consumului și fluxurilor de stocare, și se raportează consolidat la nivelul proiectului. § 7.3.2 · p. 133132

Condițiile tehnice și financiare sunt corelate cu indicatorii, cu devizul general și cu configurația finală a investiției.

Capitolul 1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1 Denumirea obiectivului de investiții

„Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5”

Obiectivul de investiții constă în proiectarea, realizarea, racordarea și punerea în funcțiune a trei sisteme fotovoltaice noi, amplasate la O1, O2 și O4, fiecare echipat cu sistem local de stocare a energiei electrice, protecții, contorizare, monitorizare și management energetic. O3 este inclus exclusiv ca loc de consum. Sistemele sunt dimensionate pentru acoperirea consumului propriu al beneficiarului.

Investiția este tratată ca **un singur proiect unitar**, fundamentat printr-un **singur studiu de fezabilitate**. Soluțiile sunt analizate individual acolo unde caracteristicile amplasamentului, ale locului de consum, ale instalației electrice sau ale profilului de sarcină diferă, iar indicatorii, costurile și concluziile sunt consolidate la nivelul întregului proiect. Energia produsă la un amplasament deservește cu prioritate consumul local al aceluiași imobil, iar surplusul se compensează cantitativ, pe factură, cu consumul celorlalte locuri de consum ale beneficiarului; între amplasamente nu se propune și nu este posibil transfer fizic de energie.

ELEMENT DE IDENTIFICARE	DATELE PROIECTULUI
Faza de proiectare	Studiu de fezabilitate – SF
Data întocmirii	06.08.2026
Sursa de finanțare vizată	Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei
Apel	Apelul 2026 pentru entități publice, conform documentației de finanțare aplicabile
Tipul investiției	Capacități fotovoltaice noi, racordate în instalațiile de utilizare existente, cu sisteme de stocare integrate
Configurație consolidată	180 kW AC / 180 kWp DC fotovoltaic; stocare 180 kW / 403 kWh; fără pompe de căldură
Producție medie anuală estimată	196,36 MWh/an
Consum anual de referință	179.772 kWh/an
Valoarea totală a investiției	1.393.497,56 lei cu TVA / 1.152.015,80 lei fără TVA, din care eligibil 1.029.947,89 lei cu TVA
Durata estimată de implementare	18 luni, fără depășirea datei de 31.12.2029
Curs de schimb utilizat	1 EUR = 5,2543 lei, curs BCE din 06.08.2026

1.2 Ordonatorul principal de credite / investitorul

Investitorul și ordonatorul principal de credite este Consiliul Local al Sectorului 5 al Municipiului București, prin structurile sale bugetare, în condițiile stabilite prin actul administrativ de aprobare a investiției și a indicatorilor tehnico-economici.

1.3 Ordonatorul de credite secundar / terțiar

Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5, în calitatea sa bugetară stabilită prin actele proprii de organizare.

DGASPC Sector 5 asigură, potrivit competențelor stabilite prin actele sale de organizare și prin documentele de aprobare a investiției: punerea la dispoziție a amplasamentelor și a datelor de consum, participarea la obținerea avizelor și acordurilor, derularea procedurilor de achiziție, recepția lucrărilor, operarea sistemelor, raportarea către finanțator și menținerea destinației investiției pe întreaga perioadă de durabilitate.

1.4 Beneficiarul investiției

ELEMENT	DATE BENEFICIAR
Denumire	Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5
Denumire prescurtată	DGASPC Sector 5
Sediu	Str. Fabrica de Chibrituri nr. 9-11, Sector 5, municipiul București
Tipul entității	Instituție publică de interes local, cu personalitate juridică, aflată în subordinea Consiliului Local al Sectorului 5
Încadrarea în categoriile de solicitanți eligibili	Instituție publică în sensul art. 2 pct. 30 din Legea nr. 500/2002 privind finanțele publice, entitate publică subordonată unei unități administrativ-teritoriale – categorie expres eligibilă potrivit secțiunii 1.4 din Ghid
Calitatea în proiect	Solicitant, viitor beneficiar al finanțării, administrator al imobilelor și operator al investiției
Cod de înregistrare fiscală	
Reprezentant legal	– nume, funcție și documentul care atestă dreptul de reprezentare
Responsabil pentru implementarea proiectului	– persoană desemnată prin actul de aprobare a proiectului, distinctă de managerul de proiect al elaboratorului
Date de contact instituționale	

Beneficiarul utilizează energia electrică pentru funcționarea imobilelor și a serviciilor publice de asistență socială și protecție pe care le administrează. Investiția este destinată exclusiv autoconsumului; energia produsă nu este dimensionată în scopul desfășurării unei activități comerciale de vânzare a energiei electrice.

Serviciile prestate în cele patru imobile au caracter de serviciu public: centru de tip respiro pentru persoane adulte cu dizabilități, centru de zi pentru persoane vârstnice, centru de primire în regim de urgență pentru copii și complex de servicii sociale de zi pentru recuperarea copiilor cu dizabilități. Ponderea eventualelor activități economice auxiliare se documentează de beneficiar și, dacă este aplicabil, prin documentul emis de auditor.

1.5 Elaboratorul studiului de fezabilitate

ELEMENT	DATE ELABORATOR
Denumire	ELECTRO VOX S.R.L.
Cod unic de înregistrare	1355788
Nr. registrul comerțului	J1991000855293
Sediu social	Municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, Protocol, parter, județul Prahova
E-mail / telefon	1991.electrovox@gmail.com • 0722 857 853
Calitatea în proiect	Elaborator general al studiului de fezabilitate și proiectant general
Atestat ANRE	Nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B; vizat la 09.07.2026; următorul termen de vizare 09.07.2031

Atestatul ANRE de tip B conferă operatorului economic competența de proiectare și executare a instalațiilor electrice exterioare și interioare pentru incinte, construcții civile și industriale, bransamente aeriene și subterane, la tensiunea nominală de 0,4 kV, în condițiile Regulamentului ANRE pentru atestarea operatorilor economici. Soluțiile din prezentul studiu sunt dezvoltate pentru integrarea instalațiilor fotovoltaice și a sistemelor de stocare în instalațiile de joasă tensiune ale imobilelor, nivel de tensiune acoperit integral de atestat.

Dacă din soluția stabilită ulterior de operatorul de distribuție rezultă lucrări la nivel de medie tensiune, acestea vor fi tratate exclusiv de personal și de operatori economici autorizați pentru nivelul de competență necesar, prin contracte distincte.

1.6 Colectivul de elaborare și responsabilitățile tehnice

NUME	ROL	RESPONSABILITATE / COMPETENȚĂ
STROE ION	Manager de proiect	Coordonare contractuală și administrativă; relația cu beneficiarul; corelarea documentelor și a datelor tehnico-economice.
Ing. DUMITRU DANIEL	Coordonator tehnic / Șef de proiect	Coordonarea soluției tehnice pentru cele trei obiecte de investiție; corelarea datelor celor patru locuri de consum; verificarea dimensionărilor energetice și a pieselor scrise și desenate. Autorizație ANRE nr. 202113646/11.11.2021, gradele IIA și IIIB.
Ing. COMAN MARIUS-GHIOCEL	Proiectant instalații electrice	Soluții de joasă tensiune, scheme monofilare, dimensionarea circuitelor, protecții, racordare și integrarea sistemelor PV-BESS. Autorizație ANRE nr. 202110564/19.04.2021, gradele IIA și IIB, vizată 24.04.2026.

Elaboratorii răspund pentru corectitudinea calculelor, a soluțiilor și a documentațiilor pe care le semnează, în limitele competențelor profesionale. Beneficiarul răspunde pentru autenticitatea și actualitatea documentelor juridice, cadastrale, energetice și de reprezentare. Verificările prevăzute de legislație se efectuează, la fazele ulterioare, de verificatori atestați independenți față de elaborarea pieselor supuse verificării.

1.7 Configurația integrată a proiectului și lista obiectelor de investiție

Obiectele de investiție și locurile de consum sunt identificate prin codurile O1–O4, utilizate unitar în capitole, anexe și piese desenate. Instalațiile fotovoltaice cu stocare se realizează la trei amplasamente — O1, O2 și O4 —, iar O3 rămâne loc de consum declarat în proiect, alimentat din rețea și acoperit prin compensarea cantitativă a energiei injectate de celelalte trei amplasamente.

COD	OBIECT DE INVESTIȚIE / LOC DE CONSUM	ADRESĂ	PV	STOCARE	PRODUCȚIE
O1	Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități	Str. Dealul Cotmeana nr. 41C (fost nr. 41B), Sector 5, București	20 kW AC / 20,0 kWp	20 kW / 45 kWh	21.818 kWh/an
O2	Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagulului nr. 14	Str. Baltagulului nr. 14, Sector 5, București	60 kW AC / 60,0 kWp	60 kW / 134 kWh	65.454 kWh/an
O3	C.P.R.U. Cireșarii II — loc de consum, fără instalație	Prelungirea Ferentari nr. 72–74, Sector 5, București	–	–	–
O4	Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități	Str. Trompetului nr. 117, Sector 5, București	100 kW AC / 100,0 kWp	100 kW / 224 kWh	109.092 kWh/an
TOTAL PROIECT INTEGRAT		3 amplasamente cu instalații • 4 locuri de consum	180 kW AC / 180,0 kWp	180 kW / 403 kWh	196.364 kWh/an

În cuprinsul studiului, amplasamentele sunt denumite prescurtat Respiro (O1), Baltagului (O2), Cireșarii (O3) și Trompetului (O4), după reperul de adresă. Investiția se realizează la O1, O2 și O4; la O3 nu se instalează capacități de producere sau de stocare.

Cele trei obiecte de investiție și cele patru locuri de consum sunt integrate într-un singur proiect, fundamentat prin prezentul studiu de fezabilitate, cu analiză tehnică distinctă pe amplasament și indicatori tehnico-economici consolidați la nivelul proiectului.

Pentru imobilul din Str. Trompetului nr. 117 a fost elaborată în anul 2024 o documentație tehnico-economică aferentă aceluiași loc de consum. Documentația nu a fost finanțată, investiția nu a fost contractată și nu a fost executată, iar amplasamentul nu include o capacitate de producere sau de stocare realizată în baza acesteia. Capacitatea prevăzută prin prezentul proiect este nouă, nu înlocuiește o capacitate existentă de producere din surse regenerabile solare și nu face obiectul unei duble finanțări.

1.8 Documente și date utilizate la elaborarea studiului

Studiul de fezabilitate se bazează pe următoarele categorii de documente și date:

1. documentația apelului de finanțare aplicabil și anexele aferente;
2. reglementările tehnice și legislația aplicabilă, inclusiv HG nr. 907/2016;
3. documentele juridice, cadastrale, energetice și contractuale aferente beneficiarului și amplasamentelor;
4. rezultatele simulărilor și calculelor tehnice și energetice aferente investiției;
5. datele de piață utilizate la fundamentarea costurilor.

Datele tehnice, economice și juridice utilizate se referă exclusiv la obiectivul de investiții și la cele patru amplasamente analizate.

Capitolul 2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții

2.1 Concluziile studiului de fezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile identificate

Pentru proiectul integrat care face obiectul prezentului studiu **nu a fost elaborat în prealabil un studiu de fezabilitate distinct**. Investiția are un obiect determinat – realizarea unor capacități noi de producere a energiei electrice din sursă solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsumul a patru imobile administrate de DGASPC Sector 5 – iar datele tehnice, juridice și energetice disponibile permit trecerea directă la etapa studiului de fezabilitate.

Documentația tehnico-economică elaborată în anul 2024 pentru imobilul din Str. Trompetului nr. 117 nu constituie studiul de fezabilitate al proiectului actual: a vizat un singur amplasament, nu a inclus capacități de stocare, nu a fost finanțată, iar investiția nu a fost contractată și nu a fost executată.

Lipsa unui studiu de fezabilitate nu elimină obligația analizării variantelor. În capitolele 3-5 sunt prezentate și comparate două scenarii tehnico-economice distincte, la aceleași cerințe de consum, producție, stocare, siguranță și racordare, precum și scenariul de referință „fără proiect”, astfel încât recomandarea finală rezultă dintr-o analiză tehnică, energetică, economică și de risc.

Concluzia 2.1. Nu este cazul unui studiu de fezabilitate anterior. Necesitatea, oportunitatea și scenariile investiției sunt fundamentate prin prezentul studiu de fezabilitate, întocmit conform HG nr. 907/2016 și cerințelor Ghidului solicitantului aplicabil apelului.

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

2.2.1 Contextul european și național privind energia din surse regenerabile

La nivelul Uniunii Europene, Acordul de la Paris, Pactul Ecologic European și cadrul Uniunii Energiei susțin securitatea energetică, decarbonizarea, eficiența energetică, funcționarea pieței interne și inovarea. Regulamentul (UE) 2021/1119 – Legea europeană a climei – consacră obiectivul neutralității climatice până în 2050 și ținta reducerii nete a emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% până în 2030 față de nivelul anului 1990.

Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, astfel cum a fost modificată prin Directiva (UE) 2023/2413, stabilește pentru anul 2030 o pondere obligatorie de cel puțin 42,5% a energiei din surse regenerabile în consumul final brut al Uniunii, cu un efort colectiv orientat către 45%. Investițiile distribuite în producție solară și stocare contribuie direct la aceste obiective, prin producerea locală și utilizarea energiei în imediata apropiere a locului de consum, evitând pierderile de transport și distribuție.

La nivel național, proiectul este corelat cu direcțiile Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, în forma actualizată avută în vedere de Ghid, și cu Strategia energetică a României 2025-2035, cu perspectiva anului 2050, aprobată prin HG nr. 1.491/2024. Sunt relevante în mod direct: dezvoltarea noilor capacități regenerabile, extinderea capacităților de stocare, digitalizarea și utilizarea eficientă a energiei.

DIRECȚIE	ȚINTĂ / PRINCIPIU	CONTRIBUȚIA PROIECTULUI
Neutralitate climatică	Zero emisii nete la nivelul UE până în 2050	Producția solară substituie o parte din energia preluată din surse convenționale
Reducerea emisiilor	Cel puțin 55% reducere netă până în 2030 față de 1990	Se estimează evitarea a 115,56 tCO ₂ /an, respectiv 2.311,20 tCO ₂ pe perioada de referință
Energie regenerabilă	Minimum 42,5% în 2030 la nivelul UE	Se realizează 0,180 MW capacitate fotovoltaică nouă
Stocare și	Creșterea utilizării locale și a	Se integrează 180 kW / 403 kWh stocare în spatele

DIRECȚIE	ȚINTĂ / PRINCIPIU	CONTRIBUȚIA PROIECTULUI
flexibilitate	adecvanței sistemului	contoarelor de decontare
Eficiența cheltuielilor publice	Reducerea energiei achiziționate și a expunerii la preț	58,0% din consumul anual al celor patru centre este acoperit din producție proprie, iar surplusul se compensează cantitativ

2.2.2 Contextul programatic și financiar – Fondul pentru Modernizare

Fondul pentru Modernizare este instituit prin art. 10d din Directiva 2003/87/CE și funcționează potrivit Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001, cu modificările și completările ulterioare. În România, cadrul instituțional și financiar este stabilit prin OUG nr. 60/2022 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, cu modificările și completările ulterioare. Proiectul se încadrează în Programul-cheie 1 – Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Investiția vizează capacități noi de producere a energiei electrice din sursă solară, cu sisteme de stocare integrate, destinate autoconsumului DGASPC Sector 5. Finanțarea vizată este Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

DGASPC Sector 5 depune un singur proiect, fundamentat prin prezentul studiu de fezabilitate, care integrează trei obiecte de investiție și patru locuri de consum. Proiectul nu include pompe de căldură și nu utilizează consumuri viitoare suplimentare în dimensionarea de bază.

PARAMETRU	CRITERIU DE DIMENSIONARE UTILIZAT	VALOAREA PROIECTULUI
Structura proiectului	Un singur proiect; un SF poate integra mai multe obiective	Trei amplasamente de investiție și patru locuri de consum, un singur studiu de fezabilitate și o singură cerere de finanțare
Tipul investiției	Capacități fotovoltaice noi cu stocare integrată	180 kW AC fotovoltaic și 180 kW / 403 kWh stocare; fără pompe de căldură
Alocarea bugetară	Buget unic de 500 milioane euro, fără categorii de putere	$I.1 = 0,180 \text{ MW}$; proiectul concurează pe același buget cu proiectele de orice mărime
Autoconsum	Indicatorul $R_{ac} = P_{an}/C_{an}$; valoarea generală este $\leq 1,00$, iar pentru situații justificate se admite o valoare de până la 1,10	$196.364 / 179.772 = 1,0923$; încadrare în limita de 1,10 aplicabilă situației justificate
Puterea stocării	$P_{stoc} / P_{PV} \geq 1,00$	$180 \text{ kW} / 180 \text{ kW} = 1,00$
Energia stocată	$2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$	403 kWh ; $2 \text{ h} \times 180 \text{ kW} = 360 \leq 403 \leq 720 = 4 \text{ h} \times 180 \text{ kW}$ – conform
Tehnologia de stocare	Interzise plumb, NiCd, NiMH	Tehnologie LiFePO_4 (LFP)
Sursa energiei stocate	100% din instalația proprie de producere	Încărcarea din SEN este inhibată prin arhitectură și prin logica EMS
Plafon fără pompe de căldură	Maximum 900.000 euro/MW instalat, fără TVA	$0,180 \text{ MW} \times 900.000 \text{ EUR/MW} = 162.000 \text{ EUR fără TVA}$
Plafon per beneficiar	Maximum 10 milioane euro	162.000 EUR – conform
Consultanță și management de proiect	Maximum 20.000 euro fără TVA	2.000,00 lei fără TVA $\approx 381 \text{ EUR}$ – conform

PARAMETRU	CRITERIU DE DIMENSIONARE UTILIZAT	VALOAREA PROIECTULUI
Termen de finalizare	Instalare, conectare și punere în funcțiune până la 31.12.2029	Durată estimată 18 luni, fără depășirea termenului
Vechimea SF	Nu mai vechi de 2 ani la depunere	Data întocmirii: 06.08.2026
Personal ANRE în echipa de elaborare	Obligatori	Ing. Dumitru Daniel, ing. Coman Marius-Ghiocel

ELEMENT FINANCIAR	VALOARE
Valoarea totală a investiției, fără TVA	1.152.015,80 lei
TVA (21%)	241.481,76 lei
Valoarea totală a investiției, cu TVA	1.393.497,56 lei
Ajutor public nerambursabil solicitat, fără TVA	851.196,60 lei / 162.000,00 EUR
TVA aferentă cheltuielilor eligibile	178.751,29 lei
Valoarea eligibilă solicitată, cu TVA	1.029.947,89 lei
Valoarea neeligibilă, suportată din buget propriu	363.549,67 lei cu TVA, din care 84.700,00 lei elaborarea studiului de fezabilitate, 2.102,67 lei cote legale ISC și CSC și 276.747,00 lei marja de buget (subcapitolul 7.1)
Curs BCE utilizat, la data întocmirii SF	1 EUR = 5,2543 lei (BCE, 06.08.2026)

Regula financiară aplicată. Ajutorul public fără TVA este limitat la plafonul de 162.000 EUR, aferent puterii eligibile de 0,180 MW. Costul elaborării studiului de fezabilitate, deși eligibil prin natura cheltuielii potrivit Ghidului, este menținut integral în bugetul propriu al beneficiarului și tratat ca neeligibil în construcția financiară asumată, întrucât includerea sa în cheltuielile eligibile ar conduce la depășirea plafonului de 900.000 EUR/MW.

2.2.3 Contextul instituțional și natura autoconsumului

DGASPC Sector 5 este o instituție publică ce administrează imobile și servicii de asistență socială și protecție. Energia electrică produsă prin proiect va fi utilizată pentru funcționarea clădirilor și a dotărilor aferente serviciilor publice prestate de beneficiar, la locurile de consum declarate în proiect.

Autoconsumul reprezintă utilizarea energiei produse pentru acoperirea consumului propriu al beneficiarului și se cuantifică prin indicatorii AC.1-AC.5. Configurația proiectului este destinată autoconsumului și nu include comercializarea energiei electrice.

Condiția referitoare la ponderea activităților economice se probează, potrivit Anexei 2 – Grila de verificare a admisibilității și eligibilității, printr-un document emis de auditor, care descrie entitatea, clasifică activitățile, prezintă metodologia și concluzia și poartă semnătură electronică calificată. Grila prevede expres că solicitanții care nu desfășoară activitate economică nu trebuie să prezinte acest document. Dacă există activități mixte, componenta economică trebuie să rămână strict auxiliară și să nu depășească 20% din capacitatea anuală globală a entității.

2.2.4 Cadrul normativ și strategic principal

ACT / DOCUMENT	RELEVANȚĂ PENTRU INVESTIȚIE
----------------	-----------------------------

ACT / DOCUMENT	RELEVANȚĂ PENTRU INVESTIȚIE
Directiva 2003/87/CE, art. 10d	Instituie Fondul pentru Modernizare și cadrul investițiilor prioritare
Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2020/1001	Normele de funcționare ale Fondului pentru Modernizare
Regulamentul (UE) 2021/1119 – Legea europeană a climei	Neutralitate climatică 2050; țintă netă 2030
Directiva (UE) 2018/2001, modificată prin Directiva (UE) 2023/2413	Cadrul pentru promovarea energiei din surse regenerabile
Regulamentul (UE) 2020/852 și Regulamentul delegat (UE) 2021/2139	Taxonomia și analiza respectării principiului DNSH
Directiva 2011/92/UE, modificată prin Directiva 2014/52/UE	Evaluarea impactului asupra mediului
Directiva 2008/98/CE și Directiva 2012/19/UE	Deșeuri și deșeuri de echipamente electrice și electronice
OUG nr. 60/2022, cu modificările ulterioare	Cadrul național de implementare a Fondului pentru Modernizare
HG nr. 1.491/2024	Strategia energetică a României 2025–2035, cu perspectiva anului 2050
HG nr. 907/2016, cu modificările ulterioare	Structura studiului de fezabilitate și a devizului general
Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale	Cadrul pentru producerea, racordarea și exploatarea instalațiilor electrice
Reglementările ANRE în vigoare	Racordare, protecții de interfață, măsurare, exploatare, atestare
Legea nr. 292/2018	Evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului
Legea nr. 50/1991, republicată	Autorizarea executării lucrărilor de construcții
Legea nr. 10/1995, republicată	Calitatea în construcții; cerințe fundamentale
Legea nr. 98/2016	Achizițiile publice
Legea nr. 319/2006 și HG nr. 300/2006	Securitatea și sănătatea în muncă; șantiere temporare
Legea nr. 307/2006, republicată	Apărarea împotriva incendiilor
OUG nr. 5/2015	Deșeuri de echipamente electrice și electronice
Documentația apelului de finanțare aplicabilă	Condițiile tehnice și administrative relevante investiției
I7/2011, I18, NP-061, SR EN 62305, SR HD 60364-7-712	Normative și standarde pentru instalații electrice, iluminat, protecția la trăsnet și instalații fotovoltaice
SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730, SR EN 62619, SR EN 50618	Standarde pentru module fotovoltaice, sisteme de acumulatori și cabluri solare

La proiectare, achiziție, execuție, recepție și exploatare se vor aplica formele consolidate ale actelor normative, reglementările ANRE și instrucțiunile finanțatorului valabile la data fiecărei activități.

2.2.5 Accesul la rețea și principiul de funcționare energetică

Cele patru amplasamente reprezintă locuri de consum distincte. Cele trei ansambluri fotovoltaic–stocare se conectează în instalațiile de utilizare ale imobilelor O1, O2 și O4, în spatele contoarelor operatorului de distribuție. Între adrese nu se realizează transfer fizic de energie. Soluția de racordare, punctul comun de cuplare, puterea

aprobată, regimul de injecție și eventualele lucrări în amonte se stabilesc separat pentru fiecare amplasament de investiție, prin documentația de racordare și avizul tehnic de racordare.

Configurația analizată este racordată pentru autoconsum, cu control local prin sistemul de management energetic și cu limitarea surplusului la condițiile stabilite prin avizul tehnic de racordare. Simularea indică o injecție maximă de 54,3 kW pe amplasament și de 99,1 kW la nivel consolidat. Calendarul obținerii avizelor se stabilește potrivit documentației oficiale a apelului și procedurilor operatorului.

AMPLASAMENT	PV	STOCARE	POD IDENTIFICAT	SITUAȚIA RACORDĂRII
O1 – Respiro	20 kW AC	20 kW / 45 kWh	RO001E111179031	Se stabilesc punctul comun de cuplare, puterea aprobată și condițiile operatorului de distribuție
O2 – Baltagului	60 kW AC	60 kW / 134 kWh	RO001E111655883	Documentele indică măsurare la medie tensiune și putere aprobată de 230 kW; cuplarea producției se face pe joasă tensiune, cu verificarea transformatorului, protecțiilor și contorizării
O3 – Cireșarii	–	–	RO001E108636486 și RO001E108913956	Fără instalație de producere; rămâne loc de consum, alimentat din rețea, iar consumul se acoperă prin compensarea cantitativă a energiei injectate la celelalte amplasamente
O4 – Trompetului	100 kW AC	100 kW / 224 kWh	RO001E108556173	Se confirmă oficial asocierea POD – adresă înaintea depunerii documentației de racordare

Strategia energetică de principiu, aplicată celor trei amplasamente echipate, este următoarea:

- energia produsă de instalația fotovoltaică deservește cu prioritate consumatorii activi ai amplasamentului;
- surplusul instantaneu este utilizat pentru încărcarea sistemului local de stocare;
- bateria se încarcă **exclusiv** din instalația fotovoltaică proprie; încărcarea cu energie extrasă din SEN nu este eligibilă și este inhibată prin arhitectura DC-cuplată și prin logica sistemului de management energetic;
- descărcarea bateriei este comandată în funcție de consumul local, de starea de încărcare și de limitele tehnice ale echipamentelor;
- după atingerea limitei superioare de încărcare și în absența unui consum suficient, surplusul se livrează în rețea prin punctul comun de cuplare și se compensează cantitativ cu consumul beneficiarului de la celelalte locuri de consum; sistemul de management energetic limitează puterea activă numai la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare.

2.3 Analiza situației existente și identificarea situațiilor specifice

În situația de referință, energia electrică necesară funcționării celor patru imobile este achiziționată din rețeaua publică. Investiția prevede capacități fotovoltaice noi. Pentru amplasamentul O4, documentația din anul 2024 nu a fost finanțată și nu a fost pusă în operare.

Investiția este distribuită în trei obiecte tehnic independente, amplasate la O1, O2 și O4 și reunite într-un singur proiect. Cele patru locuri de consum sunt situate la adrese diferite și au instalații de utilizare distincte; între imobile nu se realizează transfer fizic de energie. Integrarea se realizează prin management, monitorizare, indicatori și buget consolidat.

2.3.1 Situația juridică și cadastrală a amplasamentelor

COD	OBIECT	ADRESĂ	CF / NR. CADASTRAL	TEREN	CONSTRUCȚII	SITUAȚIE JURIDICĂ
O1	Centrul de Tip	Str. Dealul	238279	206	C1, S+P+1E, Sc	Proprietatea DGASPC Sector

COD	OBIECT	ADRESĂ	CF / NR. CADASTRAL	TEREN	CONSTRUCȚII	SITUAȚIE JURIDICĂ
	Respiro	Cotmeana nr. 41C (fost 41B)		m ²	81 m ² , Sd 156 m ²	5, cotă 1/1; nu sunt evidențiate sarcini
O2	Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14	Str. Baltagului nr. 14	218793	3.794 m ²	C1, S+P+3E, Sc 665 m ²	Domeniul public al Municipiului București; drept de administrare al DGASPC Sector 5, intabulat; nu sunt evidențiate sarcini
O3	C.P.R.U. Cireșarii II	Prelungirea Ferentari nr. 72-74	227211	1.470 m ²	C1, Sc 187 m ² , Sd 478 m ²	Proprietar Consiliul Local Sector 5; administrator DGASPC Sector 5. La O3 nu se realizează investiții; amplasamentul este inclus exclusiv ca loc de consum.
O4	Complexul de Servicii Sociale de Zi	Str. Trompetului nr. 117	227304	3.990 m ²	C1, 3 niveluri, Sc 915 m ² ; C2, Sc 48 m ²	Proprietar Municipiul București; drept de administrare al DGASPC Sector 5; nu sunt evidențiate sarcini incompatibile

Pentru fiecare obiect se anexează extrasele de carte funciară valabile la data depunerii, actele care atestă dreptul de proprietate sau de administrare, planul de amplasament cu poziționarea exactă a investiției și documentele din care rezultă că dreptul asupra imobilului este valabil cel puțin 5 ani de la data previzionată pentru efectuarea plății finale. Nu se acceptă drepturi conferite în baza unui contract de închiriere, leasing imobiliar sau comodat.

2.3.2 Analiza consumului de energie electrică

2.3.2.1 Baza de date și metodologia de determinare a consumului

Indicatorul AC.1 se determină, potrivit Ghidului, ca sumă a consumurilor lunare pe 12 luni consecutive de referință, pentru fiecare loc de consum declarat în proiect: $C_{an} = \sum C_{lună} \text{ (kWh)}$. Documentele suport sunt ultimele 12 facturi de energie electrică emise pentru fiecare POD, cu consumul prezentat în format tabelar.

Consumul anual de referință consolidat, utilizat pentru dimensionarea investiției și pentru indicatorul AC.1, este:

$$C_{an} = 179.772 \text{ kWh/an}$$

Repartizarea consumului pe locuri de consum și baza de determinare a fiecărei valori sunt prezentate în tabelul următor, cu diferențierea datelor măsurate față de valorile estimate.

COD	LOC DE CONSUM	POD	C _{an} [kWh/an]	Pondere	BAZA DE DETERMINARE
O1	Respiro	RO001E111179031	30.226	16,81%	Preluată din facturi: 12 luni consecutive, 01.07.2025 – 30.06.2026, pe index citit și autocitit (AN-01)
O2	Baltagului	RO001E111655883	37.639	20,94%	Preluată din facturi: 12 luni consecutive, 01.07.2025 – 30.06.2026, integral pe index citit (AN-01)
O3	Cireșarii	RO001E108636486 și RO001E108913956	49.606	27,59%	Preluată din facturi, pe cele două POD-uri: 30.448 kWh la POD ...636486 (indexuri stabilite de furnizor, respectiv de distribuitor, conform facturilor) și 19.158 kWh la POD ...913956

COD	LOC DE CONSUM	POD	C_an [kWh/an]	Pondere	BAZA DE DETERMINARE
					(index citit) (AN-01)
O4	Trompetului	RO001E108556173	62.301	34,66%	Preluată din facturi: 12 luni consecutive, 01.07.2025 – 30.06.2026 (AN-01); corelarea POD-adresă-titular se documentează prin confirmarea operatorului și a furnizorului
TOTAL PROIECT		5 POD-uri	179.772	100,00%	Suma exactă a celor patru valori

Consumul anual de referință. Centralizatorul din anexa AN-01 utilizează perioada de 12 luni consecutive 01.07.2025–30.06.2026 pentru cele patru locuri de consum, măsurate prin cinci puncte de măsurare: Respiro 30.226 kWh, Baltagului 37.639 kWh, Cireșarii 49.606 kWh și Trompetului 62.301 kWh. La Cireșarii, consumul de referință însumează punctele RO001E108913956, cu 19.158 kWh, și RO001E108636486, cu 30.448 kWh. Pentru al doilea punct, cantitățile facturate pe indexuri stabilite de furnizor sau de operatorul de distribuție sunt preluate conform documentelor de consum. Pentru producția de 196.364 kWh/an, încadrarea justificată în limita $R_{ac} \leq 1,10$ se menține pentru un consum anual de minimum 178.513 kWh, corespunzător unei reduceri maxime de 1.259 kWh, respectiv 0,70% față de consumul documentat. Regularizările ulterioare se verifică înainte de depunere și se reflectă în recalcularea indicatorilor AC.1 și AC.3.

2.3.2.2 Profilul lunar al consumului

Repartizarea lunară a consumului rezultă din facturile de energie electrică aferente perioadei 01.07.2025–30.06.2026 și din reconcilierea șirului de indexuri pentru fiecare punct de măsurare. Pentru O1 și O2, cantitățile corespund indexurilor citite sau autocitite înscrise pe facturi; pentru O4, seria se referă la contorul montat la 07.07.2025, iar pentru intervalul 01–06.07.2025 se utilizează cantitatea de 81 kWh stabilită prin factura de regularizare a contorului înlocuit. Pentru O3, consumul însumează cele două puncte de măsurare: la POD RO001E108913956 cantitățile corespund indexurilor citite, iar la POD RO001E108636486 se utilizează cantitățile facturate, stabilite pe indexurile înscrise pe facturi. Pentru intervalele de facturare care acoperă mai multe luni, cantitatea se repartizează proporțional cu numărul de zile. Metoda de reconciliere și evidența factură cu factură sunt cuprinse în Anexa AN-01. Suma lunilor reproduce consumul anual declarat pentru fiecare loc de consum.

Tabelul 2.1 – Profilul lunar al consumului de energie electrică [kWh], 01.07.2025 – 30.06.2026

Luna	O1	O2	O3	O4	TOTAL	Pondere
Ianuarie 2026	4.121	2.939	4.072	4.650	15.782	8,8%
Februarie 2026	3.808	2.729	3.678	4.320	14.535	8,1%
Martie 2026	4.216	2.792	4.016	4.560	15.584	8,7%
Aprilie 2026	1.919	2.401	3.766	4.275	12.361	6,9%
Mai 2026	1.347	2.271	4.004	4.710	12.332	6,9%
Iunie 2026	819	9.058	1.972	6.090	17.939	10,0%
Iulie 2025	1.108	2.305	2.050	7.041	12.504	7,0%
August 2025	1.090	2.345	5.029	6.885	15.349	8,5%
Septembrie 2025	1.199	2.132	4.472	5.505	13.308	7,4%
Octombrie 2025	2.748	2.677	4.640	5.025	15.090	8,4%
Noiembrie 2025	3.861	2.958	4.874	4.544	16.237	9,0%
Decembrie 2025	3.990	3.032	7.033	4.696	18.751	10,4%

Luna	O1	O2	O3	O4	TOTAL	Pondere
TOTAL	30.226	37.639	49.606	62.301	179.772	100,0%

Raportul între luna de vârf (decembrie, 18.751 kWh) și luna de minim (mai, 12.332 kWh) este de 1,52 la nivel consolidat. Pe amplasamente, profilurile diferă substanțial: la O1 raportul este de 5,1 (4.216 kWh în martie față de 819 kWh în iunie), consumul de iarnă fiind de peste cinci ori mai mare decât cel de vară, ceea ce indică încălzire electrică; la O2 consumul lunar se situează între 2.132 și 3.032 kWh, cu excepția lunii iunie 2026, în care factura indică 9.058 kWh; la O3 raportul este de 3,6, cu minim în lunile iunie-iulie; la O4 raportul este de 1,6, cu vârf de vară (7.041 kWh în iulie), caracteristic unei sarcini de răcire. Consumul din semestrul rece (octombrie-martie) reprezintă 53,4% din total.

2.3.2.3 Profilul orar sintetic pe 8.760 ore

Strategia de operare a sistemului de stocare este corelată cu profilul de consum al beneficiarului. În absența datelor orare măsurate, au fost construite profile sintetice pe 8.760 ore/an, distincte pe tip de funcțiune și calibrate astfel încât suma orară să reproducă valorile lunare și anuale din tabelul 2.1.

Tip de profil	Amplasamente	Caracteristici	Factor de reducere în weekend
Rezidențial, funcționare continuă 24/7	O1 – Centrul de tip respiro pentru persoane adulte cu dizabilități O3 – Centrul de primire în regim de urgență	Sarcină de bază permanentă semnificativă (iluminat de siguranță, frigorigice, echipamente medicale, ventilație); două vârfuri zilnice, dimineața (7-12) și seara (17-21)	0,90
Centru de zi, program de lucru L-V	O2 – Centrul de zi pentru persoane vârstnice O4 – Complexul de servicii sociale de zi	Sarcină redusă noaptea și în weekend; vârf pronunțat între orele 8 și 16, corespunzător programului cu beneficiarii	0,32

Puterile maxime simultane rezultate din model sunt: O1 – 9,2 kW; O2 – 29,7 kW; O3 – 15,3 kW; O4 – 22,9 kW; la nivel consolidat, 53,8 kW. Aceste valori sunt coerente cu dimensiunea și funcțiunea clădirilor și vor fi reconfirmate prin releveu electric și prin analiza puterilor aprobate pe fiecare POD.

Metodologia și sinteza rezultatelor simulării sunt prezentate în subcapitolul 3.2.5 și în secțiunea C.3. Fișierul cu rezultatele orare pe 8.760 de ore se anexează documentației de finanțare.

2.3.3 Infrastructura electrică existentă și condiționările tehnice

AMPLASAMENT	SITUAȚIA EXISTENTĂ	VERIFICĂRI NECESARE ÎNAINTEA EXECUȚIEI
O1 – Respiro	Nivelul de tensiune, puterea aprobată, schema tabloului general și capacitatea traseelor nu sunt integral documentate	Relevu electric, măsurători, verificarea selectivității, a prizei de pământ și confirmarea condițiilor operatorului de distribuție
O2 – Baltagului	Documentele disponibile indică un punct de măsurare la medie tensiune și o putere aprobată de 230 kW	Stabilirea punctului de cuplare pe joasă tensiune, verificarea postului de transformare, a protecțiilor și a contorizării; corelarea cu avizul tehnic de racordare
O3 – Cireșarii	Două locuri de consum distincte, cu POD-uri separate, păstrate în configurația actuală	Nu se execută lucrări la acest amplasament; se menține alimentarea existentă, iar consumul intră în bilanțul proiectului prin compensare cantitativă
O4 – Trompetului	Există documentație istorică privind amplasarea pe acoperiș, dar nu există capacitate executată	Relevu actual, expertiză structurală, verificarea instalației electrice și confirmarea oficială a locului de consum

Pentru toate amplasamentele vor fi verificate: poziția și schema tabloului general de distribuție, regimul neutrlui, secțiunile și încărcarea circuitelor, curenții de scurtcircuit prezumați, coordonarea și selectivitatea protecțiilor,

sistemul de legare la pământ, protecția la supratensiuni, coordonarea cu instalația de protecție la trăsnet, traseele de cabluri disponibile, accesul pentru intervenție și condițiile de securitate la incendiu aplicabile sistemelor de stocare.

2.3.4 Deficiențe, vulnerabilități și situații specifice identificate

ASPECT	SITUAȚIA IDENTIFICATĂ	IMPLICAȚIA PENTRU PROIECT
Dependența integrală de rețeaua publică	Întregul consum de 179.772 kWh/an este achiziționat	Cheltuieli recurente de aproximativ 247.900 lei/an cu TVA și expunere directă la variația prețului energiei
Trei instalații independente	Nu există compensare fizică între adrese; energia se transferă contabil, prin decontare	Fiecare obiect necesită generator fotovoltaic, stocare și sistem de management propriu; la Cireșarii, acoperirea consumului se realizează exclusiv prin compensarea energiei injectate de celelalte amplasamente
Decalajul producție-consum	Producția solară este diurnă, variabilă și concentrată în semestrul cald	Stocarea și controlul sunt necesare pentru maximizarea utilizării locale; o parte din producție rămâne nevalorificabilă
Calitatea datelor de consum	Consumul este documentat prin facturi pe toate cele cinci POD-uri, pe aceeași perioadă de 12 luni; la POD RO001E108636486 facturile sunt emise pe indexuri stabilite de furnizor, respectiv de distribuitor	Facturile lunare din perioada de referință se anexează integral; AC.1 se actualizează dacă furnizorul emite regularizări
Suprafață utilă limitată la O1	Suprafața construită a imobilului este insuficientă pentru amplasarea exclusiv pe acoperiș	Se impune soluția mixtă acoperiș – structuri de tip carport sau la sol, în incinta proprie
Date tehnice incomplete	Lipsește relevee, verificări structurale și condiții de racordare	Soluția de detaliu rămâne condiționată de investigații și avize
Continuitatea serviciilor sociale	Lucrările se execută în imobile aflate în exploatare, cu beneficiari vulnerabili	Etapizare, întreruperi planificate și măsuri de securitate adaptate fiecărui centru
Documentația din 2024 pentru Trompetului	Studiu istoric, fără finanțare și fără execuție	Nu există dublă finanțare și nici capacitate existentă de înlocuit

2.3.5 Necesitatea și oportunitatea realizării investiției

Necesitatea investiției rezultă din consumul anual consolidat de 179.772 kWh, din dependența integrală față de energia achiziționată din rețea și din obligația beneficiarului de a utiliza eficient resursele publice. La tarifele din facturile celor patru amplasamente – între 1,23 și 1,55 lei/kWh cu TVA –, costul anual al energiei achiziționate este de aproximativ 247.900 lei, sumă care crește odată cu evoluția prețurilor și care grevează bugetul unor servicii sociale esențiale. Producerea locală a energiei, corelată cu stocarea, cu managementul energetic și cu compensarea cantitativă a surplusului, reduce cantitatea preluată din rețea cu 58,0% și transformă o cheltuială recurentă variabilă într-o investiție cu durată de viață de peste 25 de ani.

Oportunitatea este determinată de:

- existența unui apel dedicat entităților publice, cu finanțare de până la 100% din cheltuielile eligibile;
- integrarea într-un singur proiect și într-un singur studiu de fezabilitate a trei obiecte de investiție care deservește patru locuri de consum, cu administrare tehnică și economică unitară;
- alocarea unui buget unic de 500 milioane euro, fără categorii de putere, cu selecție după principiul „primul venit, primul evaluat”, care favorizează proiectele pregătite pentru depunere imediată;

- absența necesității de a ocupa teren nou: instalațiile se amplasează pe clădirile existente și, unde este necesar, pe suprafețe deja impermeabilizate din incinta proprietăților;
- caracterul de exemplu public al investiției, într-un sector cu servicii sociale intensiv utilizate.

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

2.4.1 Cererea actuală de energie electrică

Cererea relevantă pentru dimensionarea investiției este consumul anual propriu al locurilor de consum incluse în proiect.

INDICATOR	METODOLOGIE	VALOARE	DOCUMENT SUPORT
AC.1 – C_an	$\Sigma C_{\text{lună}}$ pentru 12 luni consecutive	179.772 kWh/an	Facturi și centralizator pe fiecare POD – AN-01
AC.2 – P_an	Rezultatul anual al simulărilor pe amplasamente	196.364 kWh/an	AN-02 – rapoarte de simulare PVGIS și centralizarea rezultatelor; documentarea finală se realizează prin rapoarte generate la puterile proiectului
AC.3 – R_ac	$P_{\text{an}} / C_{\text{an}}$	1,0923	$196.364 / 179.772 = 1,0923$; valoarea generală este $\leq 1,00$, iar limita de 1,10 este aplicabilă situației justificate

Raportul proiectului este $R_{\text{ac}} = 1,0923$. Valoarea generală prevăzută în Anexa 1 – Cererea de finanțare este $R_{\text{ac}} \leq 1,00$, iar pentru situațiile justificate se admite o valoare de până la 1,10. Încadrarea proiectului în limita maximă aplicabilă situației justificate are o marjă de 0,71% pe producție, respectiv 0,70% pe consum. Depășirea valorii de 1,00 este justificată la subcapitolul 5.4.3 prin decalajul sezonier dintre producție și consum, includerea consumului amplasamentului O3 – Cireșarii și compensarea cantitativă a surplusului cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului, în condițiile art. 73^{^1} din Legea nr. 123/2012.

2.4.2 Prognoza cererii pe termen mediu și lung

Dimensionarea nu include consumatori noi și nici o majorare nedocumentată a sarcinii electrice. Proiectul nu include pompe de căldură. Puterea fotovoltaică este fundamentată exclusiv pe consumul anual de referință, fără utilizarea unei creșteri ipotetice a consumului.

ORIZONT	CERERE UTILIZATĂ ÎN ANALIZĂ	JUSTIFICARE
Situația de referință	179.772 kWh/an	Valoarea AC.1
Termen mediu, anii 1–5 de operare	179.772 kWh/an	Ipoteză conservatoare; variațiile reale se monitorizează, fără a fundamenta un consum suplimentar nedocumentat
Termen lung, perioada de analiză de 20 ani	179.772 kWh/an	Ipoteză metodologică pentru comparabilitate; nu reprezintă o garanție de consum constant

Dacă înainte de depunere apar consumatori noi sau investiții care majorează consumul, acestea vor fi incluse numai pe baza documentelor justificative prevăzute de Ghid și, după caz, a auditului electroenergetic. Într-o asemenea situație se recalculează AC.1–AC.3 și se reverifică dimensionarea fiecărui sistem.

2.4.3 Cererea de bunuri, lucrări și servicii generată de investiție

Realizarea obiectivului determină o cerere unică, limitată la necesarul tehnic al proiectului, structurată pe cele trei obiecte de investiție și consolidată pentru achiziție și buget:

- servicii de proiectare, verificare tehnică de calitate, obținere de avize, asistență tehnică din partea proiectantului, dirigenție de șantier și audit financiar;

- 360 module fotovoltaice de 500 Wp, structuri de montaj și accesorii, definite prin parametri minimi de performanță, fără indicarea unor mărci sau modele comerciale;
- 5 convertoare hibride trifazate, cu putere nominală AC totală de 180 kW;
- 3 sisteme de stocare cu tehnologie admisă de Ghid, totalizând 180 kW / 403 kWh, cu BMS, PCS, protecții și monitorizare;
- 3 sisteme de management energetic (EMS) cu funcție de limitare a exportului, contorizare bidirecțională și comunicații;
- tablouri, cabluri de curent continuu și alternativ, aparataj de protecție și măsurare, prize de pământ și lucrări de integrare în instalațiile existente;
- lucrări de construcții și montaj, organizare de șantier, punere în funcțiune, probe tehnologice, recepție și instruirea personalului beneficiarului;
- servicii de operare și mentenanță pe durata de viață, suportate din bugetul propriu al beneficiarului.

Specificațiile tehnice vor exprima **performanțe și parametri tehnici minimi**, nu mărci, modele, origini sau soluții brevetate.

2.5 Obiectivele preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

2.5.1 Obiectivul general

Creșterea producției și a utilizării energiei electrice din surse regenerabile pentru autoconsumul DGASPC Sector 5, prin realizarea a trei capacități fotovoltaice noi, cu sisteme de stocare integrate și management energetic, contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la eficientizarea cheltuielilor publice și la atingerea obiectivelor asumate de România prin Fondul pentru Modernizare.

2.5.2 Obiective specifice și rezultate măsurabile

ID	OBIECTIV SPECIFIC	REZULTAT ȚINTĂ
OS1	Realizarea capacităților fotovoltaice noi	180 kW AC / 0,180 MW putere eligibilă, 180,0 kWp DC, distribuiți la O1, O2 și O4
OS2	Integrarea stocării locale	180 kW putere de încărcare/descărcare și 403 kWh capacitate nominală (362,7 kWh utilizabili), tehnologie LFP
OS3	Producerea energiei regenerabile	196,36 MWh/an; 3.927,28 MWh în perioada de referință de 20 ani
OS4	Maximizarea utilizării locale a energiei	104.207 kWh/an energie efectiv autoconsumată, respectiv 58,0% din consumul anual acoperit din surse proprii; 89.541 kWh/an injectați și compensați cantitativ
OS5	Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră	115,56 tCO ₂ /an; 2.311,20 tCO ₂ în 20 de ani
OS6	Monitorizare, control și management dinamic al puterii active	Sistem EMS și contorizare bidirecțională pe fiecare amplasament, cu blocarea încărcării din rețea și limitarea exportului
OS7	Implementare în termen	18 luni, cu instalare, conectare și punere în funcțiune până cel târziu la 31.12.2029
OS8	Reducerea cheltuielilor publice cu energia	Venit brut estimat de 198.686 lei în primul an de operare, cu creștere pe durata de viață

2.5.3 Indicatorii consolidați ai proiectului

ID	INDICATOR	VALOARE / CONFORMITATE
----	-----------	------------------------

ID	INDICATOR	VALOARE / CONFORMITATE
I.1	Capacitate nou instalată de producere din sursă solară	0,180 MW / 180 kW AC
I.2	Reducerea anuală estimată a emisiilor de GES	115,56 tCO ₂ /an
I.3	Producția medie anuală de energie din sursă solară	196,36 MWh/an
I.4	Producția totală în perioada de referință (20 ani)	3.927,28 MWh
I.5	Factorul de capacitate al centralei	12,45%
I.6	Capacitate nou instalată de stocare	0,403 MWh / 403 kWh
I.7	Capacitate pentru pompe de căldură	Nu se aplică - 0 kW
AC.1	C_an - consum anual de referință	179.772 kWh/an
AC.2	P_an - producție anuală estimată	196.364 kWh/an
AC.3	$R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	1,0923; încadrare justificată în limita maximă de 1,10
AC.4	$R_P = P_{stoc} / P_{PV}$	1,00; raport egal cu valoarea minimă impusă de criteriul AC.4
AC.5	E_stoc raportat la P_PV	403 kWh nominal și 362,7 kWh utilizabili; valoare în intervalul 360-720 kWh

Puterea eligibilă I.1 se determină potrivit Ghidului prin însumarea puterilor nominale în curent alternativ ale invertoarelor, utilizându-se valoarea mai mică dacă puterea totală a panourilor fotovoltaice este inferioară:

$$I.1 = \min(\sum P_{AC} \text{ invertoare}; \sum P_{module}) = \min(180 \text{ kW}; 180 \text{ kWp}) = 180 \text{ kW} = 0,180 \text{ MW}$$

Concluzia Capitolului 2. Investiția este necesară, oportună și aliniată obiectivelor Fondului pentru Modernizare. Configurația de 180 kW AC și 180 kW / 403 kWh respectă la nivel consolidat condițiile AC.3-AC.5 și este destinată integral autoconsumului beneficiarului. Consumul anual de referință de 179.772 kWh/an, preluat din facturi, constituie baza energetică a dimensionării, iar profilul lunar și profilele orare sintetice construite în acest capitol stau la baza simulărilor din Capitolul 3.

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

3.1 Particularitățile amplasamentelor propuse pentru realizarea obiectivului de investiții

Investiția este distribuită în trei imobile distincte — O1, O2 și O4 —, fiecare având propriul loc de consum, propria instalație electrică de utilizare și propriul sistem fotovoltaic cu stocare. Al patrulea imobil, O3, rămâne loc de consum declarat în proiect, fără instalație proprie de producere. Amplasamentele sunt prezentate individual, iar analiza consolidată a suprafețelor închide subcapitolul.

3.1.1 O1 – Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități

ELEMENT	DATE
Adresă	Str. Dealul Cotmeana nr. 41C (fost nr. 41B), Sector 5, București
Identificare cadastrală	CF / nr. cadastral 238279
Suprafață teren	206 m ²
Construcție	C1, regim S+P+1E, suprafață construită 81 m ² , suprafață desfășurată 156 m ²
Suprafață liberă de construcții	≈ 125 m ²
Coordonate utilizate în simulare	44,3934385 N / 26,0419630 E
Funcțiune și program	Centru rezidențial de tip respiro, funcționare continuă 24/7
Consum anual de referință	30.226 kWh/an – valoare preluată din facturi
Putere maximă simultană estimată	9,2 kW
Acces	Acces urban existent din Str. Dealul Cotmeana
Condiționare principală	Suprafață utilă restrânsă – necesită soluție mixtă acoperiș și structură la sol/carport

Documentația grafică de amplasament – O1 (Str. Dealul Cotmeana nr. 41C)



IMG-01-A - O1 - Incadrarea în zonă - Str. Dealul Cotmeana nr. 41C, Sector 5, București

Sursa: Google Maps, imagini satelitare Airbus / Imagin Technologies, © 2024 Google. Captură 12.08.2024 - Imagini cu rezoluție în funcție de zonă, dimensiune și nivel de zoom. Scara de măsură: 50 m.



IMG-01-B - O1 - Vedere satelit de detaliu, acoperiș și incintă - Str. Dealul Cotmeana nr. 41C

Sursa: Google Maps, imagini satelitare Airbus / Imagin Technologies, © 2024 Google. Captură 15.08.2024 - Imagini cu rezoluție în funcție de zonă, dimensiune și nivel de zoom. Scara de măsură: 10 m.

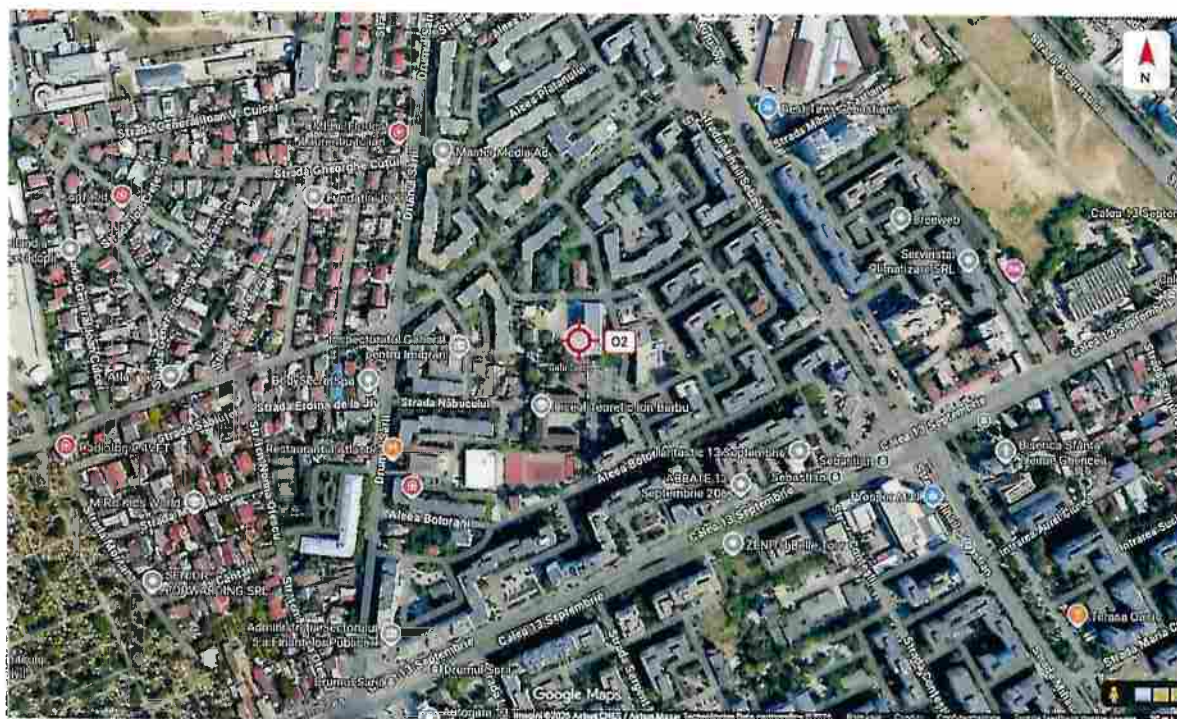
IMG-01-D

3.1.2 O2 - Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14

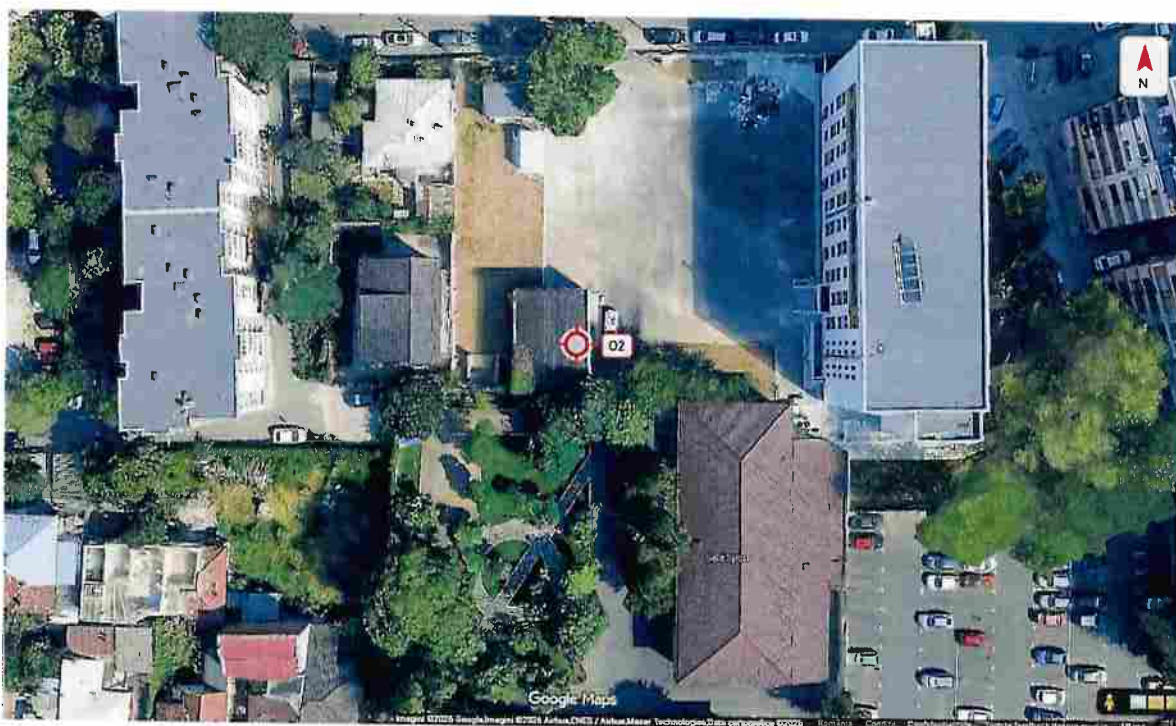
ELEMENT	DATE
Adresă	Str. Baltagului nr. 14, Sector 5, București

ELEMENT	DATE
Identificare cadastrală	CF / nr. cadastral 218793
Suprafață teren	3.794 m ²
Construcție	C1, regim S+P+3E, suprafață construită 665 m ²
Suprafață liberă de construcții	≈ 3.129 m ²
Coordonate utilizate în simulare	44,4217764 N / 26,0618183 E
Funcțiune și program	Centru de zi, program de lucru L-V
Consum anual de referință	37.639 kWh/an – valoare preluată din facturi
Putere maximă simultană estimată	29,7 kW
Situație electrică	Punct de măsurare la medie tensiune, putere aprobată 230 kW
Condiționare principală	Se păstrează accesul la echipamentele existente, căile de evacuare și zonele de intervenție

Documentația grafică de amplasament - O2 (Str. Baltagului nr. 14)



IMG-02-A - 02 - Incadrarea in zona - Str. Baltagului nr. 14, Sector 5, Bucuresti



IMG-02-B - 02 - Vedere satelit de detaliu, acoperiș și incintă - Str. Baltagul nr. 14

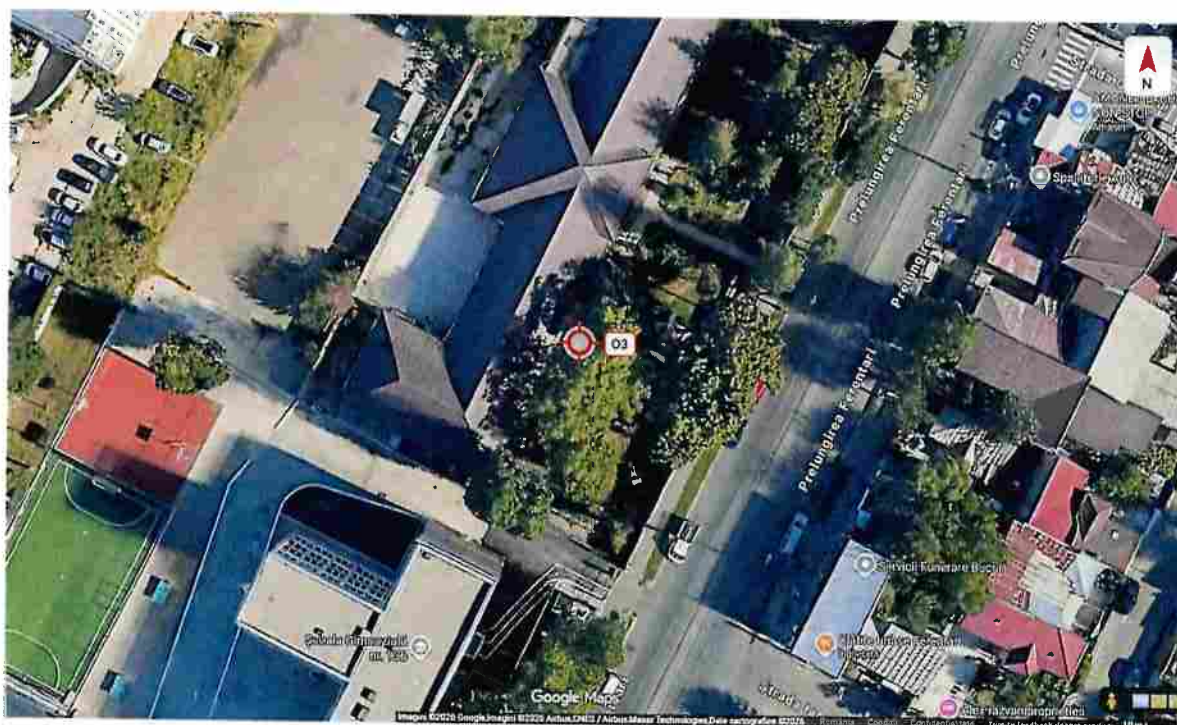
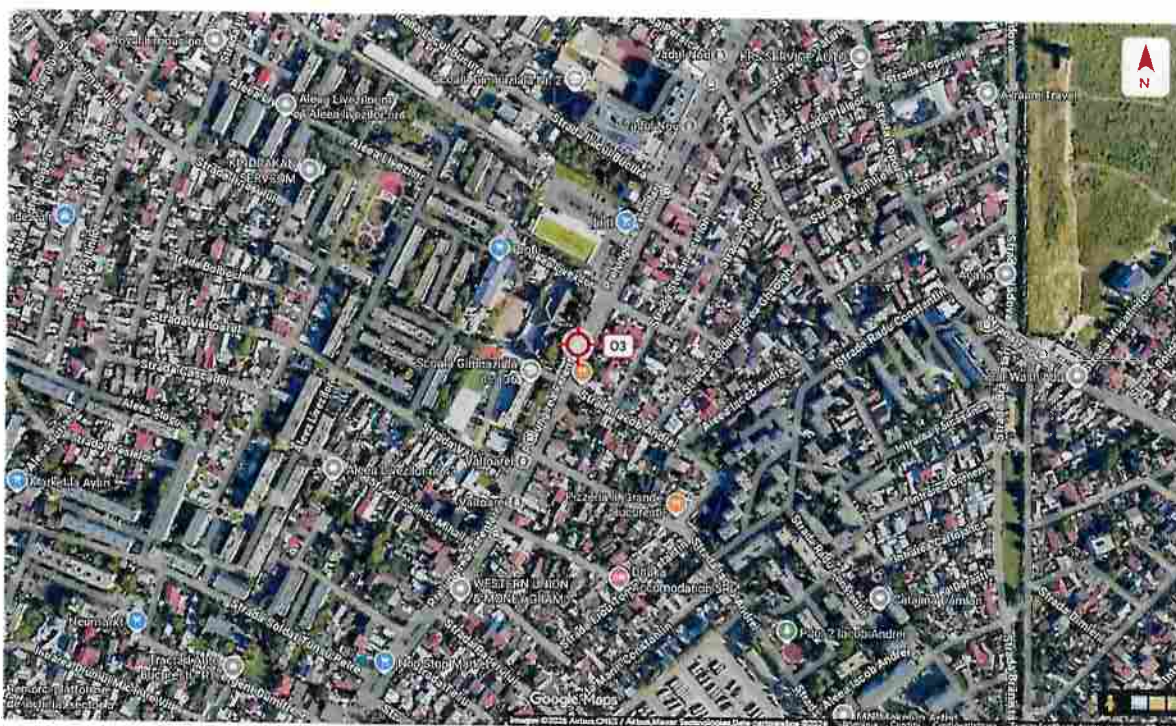
Sursa: Google Maps, imagini satelitare, Google / Google Technologies, © 2026 Google - captură 18.05.2024 - imagine cu titlu ilustrativ, pentru evidențierea amplasamentului și alinierea grafică. 1/0 a.

IMG-02-D

3.1.3 O3 - C.P.R.U. Cireșarii II

ELEMENT	DATE
Adresă	Prelungirea Ferentari nr. 72-74, Sector 5, București
Identificare cadastrală	CF / nr. cadastral 227211
Suprafață teren	1.470 m ²
Construcție	C1, suprafață construită 187 m ² , suprafață desfășurată 478 m ²
Suprafață liberă de construcții	≈ 1.283 m ²
Coordonate utilizate în simulare	44,3843944 N / 26,0758645 E
Funcțiune și program	Centru de primire în regim de urgență, funcționare continuă 24/7
Consum anual de referință	49.606 kWh/an – valoare preluată din facturi (două POD-uri)
Putere maximă simultană estimată	15,3 kW
Situație electrică	Două POD-uri, păstrate în configurația existentă; nu se execută lucrări de racordare
Condiționare principală	La acest amplasament nu se realizează investiții; rămâne loc de consum declarat în proiect, iar consumul se acoperă prin compensarea cantitativă a energiei injectate la celelalte trei amplasamente

Documentația grafică de amplasament - O3 (Prelungirea Ferentari nr. 72-74)



La amplasamentul O3 nu se execută lucrări, astfel încât documentația fotografică proprie, releveul și fișele de teren nu sunt necesare.

3.1.4 O4 – Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități

ELEMENT	DATE
---------	------

ELEMENT	DATE
Adresă	Str. Trompetului nr. 117, Sector 5, București
Identificare cadastrală	CF / nr. cadastral 227304
Suprafață teren	3.990 m ²
Construcții	C1, 3 niveluri, suprafață construită 915 m ² ; C2, suprafață construită 48 m ²
Suprafață liberă de construcții	≈ 3.027 m ²
Coordonate utilizate în simulare	44,3952033 N / 26,0713782 E
Funcțiune și program	Complex de servicii sociale de zi, program L-V
Consum anual de referință	62.301 kWh/an – valoare preluată din facturi
Putere maximă simultană estimată	22,9 kW
Situație electrică	POD RO001E108556173; corelarea POD-adresă-titular se documentează prin confirmarea operatorului și a furnizorului
Condiționare principală	Se reanalizează integral soluția de amplasare; nu se preia layoutul din documentația 2024

Documentația grafică de amplasament – O4 (Str. Trompetului nr. 117)



IMG-04-A - O4 - Încadrarea în zonă - Str. Trompetului nr. 117, Sector 5, București

Sursa: Google Maps, Imagini satelitare Airbus / Aerial - Imagini satelitare, © 2024 Google. Imaginile sunt furnizate pentru identificarea amplasării și nu reprezintă o garanție de acuratețe.

Surse: 500deIdei.com, imagine asociatilor.robus / iStockphoto Technologies. © 2026 Google - capturi: 18.08.2026 - imagine cu titlu postativ pentru identificarea arhitecturii sistemului de lucru bazat pe flux.

Configurația de referință utilizează module de 500 Wp cu o suprafață unitară de aproximativ 2,38 m². Pentru un câmp fotovoltaic în configurație est-vest la înclinare de 10°, coeficientul de ocupare a terenului este de aproximativ 0,90, rezultând o suprafață brută a câmpului de circa 2,76 m²/modul. Suprafețele necesare, raportate la suprafețele construite disponibile, sunt:

Obiect	Module	Amprentă module	Câmp PV brut necesar	Sc construcție	Grad de ocupare a acoperișului	Suprafață liberă de construcții	VERDICT
O1 – Respiro	40	95,3 m²	110,4 m²	81 m²	136%	125 m²	Nefezabil exclusiv pe acoperiș
O2 – Baltagului	120	285,8 m²	331,2 m²	665 m²	50%	3.129 m²	Fezabil pe acoperiș
O4 – Trompetului	200	476,5 m²	552,0 m²	915 m² (C1)	48% (câmp pe acoperiș)	3.027 m²	Fezabil: 160 de module pe acoperiș și 40 pe structuri în incintă
TOTAL	360	857,7 m²	993,6 m²	1.661 m²	53%	6.281 m²	-

O4, puterea de 100 kW depășește suprafața de acoperiș care poate fi ocupată rezonabil, astfel încât o parte a câmpului se amplasează pe structuri în incintă.

Soluția adoptată: la O1 câmpul fotovoltaic se realizează în soluție mixtă, parțial pe acoperiș și parțial pe structuri metalice de tip carport sau structuri fixe la sol, amplasate pe suprafața liberă din incinta proprietății (125 m² disponibili). La O4, 160 de module se amplasează pe acoperișul clădirii C1, la un grad de ocupare de 48%, iar 40 de module pe structuri de tip carport sau la sol, pe suprafața liberă de 3.027 m². La O2, întregul câmp de 120 de module se amplasează pe acoperișul clădirii C1, la un grad de ocupare de 50%.

Structurile metalice la sol sau de tip carport sunt incluse în soluția tehnică pentru O1 și O4. Consolidările acoperișurilor nu sunt incluse în soluția analizată. Dacă verificările structurale indică necesitatea consolidării, cheltuiala rămâne neeligibilă și se suportă din bugetul propriu al beneficiarului.

Repartizarea exactă acoperiș/sol la amplasamentele O1 și O4 se stabilește prin relevu și prin expertiza structurală, fără modificarea puterii instalate pe obiect și fără afectarea indicatorilor proiectului.

3.1.6 Surse de poluare, date climatice și particularități de relief

Amplasamentele se află în mediul urban al Municipiului București, în zonă de câmpie, fără particularități de relief care să influențeze soluția tehnică. La faza proiectului tehnic se verifică existența eventualelor contaminări sau surse industriale punctuale care ar putea afecta lucrările ori exploatarea echipamentelor.

Pentru proiectarea instalațiilor sunt relevanți următorii factori de mediu:

FACTOR	EFFECT POTENȚIAL	MĂSURĂ DE PROIECTARE / OPERARE
Temperaturi ridicate și insolație intensă	Reducerea randamentului modulelor, solicitarea cablurilor, accelerarea îmbătrânirii bateriilor	Distanțe de ventilație sub module, monitorizarea temperaturii, amplasarea sistemelor de stocare în spații climatizate, funcții de limitare controlată a puterii
Vânt și suptiuni pe acoperiș	Solicitări asupra modulelor, structurilor și elementelor de prindere	Calcul structural pe fiecare zonă de acoperiș, sistem de fixare compatibil cu suportul existent, retrageri față de marginile acoperișului
Zăpadă, ploi intense și băltiri	Încărcări suplimentare, infiltrații, coroziune, indisponibilitate	Verificarea scurgerilor, menținerea culoarelor de drenaj, etanșări, grade de protecție IP adecvate, poziționarea echipamentelor deasupra zonelor cu acumulări
Pulberi și depuneri urbane	Pierderi de producție și puncte fierbinți în cazul depunerilor neuniforme	Plan de inspecție și curățare adaptat rezultatelor monitorizării, fără substanțe agresive
Descărcări atmosferice și supratensiuni	Avarii ale modulelor, convertoarelor, EMS și sistemelor de stocare	Coordonare cu instalația de protecție la trăsnet, descărcătoare tip 1+2 pe DC, AC și date, echipotentializare
Grindină	Fisurarea modulelor, pierderi de producție	Module cu încercări mecanice conform SR EN IEC 61215, inspecție după furtună, înlocuirea imediată a modulelor fisurate

3.1.7 Rețele edilitare, interferențe, zone protejate și alte condiționări

Soluțiile se conectează la instalațiile electrice interioare existente și nu presupun, în ipoteza de bază, relocări majore ale altor utilități. Traseele de cabluri, pozițiile tablourilor, conductele și instalațiile existente, căile de evacuare, zonele cu risc de incendiu și eventualele servituți se verifică prin ridicare în teren și prin certificatele de urbanism.

CONDIȚIONARE	CERINȚĂ DE PROIECTARE	MOD DE TRATARE
Rețele edilitare care	Identificarea rețelelor în zona	Relevu coordonat și avizele deținătorilor de

CONDIȚIONARE	CERINȚĂ DE PROIECTARE	MOD DE TRATARE
necesită relocare sau protejare	traseelor și fundațiilor	rețele, după caz
Monumente istorice, situri arheologice, zone protejate	Stabilirea regimului de protecție al amplasamentelor	Regimul se stabilește prin certificatele de urbanism și prin avizele solicitate prin acestea
Terenuri din sistemul de apărare și ordine publică	Confirmarea regimului juridic al terenurilor	Verificarea documentelor juridice și urbanistice aplicabile
Continuitatea serviciilor sociale	Imobile în exploatare pe durata lucrărilor, cu beneficiari vulnerabili	Etapizare, zone securizate, întreruperi programate, menținerea căilor de evacuare
Risc de incendiu specific sistemelor de stocare	Risc tehnologic asociat sistemelor electrochimice	Amplasare în camere tehnice dedicate, detectare, oprire de urgență, separare, ventilație, măsuri stabilite cu specialistul în securitate la incendiu
Terenuri agricole în extravilan	Nu este cazul – toate imobilele sunt în intravilanul Municipiului București	Nu se aplică prevederile art. 92 alin. (2) lit. j) din Legea nr. 18/1991

3.1.8 Caracteristici structurale și seismice; cerințe de expertizare

Pentru amplasarea pe acoperiș, condiția determinantă nu este terenul de fundare, ci **capacitatea structurii existente** de a prelua greutatea permanente și acțiunile variabile asociate sistemului fotovoltaic, inclusiv vântul, zăpada și efectele seismice. Greutatea specifică estimată a ansamblului modul-structură este de 15-20 kg/m² de suprafață de acoperiș ocupată, valoare care se verifică față de rezerva de capacitate portantă a fiecărei structuri.

Municipiul București se încadrează, potrivit reglementărilor tehnice în vigoare, într-o zonă cu accelerație seismică de proiectare ridicată și perioadă de colț mare, ceea ce impune verificarea explicită a prinderilor și a efectelor de amplificare pe ultimul nivel. Parametrii de calcul și încadrarea construcțiilor în categorii și clase de importanță vor fi stabiliți de expertul și proiectantul de structură, potrivit reglementărilor tehnice în vigoare la data proiectării; **prezentul studiu nu prezumă o încadrare.**

DOMENIU	CERINȚĂ	ETAPA DE VERIFICARE
Soluții pe acoperiș	Expertiză sau verificare structurală, releveu, identificarea stratificației și a elementelor portante	Anterior definitivării layoutului și sistemului de prindere
Soluții la sol / carport	Ridicare topografică, identificarea utilităților subterane și, după caz, studiu geotehnic pentru fundații	La faza PT/DTAC pentru O1 și O4
Date seismice, de vânt și de zăpadă	Se determină conform reglementărilor actuale și amplasamentului exact; nu se preiau valori din documentații istorice	Prin verificarea structurală aferentă fiecărui obiect
Ape subterane și hidrologie	Nu influențează soluțiile pe acoperiș; relevanța se reevaluează pentru fundații noi	Studiu dedicat numai dacă soluția constructivă îl impune

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

3.2.1 Caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului

PARAMETRU	VALOARE	REGULĂ / EXPLICAȚIE
Putere fotovoltaică	180 kW AC / 0,180 MW	Suma puterilor nominale AC ale convertoarelor; puterea AC este egală cu puterea DC totală

PARAMETRU	VALOARE	REGULĂ / EXPLICAȚIE
eligibilă - I.1		
Generator fotovoltaic	180,0 kWp DC	360 module $\times$ 500 Wp, fără indicarea unei mărci sau a unui model comercial
Raport DC/AC	1,00	180,0 kWp DC / 180 kW AC - raport unitar, cu egalitatea dintre puterea modulelor și puterea convertoarelor, aplicabilă indicatorului AC.4
Stocare - putere	180 kW	Putere nominală totală de încărcare/descărcare; $R_P = 180/180 = 1,00$
Stocare - energie	403 kWh / 0,403 MWh	$2 \text{ h} \times P_{PV} = 360 \leq E_{\text{stoc}} = 403 \leq 720 = 4 \text{ h} \times P_{PV}$; durată nominală 2,24 h la puterea eligibilă; capacitate utilizabilă 362,7 kWh la DoD 90%
Tehnologie de stocare	LiFePO ₄ (LFP)	Tehnologiile pe bază de plumb, NiCd și NiMH nu sunt admise de Ghid
Producție anuală estimată	196.364 kWh/an	Rezultatul simulărilor pe amplasamente - subcapitolul 3.2.4
Randament specific	1.090,9 kWh/kWp DC/an; 1.090,9 kWh/kW AC/an	Raportare la puterea nominală; raportul DC/AC este 1,00
Autoconsum	100% din producție destinată consumului propriu al beneficiarului	Autoconsum prioritar la cele trei amplasamente cu instalații, cu stocare locală; surplusul se injectează și se compensează cantitativ cu consumul celorlalte locuri de consum ale beneficiarului, inclusiv O3
Pompe de căldură	Nu se aplică - 0 kW	Dimensionarea nu utilizează consumuri viitoare nedocumentate

Determinarea indicatorului I.1 I.1 = $\min(\sum \text{puteri nominale AC ale convertoarelor}; \sum \text{puteri nominale ale modulelor}) = \min(180 \text{ kW}; 180 \text{ kWp}) = 180 \text{ kW} = 0,180 \text{ MW}$

3.2.2 Dimensionarea instalațiilor fotovoltaice

Dimensionarea a parcurs următoarele etape, în ordinea de mai jos:

Pasul 1 - Puterea maximă corespunzătoare condiției de autoconsum. Valoarea generală a indicatorului este $R_{ac} = P_{an}/C_{an} \leq 1,00$. Pentru situațiile justificate se admite o valoare de până la 1,10. Pentru $C_{an} = 179.772 \text{ kWh/an}$, producția anuală maximă corespunzătoare limitei aplicabile situației justificate este:

$$P_{an,max} = 1,10 \times 179.772 = 197.749 \text{ kWh/an}$$

La un randament specific de 1.090,9 kWh/kW/an, identic în curent continuu și în curent alternativ la un raport c.c./c.a. de 1,00, rezultă puterea maximă corespunzătoare limitei de 1,10 aplicabile situației justificate:

$$P_{AC,max} = 197.749 / 1.090,9 = 181,27 \text{ kW AC (la } R_{ac} = 1,00 \text{ ar rezulta } 164,79 \text{ kW AC)}$$

Pasul 2 - Determinarea puterii maxime admise de plafonul de ajutor public. Plafonul de 900.000 EUR/MW fără TVA, la un ajutor de maximum 162.000 EUR pentru un proiect cu buget de 851.196,60 lei fără TVA, conduce la o putere de referință de 0,180 MW. Puterea instalată se stabilește astfel încât întreaga investiție eligibilă să se încadreze în plafon.

Pasul 3 - Alegerea puterii instalate. Se adoptă $P_{AC} = 180 \text{ kW}$, valoare care:

- se încadrează în limita maximă de 1,10 aplicabilă situației justificate, cu o marjă de 0,71% pe producție, respectiv 0,70% pe consum; valoarea rezultată este $R_{ac} = 1,0923$;
- corespunde exact plafonului de ajutor public de 162.000 EUR;

- asigură egalitatea dintre puterea în module și puterea convertoarelor (180 kWp = 180 kW), astfel încât P_{PV} este determinată univoc pentru calculul indicatorilor.

Pasul 4 – Repartizarea puterii pe amplasamente. Instalațiile fotovoltaice se realizează la O1 – Respiro, O2 – Baltagului și O4 – Trompetului. Repartizarea celor 180 kW între aceste trei amplasamente rezultă din potențialul fizic stabilit la subcapitolul 3.1.5 și din utilizarea configurațiilor standard de convertoare. La O2 și O4 raportul local dintre producție și consum depășește unitatea (1,74, respectiv 1,75); surplusul se injectează în rețea și se compensează cantitativ cu consumul celorlalte locuri de consum ale beneficiarului, inclusiv cu cel al O3 – Cireșarii. Criteriul AC.3 se verifică la nivel consolidat, prin raportarea producției anuale estimate la consumul anual de referință aferent locurilor de consum declarate în proiect. Configurația adoptată este:

Tabelul 3.2 – Configurația tehnică de referință pe amplasamente

COD	OBIECT	MODULE	PUTERE DC	CONVERTOARE	PUTERE AC	BESS	DURATĂ	DC/AC
O1	Respiro	40 × 500 Wp	20,0 kWp	1 × 20 kW	20 kW	20 kW / 45 kWh	2,25 h	1,00
O2	Baltagului	120 × 500 Wp	60,0 kWp	2 × 30 kW	60 kW	60 kW / 134 kWh	2,23 h	1,00
O4	Trompetului	200 × 500 Wp	100,0 kWp	2 × 50 kW	100 kW	100 kW / 224 kWh	2,24 h	1,00
TOTAL PROIECT		360 module	180,0 kWp	5 unități	180 kW	180 kW / 403 kWh	2,24 h	1,00

Pasul 5 – Configurația electrică a generatorului. Modulele se grupează în stringuri de câte 10 unități, dimensionate astfel încât tensiunea în circuit deschis la temperatura minimă de calcul să rămână sub 1.000 V, iar tensiunea la punctul de putere maximă, la temperatura maximă de funcționare, să se situeze în domeniul de urmărire al convertorului:

Obiect	Stringuri	Module/string	Total module	Curent nominal AC	Aparat de protecție AC
O1	4	10	40	≈ 29 A	4P, 40 A
O2	12	10	120	≈ 87 A	2 × (4P, 63 A)
O4	20	10	200	≈ 145 A	2 × (4P, 100 A)
TOTAL	36	-	360	-	-

Stringurile se repartizează echilibrat pe intrările de urmărire a punctului de putere maximă, separat pentru orientarea est și pentru orientarea vest, astfel încât diferența de iradianță între cele două subcâmpuri să nu genereze pierderi de neadaptare.

Tabelul 3.2bis – Configurarea zonelor de module și a intrărilor de urmărire a punctului de putere maximă

Obiect	Zonă de module	Module	Putere	Orientare (azimut)	Înclinare	Tip de montaj	Suprafață generator	Stringuri alocate
O1	Zona Est	20	10,0 kWp	Est, 95°	10°	Acoperiș + carport/sol	47,6 m ²	2 × 10
	Zona Vest	20	10,0 kWp	Vest, 275°	10°	Acoperiș + carport/sol	47,6 m ²	2 × 10
O2	Zona Est	60	30,0 kWp	Est, 95°	10°	Acoperiș	142,9 m ²	6 × 10
	Zona Vest	60	30,0 kWp	Vest, 275°	10°	Acoperiș	142,9 m ²	6 × 10
O4	Zona Est	100	50,0	Est, 95°	10°	Acoperiș +	238,3 m ²	10 × 10

Obiect	Zonă de module	Module	Putere	Orientare (azimut)	Înclinare	Tip de montaj	Suprafață generator	Stringuri alocate
			kWp			structuri în incintă		
	Zona Vest	100	50,0 kWp	Vest, 275°	10°	Acoperiș + structuri în incintă	238,3 m ²	10 × 10
TOTAL	6 zone	360	180,0 kWp	-	10°	-	857,7 m²	36 stringuri

Tabelul 3.2ter - Configurarea convertoarelor și factorul de dimensionare

Obiect	Convertor	Putere nominală AC	Putere DC alocată	Factor de dimensionare (P_DC/P_AC)	Alocarea stringurilor pe intrările de urmărire
O1	1 buc.	20 kW	20,0 kWp	100%	MPP 1: 2 × 10 (est); MPP 2: 2 × 10 (vest)
O2	2 buc. × 30 kW	60 kW	60,0 kWp	100%	Pe fiecare convertor: MPP 1: 3 × 10 (est); MPP 2: 3 × 10 (vest)
O4	2 buc. × 50 kW	100 kW	100,0 kWp	100%	Pe fiecare convertor: MPP 1: 5 × 10 (est); MPP 2: 5 × 10 (vest)
TOTAL	5 unități	180 kW	180,0 kWp	100%	36 stringuri × 10 module

Factorul de dimensionare între generatorul fotovoltaic și convertoare este unitar (180,0 kWp în curent continuu și 180 kW în curent alternativ), astfel încât limitarea puterii de ieșire a convertorului să nu apară practic niciodată, iar energia pierdută prin această limitare să rămână sub 0,1% din producția anuală – valoare confirmată prin bilanțul energetic de la subcapitolul 3.2.4.3. Configurația est/vest reduce suplimentar acest risc, întrucât cele două subcâmpuri nu ating simultan puterea maximă.

Repartizarea finală a stringurilor pe intrările de urmărire a punctului de putere maximă se va confirma la faza de proiect tehnic, după relevu, cu verificarea tensiunii în circuit deschis la temperatura minimă de calcul și a tensiunii la punctul de putere maximă la temperatura maximă de funcționare.

Au fost analizate variante de repartizare a puterii totale de 180 kW între cele trei amplasamente echipate, cu menținerea aceluiași indicatori consolidați. Rezultatele comparative sunt prezentate la subcapitolul 4.5.2. Se adoptă configurația din tabelul 3.2, care maximizează energia autoconsumată la nivel consolidat, se încadrează în cerințele Ghidului și utilizează puteri standard de convertoare.

3.2.3 Dimensionarea sistemelor de stocare

Dimensionarea stocării utilizează criteriile tehnice AC.4 și AC.5 și rezultatele analizei tehnico-economice a duratei de stocare.

Condiția AC.4 – puterea sistemului de stocare:

$$R_P = P_{stoc} / P_{PV} \geq 1,00 \rightarrow P_{stoc} \geq 180 \text{ kW} \text{ Se adoptă } P_{stoc} = 180 \text{ kW, respectiv } R_P = 1,00$$

Condiția AC.5 – capacitatea sistemului de stocare:

$$2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV} \rightarrow 360 \text{ kWh} \leq E_{stoc} \leq 720 \text{ kWh}$$

Ambele limite sunt admise de Ghid. Alegerea în interiorul acestui interval a fost fundamentată prin **simulare orară comparativă**, la aceeași putere fotovoltaică instalată și aceleași profile de consum:

Tabelul 3.3 – Analiza tehnico-economică a duratei de stocare

E_stoc	Durată nominală	Energie efectiv utilizată	Valorificarea producției	Câștig față de 2 h	Cost suplimentar estimat (605 lei/kWh, fără TVA)	Economie anuală suplimentară (0,6998 lei/kWh)	Termen simplu de recuperare a diferenței
403 kWh	2,24 h	104.207 kWh/an	98,7%	referință	-	-	-
540 kWh	3,00 h	104.534 kWh/an	98,7%	+327 kWh/an	+82.885 lei	+229 lei/an	≈ 362 ani
720 kWh	4,00 h	104.937 kWh/an	98,6%	+730 kWh/an	+191.785 lei	+511 lei/an	≈ 375 ani

Justificarea alegerii $E_{\text{stoc}} = 403 \text{ kWh}$ ($2,24 \text{ h} \times P_{\text{PV}}$). Creșterea capacității de stocare de la 403 kWh la 720 kWh, respectiv la limita superioară admisă de AC.5, aduce un câștig de numai 730 kWh/an de energie autoconsumată, la un cost suplimentar de aproximativ 191.785 lei fără TVA, adică +26,2% din capitolul 4 al devizului. Sub regimul de compensare cantitativă, câștigul economic al fiecărui kWh mutat din injecție în autoconsum este diferența dintre tariful evitat (1,3489 lei/kWh) și prețul de decontare al energiei injectate (0,6491 lei/kWh), respectiv 0,6998 lei/kWh; economia anuală suplimentară ar fi de circa 511 lei, iar termenul simplu de recuperare al diferenței depășește 375 de ani, adică de peste optsprezece ori durata de viață a echipamentului.

Surplusul de energie se concentrează în zilele senine din semestrul cald, când bateria atinge starea de încărcare maximă în primele ore ale intervalului de vârf, iar consumul ulterior nu permite descărcarea completă înaintea ciclului următor. Creșterea capacității deplasează saturarea cu câteva ore, fără a elimina decalajul sezonier. Simularea indică atingerea stării de încărcare maximă în 174-248 de zile pe an, în funcție de amplasament; energia suplimentară recuperabilă rămâne marginală din cauza consumului nocturn limitat al centrelor.

Se adoptă $E_{\text{stoc}} = 403 \text{ kWh}$, limita inferioară a intervalului admis, ca soluție optimă din punct de vedere al eficienței utilizării fondurilor publice.

Repartizarea stocării pe amplasamente și verificarea condițiilor AC.4 și AC.5:

Obiect	P_PV [kW]	P_stoc [kW]	R_P	E_stoc [kWh]	Interval admis 2-4 h	Durată	Verificare
O1	20	20	1,00	45	$40 \leq E \leq 80$	2,25 h	Conform
O2	60	60	1,00	134	$120 \leq E \leq 240$	2,23 h	Conform
O4	100	100	1,00	224	$200 \leq E \leq 400$	2,24 h	Conform
TOTAL	180	180	1,00	403	$360 \leq E \leq 720$	2,24 h	Conform

Criteriile tehnice AC.4 și AC.5 sunt verificate la nivel consolidat și pentru fiecare obiect de investiție.

Parametrii funcționali minimi ai sistemelor de stocare, asumați ca cerințe de achiziție:

Parametru	Valoare minimă asumată
Capacitate nominală totală la punerea în funcțiune	$\geq 403 \text{ kWh}$ (capacitate utilizabilă $\geq 362,7 \text{ kWh}$ la DoD $\geq 90\%$)
Putere continuă de încărcare/descărcare	$\geq 180 \text{ kW}$
Adâncime de descărcare utilă (DoD)	$\geq 90\%$
Randament la ciclu complet (round-trip), la nivel de sistem	$\geq 88\%$
Număr de cicluri la condițiile declarate	≥ 6.000
Garanție energetică / de capacitate	$\geq 10 \text{ ani}$

Parametru	Valoare minimă asumată
Tehnologie	LiFePO ₄ ; interzise plumb, NiCd, NiMH
Conformitate	SR EN 62619 și standardele aplicabile ansamblului

3.2.4 Simularea producției fotovoltaice

3.2.4.1 Metodologie și ipoteze

Producția anuală de energie electrică a fost estimată prin simulare, separat pentru fiecare amplasament, utilizând instrumentul **PVGIS 5.3** dezvoltat de Centrul Comun de Cercetare al Comisiei Europene, cu baza de date meteorologică **SARAH3**, seria 2005–2023.

Ipoteză de simulare	Valoare	Justificare
Coordonate	Specifice fiecărui amplasament (tabelul 3.4)	Preluat din identificarea cadastrală
Tehnologie module	Siliciu cristalin	Corespunde parametrilor minimi asumați
Tip de montaj	Fix, fără urmărire	Adecvat amplasării pe clădiri și structuri fixe
Orientare	Est/Vest, 50%/50%	Maximizează puterea instalabilă pe suprafață limitată, reduce încărcările la vânt și efectul de velă, aplatizează curba de producție și extinde intervalul zilnic de generare – favorabil autoconsumului
Înclinare	10°	Compromis între producția specifică, densitatea de amplasare, autocurățarea modulelor și încărcările din vânt
Pierderi de sistem	14,5%	Pierderi introduse de utilizator pentru cabluri, neadaptare, murdărire și disponibilitate/conversie; efectele temperaturii și ale iradierii reduse sunt calculate separat de PVGIS
Bază meteorologică	SARAH3, 2005–2023	Serie de 19 ani, care atenuează variabilitatea interanuală
Rezoluția datelor	1 oră	Permite construirea bilanțului orar din subcapitolul 3.2.5
Model pentru iradianța difuză pe plan orizontal	Descompunere pe baza indicelui de seninătate	Model consacrat, utilizat în programele de specialitate
Model pentru iradianța pe suprafață înclinată	Model anizotrop de tip Hay–Davies	Tratează separat componenta directă, difuză circumsolară, difuză izotropă și reflectată de sol
Albedo	0,20 (valoare implicită pentru mediul urban)	Contribuție de +0,15% la radiația incidentă

Alegerea orientării est-vest, în locul orientării clasice către sud, este o decizie de proiectare deliberată. La aceeași suprafață disponibilă, o configurație est-vest la înclinare mică permite instalarea unei puteri cu 30–40% mai mari decât o configurație sudică cu rânduri distanțate pentru evitarea umbririi reciproce, iar profilul de producție rezultat este mai larg și mai plat, cu producție semnificativă dimineața și după-amiaza. Pentru un consumator public cu program diurn, această caracteristică crește direct autoconsumul instantaneu și reduce solicitarea sistemului de stocare.

3.2.4.2 Rezultatele simulării

Tabelul 3.4 – Rezultatele simulărilor de producție pe amplasamente

Obiect	Putere DC	Putere AC	Coordonate	Rezultat PVGIS scalat	Raport P _{an} / rezultat scalat	Producție utilizată	Randament specific
--------	-----------	-----------	------------	-----------------------	--	---------------------	--------------------

Obiect	Putere DC	Putere AC	Coordonate	Rezultat PVGIS scalat	Raport P_an / rezultat scalat	Producție utilizată	Randament specific
O1 – Respiro	20,0 kWp	20 kW	44,3934385 N / 26,0419630 E	21.928,67 kWh/an	0,994953	21.818 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp
O2 – Baltagului	60,0 kWp	60 kW	44,4217764 N / 26,0618183 E	65.445,08 kWh/an	1,000136	65.454 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp
O4 – Trompetului	100,0 kWp	100 kW	44,3952033 N / 26,0713782 E	109.429,05 kWh/an	0,996920	109.092 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp
TOTAL	180,0 kWp	180 kW	-	196.802,80 kWh/an	-	196.364 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp

Rapoartele PVGIS anexate și scalarea liniară la puterile configurației analizate conduc la 196.802,80 kWh/an. Producția anuală adoptată în dimensionare este $P_{an} = 196.364$ kWh/an, cu 438,80 kWh/an, respectiv 0,223%, sub rezultatul scalat. Raporturile dintre P_{an} adoptat și rezultatele scalate sunt 0,994953 la O1, 1,000136 la O2 și 0,996920 la O4. Documentarea finală a indicatorului AC.2 se realizează prin rapoarte PVGIS generate la puterile proiectului.

Randamentul specific de 1.090,9 kWh/kWp DC/an și 1.090,9 kWh/kW AC/an rezultă din producția anuală de 196.364 kWh raportată la puterea instalată de 180 kWp DC, respectiv 180 kW AC. Valoarea este compatibilă cu amplasarea în Municipiul București, configurația est-vest, înclinarea redusă și pierderile de sistem de 14,5%.

Incertitudinea estimării. La faza de studiu de fezabilitate, incertitudinea estimării producției este de $\pm 8-12\%$, provenind din: variabilitatea interanuală a resursei solare ($\pm 4-5\%$), umbrirea locală nemodelată în absența releveului ($\pm 3-6\%$), toleranțele de fabricație ale modulelor și abaterile geometriei reale de montaj față de ipoteză ($\pm 2-3\%$). Modelul se va actualiza printr-o simulare tridimensională, după releveu, fără depășirea capacităților și a indicatorilor asumați.

Tabelul 3.5 – Profilul lunar al producției fotovoltaice [kWh]

Luna	O1	O2	O4	TOTAL	Pondere
Ianuarie	652	2.076	3.127	5.855	3,0%
Februarie	1.000	3.052	4.947	8.999	4,6%
Martie	1.759	5.316	8.764	15.839	8,1%
Aprilie	2.305	6.872	11.552	20.729	10,6%
Mai	2.723	8.140	13.729	24.592	12,5%
Iunie	2.868	8.488	14.443	25.799	13,1%
Iulie	3.063	9.100	15.363	27.526	14,0%
August	2.752	8.248	13.788	24.788	12,6%
Septembrie	2.024	6.076	10.148	18.248	9,3%
Octombrie	1.374	4.128	6.850	12.352	6,3%
Noiembrie	742	2.248	3.678	6.668	3,4%
Decembrie	556	1.710	2.703	4.969	2,5%
TOTAL	21.818	65.454	109.092	196.364	100,0%

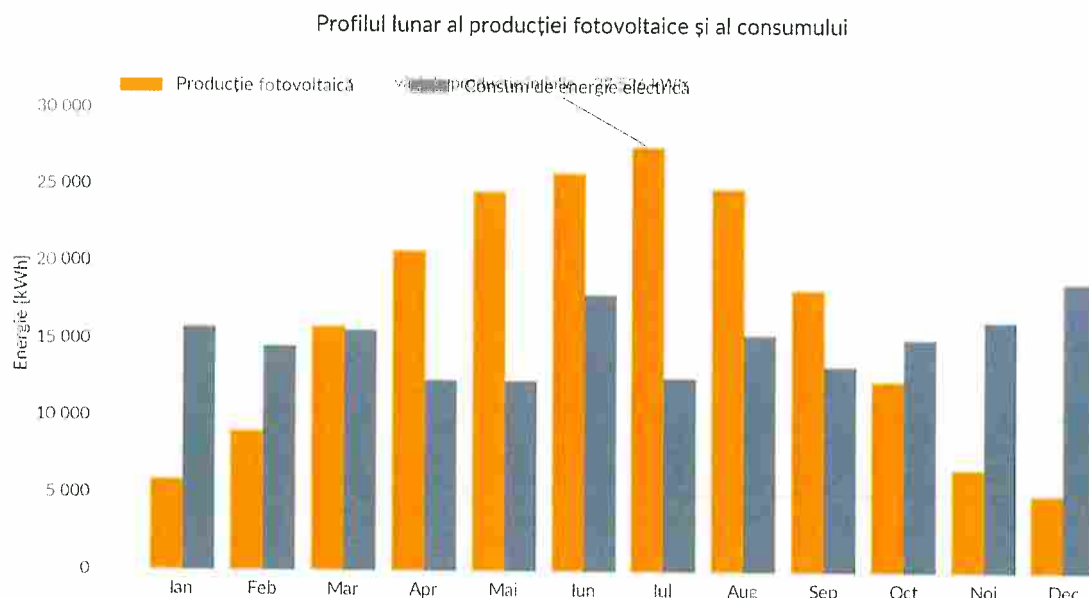


Figura 1 – Profilul lunar consolidat al producției celor trei sisteme fotovoltaice și al consumului celor patru locuri de consum

Raportul între luna de vârf (iulie, 27.526 kWh) și luna de minim (decembrie, 4.969 kWh) este de 5,54, în timp ce raportul echivalent al consumului consolidat este de numai 1,52 (subcapitolul 2.3.2.2). Această asimetrie – producție puternic sezonieră, consum cvasi-constant la nivel agregat – este cauza fizică fundamentală a decalajului tratat în subcapitolele următoare și motivul pentru care sistemul de stocare, oricât ar fi dimensionat în intervalul admis de Ghid, nu poate prelua integral surplusul de vară la amplasamentul unde acesta se produce. Decalajul este accentuat la amplasamentul O1, unde consumul este concentrat în sezonul rece, iar consumul de vară este cel mai mic dintre cele patru amplasamente.

Rapoartele de simulare complete, cu profilele lunare și ipotezele detaliate pentru fiecare amplasament, constituie **Anexa AN-02**.

3.2.4.3 Bilanțul energetic detaliat al sistemului fotovoltaic

Pierderile de sistem sunt descompuse pe mecanisme fizice, de la radiația globală incidentă până la energia livrată în instalația de utilizare. Bilanțul este întocmit pentru configurația consolidată de 180,0 kWp și pentru un an meteorologic mediu.

Tabelul 3.5bis – Bilanțul energetic al sistemului fotovoltaic (an mediu, configurație consolidată)

Nr.	Etapă a bilanțului energetic	Pierdere / câștig	Valoare
	Radiația globală pe plan orizontal (București, an mediu)	-	1.400,00 kWh/m²
1	Abaterea de la spectrul standard	-1,00%	-14,00 kWh/m ²
2	Reflexia la sol (albedo)	+0,15%	+2,10 kWh/m ²
3	Orientarea și înclinarea suprafeței modulelor (est/vest, 10°)	-1,20%	-16,80 kWh/m ²
4	Umbrire independentă de modul (linia orizontului)	-0,50%	-7,00 kWh/m ²
	Radiația globală pe planul modulelor	-	1.364,30 kWh/m²
	× suprafața generatorului fotovoltaic: 857,7 m ²	-	1.169.750

Nr. Etapă a bilanțului energetic		Pierdere / câștig	Valoare
			kWh
5	Murdărire, depuneri urbane și pulberi	-3,00%	-35.093 kWh
6	Conversie în condiții standard de testare (randament nominal al modulului 21,00%)	-	-
	Energia fotovoltaică nominală (curent continuu)	-	238.278 kWh
7	Umbrire parțială specifică modulului (aticuri, obstacole, umbrire reciprocă)	-2,50%	-5.957 kWh
8	Performanță la iradianță scăzută	-2,20%	-5.111 kWh
9	Abaterea de la temperatura nominală a modulului	-4,50%	-10.224 kWh
10	Diode de ocolire și conexiuni	-0,15%	-325 kWh
11	Neadaptare – toleranțe de fabricație ale modulelor	-1,50%	-3.250 kWh
12	Neadaptare – configurație de stringuri și umbrire diferențiată	-1,00%	-2.134 kWh
13	Pierderi în cablurile de curent continuu	-1,00%	-2.113 kWh
	Energia de curent continuu la intrarea convertorului	-	209.164 kWh
14	Conversie curent continuu / curent alternativ (randament 98,0%)	-2,00%	-4.183 kWh
15	Pierderi în cablurile de curent alternativ, până la punctul comun de cuplare	-0,80%	-1.640 kWh
16	Reglare în jos din cauza domeniului de tensiune al urmăririi punctului de putere maximă și a pragurilor de pornire	-0,10%	-203 kWh
17	Consumul propriu al echipamentelor (convertoare în standby, BMS, EMS, ventilația camerelor tehnice, monitorizare)	-3,34%	-6.774 kWh
	ENERGIA FOTOVOLTAICĂ LIVRATĂ ÎN INSTALAȚIA DE UTILIZARE	-	196.364 kWh/an

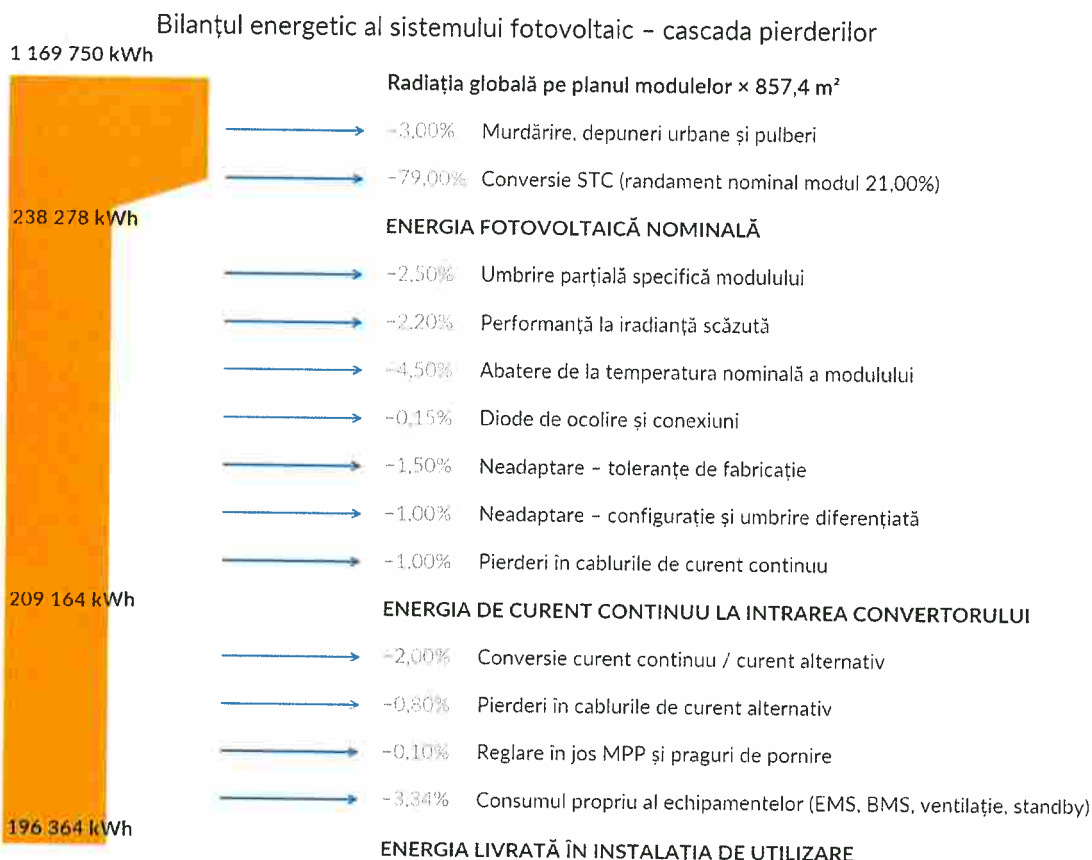


Figura 2 – Bilanțul energetic al sistemului fotovoltaic – cascada pierderilor de la iradiere la energia valorificată

Indicatori de performanță rezultați din bilanț:

Indicator	Formulă	Valoare
Randament final (Y _f)	$E_{AC} / P_{nom} = 196.364 / 180,0$	1.090,9 h/an
Randament de referință (Y _r)	Radiația pe planul modulelor / 1 kW/m ²	1.364,3 h/an
Raportul de performanță (PR)	$Y_f / Y_r = 1.090,9 / 1.364,3$	79,96% ≈ 80,0%
Pierderi totale de sistem, raportate la energia nominală	$1 - 196.364 / 238.278$	17,59%
Randament specific	$196.364 / 180,0 \text{ kWp}$	1.090,9 kWh/kWp/an
Randament specific raportat la puterea eligibilă	$196.364 / 180 \text{ kW AC}$	1.090,9 kWh/kW AC/an

Raportul de performanță de 80,0% se situează în intervalul uzual pentru instalații fotovoltaice pe clădiri din zona temperat-continentală (75–85%) și confirmă coerența estimării de producție. Pierderile dominante sunt cele termice (-4,50%), consumul propriu al echipamentelor auxiliare (-3,34%), murdărirea (-3,00%) și umbrirea parțială (-2,50%). Suma pierderilor dintre energia nominală și energia livrată (17,59%) este consecventă cu valoarea globală de 14,5% utilizată ca parametru de intrare în simularea PVGIS; diferența este reprezentată de consumul propriu al echipamentelor auxiliare, neinclus în modelul PVGIS și adăugat separat.

Verificare de consistență: $857,7 \text{ m}^2 \times 21,00\% = 180,12 \text{ kWp}$, coerent cu puterea instalată declarată de 180,0 kWp.

Suprafețele din prezentul studiu și din planșe sunt calculate pentru un modul de referință de 500 Wp cu suprafața de 2,38 m², corespunzător unui randament de 21,0%. Fișa parametrilor tehnici minimi impune un randament de minimum 22%, corespunzător unei suprafețe de cel mult 2,27 m² pe modul. Dimensionarea suprafețelor este acoperitoare: un modul conform cerinței minime ocupă o suprafață cu aproximativ 4,5% mai mică decât cea prevăzută în planșe.

3.2.5 Simularea orară producție-consum-stocare pe 8.760 ore/an

Strategia de operare a sistemului de stocare se corelează cu profilul de consum al beneficiarului. În acest scop a fost utilizat un model orar pe 8.760 ore/an, separat pentru fiecare amplasament.

3.2.5.1 Modelul de simulare

Producția orară se obține prin repartizarea celor 12 valori lunare din tabelul 3.5 pe orele fiecărei luni, utilizând geometria solară reală pentru Municipiul București (latitudine 44,40° N, longitudine 26,06° E): declinația solară, ecuația timpului, unghiul orar și înălțimea solară calculate pentru fiecare oră a anului. Întrucât câmpul est-vest la înclinare de 10° este cvasi-orizantal, iradianța în planul modulelor se aproximează prin funcția înălțimii solare, corectată printr-un indice zilnic de seninătate cu distribuție statistică realistă, care reproduce alternanța zilelor senine, parțial noroase și acoperite. **Suma orară pe fiecare lună reproduce exact valoarea lunară din tabelul 3.5.**

Consumul orar provine din profilele sintetice construite la subcapitolul 2.3.2.3, calibrate astfel încât suma lunară și anuală să reproducă exact valorile din tabelul 2.1.

Algoritmul de dispecerizare, aplicat identic la fiecare oră și pe fiecare amplasament, implementează strategia de autoconsum prioritar:

1. **Autoconsum direct:** energia fotovoltaică acoperă în primul rând consumul instantaneu al clădirii;
2. **Încărcarea stocării:** surplusul de producție încarcă bateria, limitat de puterea nominală de încărcare, de spațiul disponibil până la starea de încărcare maximă și de randamentul de încărcare (0,9487, corespunzător unui randament la ciclu complet de 0,90);
3. **Injectia în rețea:** surplusul care nu poate fi nici consumat, nici stocat se livrează în rețeaua de distribuție prin punctul comun de cuplare, cu limitarea puterii active la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare, și se compensează cantitativ cu consumul beneficiarului de la celelalte locuri de consum, conform art. 73[^]1 din Legea nr. 123/2012;
4. **Descărcarea stocării:** deficitul de acoperire a consumului se acoperă din baterie, limitat de puterea nominală de descărcare, de energia disponibilă peste starea de încărcare minimă (10%) și de randamentul de descărcare;
5. **Import din rețea:** deficitul rămas se acoperă din rețeaua publică;
6. **Încărcarea bateriei din rețea este interzisă** și nu apare în niciun regim de funcționare al modelului.

3.2.5.2 Rezultatele simulării pe amplasamente

Tabelul 3.6 - Bilanțul energetic anual pe amplasamente [kWh/an]

Amplasament	Consum	Producție	Autoconsum direct	Livrat din stocare	Energie utilizată	Injectie în rețea, compensată	Import din rețea	Valorificarea producției	Grad de acoperire a consumului	Cicluri echivalente /an
O1 - Respiro	30.226	21.818	9.784	3.713	13.497	7.908	16.729	98,1%	44,7%	92
O2 - Baltagului	37.639	65.454	26.273	6.787	33.060	31.640	4.579	98,8%	87,8%	56
O3 - Cireșarii	49.606	-	-	-	-	-	49.606	-	-	-

Amplasament	Consum	Producție	Autoconsum direct	Livrat din stocare	Energie utilizată	Injectie în rețea, compensată	Import din rețea	Valorificarea producției	Grad de acoperire a consumului	Cicluri echivalente /an
O4 - Trompetul ui	62.301	109.092	44.613	13.037	57.650	49.993	4.651	98,7%	92,5%	65
TOTAL PROIECT	179.772	196.364	80.670	23.537	104.207	89.541	75.565	98,7%	58,0%	-

O3 - Cireșarii este inclus în proiect exclusiv ca loc de consum, fără instalație fotovoltaică și fără sistem de stocare. Consumul anual de 49.606 kWh se acoperă din rețeaua publică și se compensează cantitativ cu energia injectată la O1, O2 și O4, în condițiile art. 73¹ din Legea nr. 123/2012. Din energia injectată anual, de 89.541 kWh, cantitatea de 75.565 kWh compensează integral importul celor patru locuri de consum declarate, iar diferența de 13.976 kWh se compensează cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului. Bilanțul complet este prezentat la subcapitolul 3.2.6.3.

Producția fotovoltaică și consumul de energie electrică, pe fiecare amplasament



Figura 3 - Producția fotovoltaică și consumul de energie electrică, pe fiecare amplasament

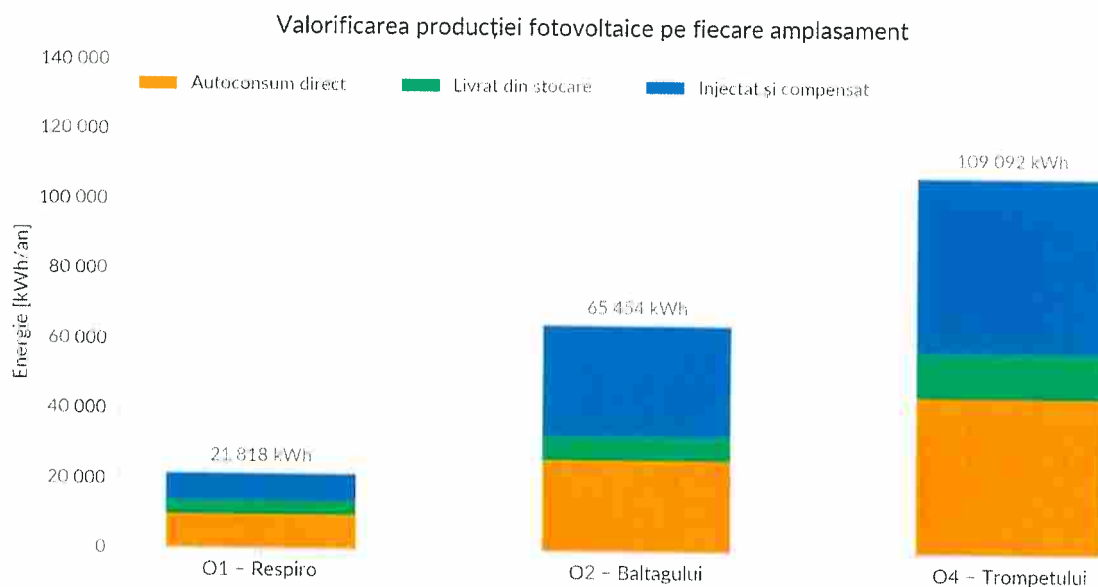


Figura 4 - Valorificarea producției fotovoltaice pe fiecare amplasament: consum direct, prin stocare și energie injectată și compensată

Tabelul 3.7 - Bilanțul energetic lunar consolidat [kWh]

Luna	Consum	Producție	Autoconsum direct	Din stocare	Total utilizat	Injectie compensată	Import din rețea	Grad de acoperire
Ianuarie	15.782	5.855	4.537	1.089	5.626	0	10.156	35,6%
Februarie	14.535	8.999	5.515	2.416	7.931	587	6.604	54,6%
Martie	15.584	15.839	6.958	2.129	9.087	6.539	6.497	58,3%
Aprilie	12.361	20.729	6.329	2.239	8.568	11.880	3.793	69,3%
Mai	12.332	24.592	6.574	1.754	8.328	16.035	4.004	67,5%
Iunie	17.939	25.799	12.441	2.039	14.480	11.232	3.459	80,7%
Iulie	12.504	27.526	8.513	1.934	10.447	16.756	2.057	83,5%
August	15.349	24.788	8.062	2.258	10.320	14.230	5.029	67,2%
Septembrie	13.308	18.248	6.445	2.391	8.836	9.153	4.472	66,4%
Octombrie	15.090	12.352	6.297	2.765	9.062	3.043	6.028	60,1%
Noiembrie	16.237	6.668	4.866	1.765	6.631	86	9.606	40,8%
Decembrie	18.751	4.969	4.133	758	4.891	0	13.860	26,1%
TOTAL	179.772	196.364	80.670	23.537	104.207	89.541	75.565	58,0%

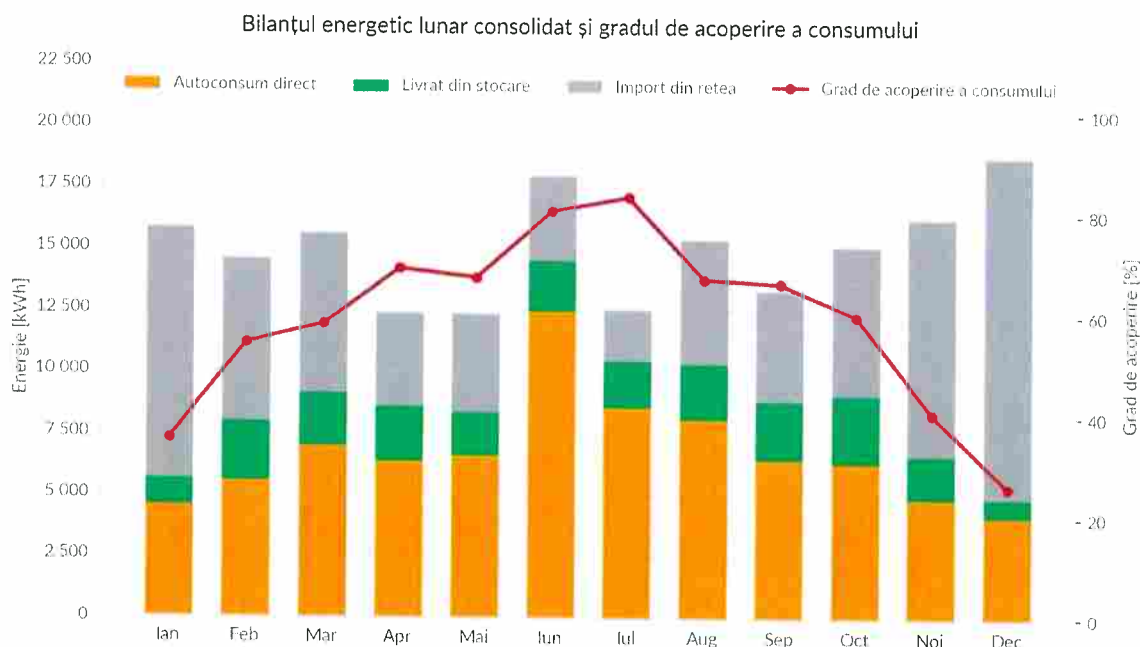


Figura 5 - Bilanțul energetic lunar consolidat și gradul de acoperire a consumului

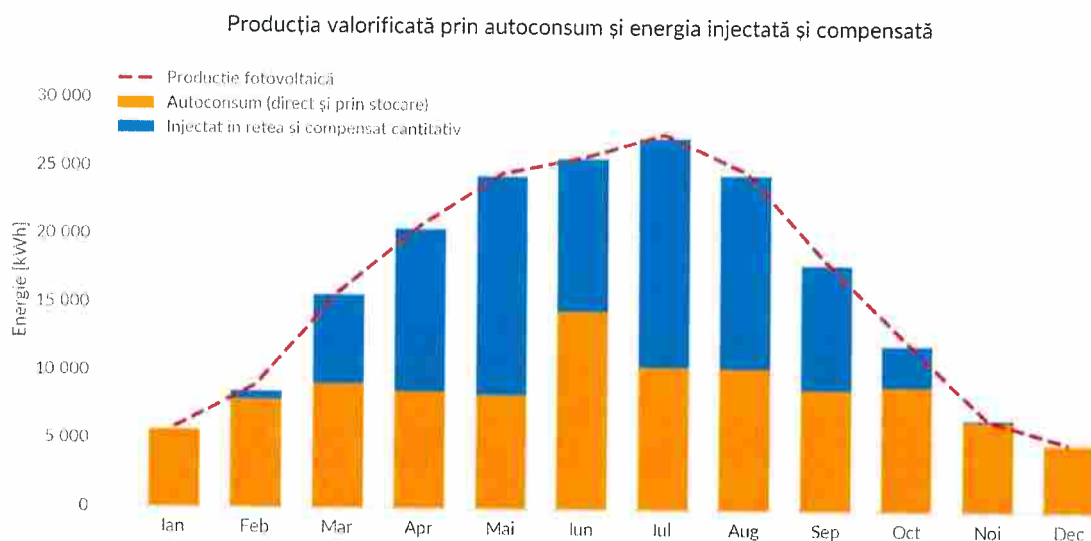


Figura 6 - Producția valorificată prin autoconsum și energia injectată și compensată cantitativ

Rezultatul lunar arată un comportament sezonier accentuat: gradul de acoperire a consumului din surse proprii locale crește de la 26,1% în decembrie și 35,6% în ianuarie la 80,7% în iunie și 83,5% în iulie. Valorile sunt raportate la consumul tuturor celor patru locuri de consum declarate în proiect, inclusiv amplasamentul O3 – Cireșarii, care nu primește instalație fotovoltaică și al cărui consum de 49.606 kWh/an se acoperă integral din rețea. Injecția în rețea apare în intervalul februarie-noiembrie și este concentrată în lunile aprilie-august, adică în perioada în care producția depășește simultan consumul instantaneu și capacitatea de stocare disponibilă; în aceeași perioadă compensarea cantitativă cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului are valoarea cea mai mare. Cumulat pe an, energia injectată și compensată (89.541 kWh) acoperă integral importul din rețea al celor patru locuri de consum (75.565 kWh), iar excedentul de 13.976 kWh se compensează cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului, potrivit bilanțului din tabelul 3.11quater.

3.2.5.3 Comportamentul sistemului în zile caracteristice

Tabelele 3.8-3.10 prezintă funcționarea orară a sistemului în trei zile caracteristice, consolidat pentru cele trei amplasamente echipate cu instalații fotovoltaice și sisteme de stocare: O1 - Respiro, O2 - Baltagului și O4 - Trompetului. Consumul amplasamentului O3 - Cireșarii, acoperit integral din rețea și compensat cantitativ, nu este cuprins în aceste tabele; el este inclus în bilanțul lunar și anual din tabelele 3.6 și 3.7.

Tabelul 3.8 - Zi caracteristică de vară (iulie, zi lucrătoare) - valori consolidate pentru cele trei amplasamente echipate [kWh]

Ora	Consum	Producție PV	Autoconsum direct	Încărcare stocare	Descărcare stocare	Injectie în rețea	Import rețea	SoC [kWh]
00-04	7,1 → 6,4	0,0	0,0	0,0	7,1 → 6,4	0,0	0,0	353 → 326
05	7,8	12,2	7,8	4,4	0,0	0,0	0,0	330
06	11,7	31,2	11,7	19,6	0,0	0,0	0,0	349
07	19,2	50,1	19,2	24,2	0,0	6,6	0,0	372
08	27,0	67,4	27,0	24,3	0,0	16,1	0,0	395
09	30,3	82,1	30,3	8,8	0,0	42,9	0,0	403
10	31,0	93,1	31,0	0,0	0,0	62,1	0,0	403
11	30,2	99,8	30,2	0,0	0,0	69,6	0,0	403
12	29,1	101,5	29,1	0,0	0,0	72,4	0,0	403
13	29,2	98,3	29,2	0,0	0,0	69,1	0,0	403
14	28,4	90,3	28,4	0,0	0,0	61,9	0,0	403
15	27,1	78,2	27,1	0,0	0,0	51,0	0,0	403
16	21,8	62,6	21,8	0,0	0,0	40,7	0,0	403
17	16,6	44,7	16,6	0,0	0,0	28,1	0,0	403
18	13,5	25,7	13,5	0,0	0,0	12,2	0,0	403
19	11,4	6,9	6,8	0,0	4,6	0,0	0,0	398
20-23	10,1 → 7,5	0,0	0,0	0,0	10,1 → 7,5	0,0	0,0	387 → 361
TOTAL Zi	402 kWh	944 kWh	330 kWh	81 kWh	72 kWh	533 kWh	0 kWh	-

Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de vară (iulie, zi lucrătoare) – cele trei amplasamente echipate

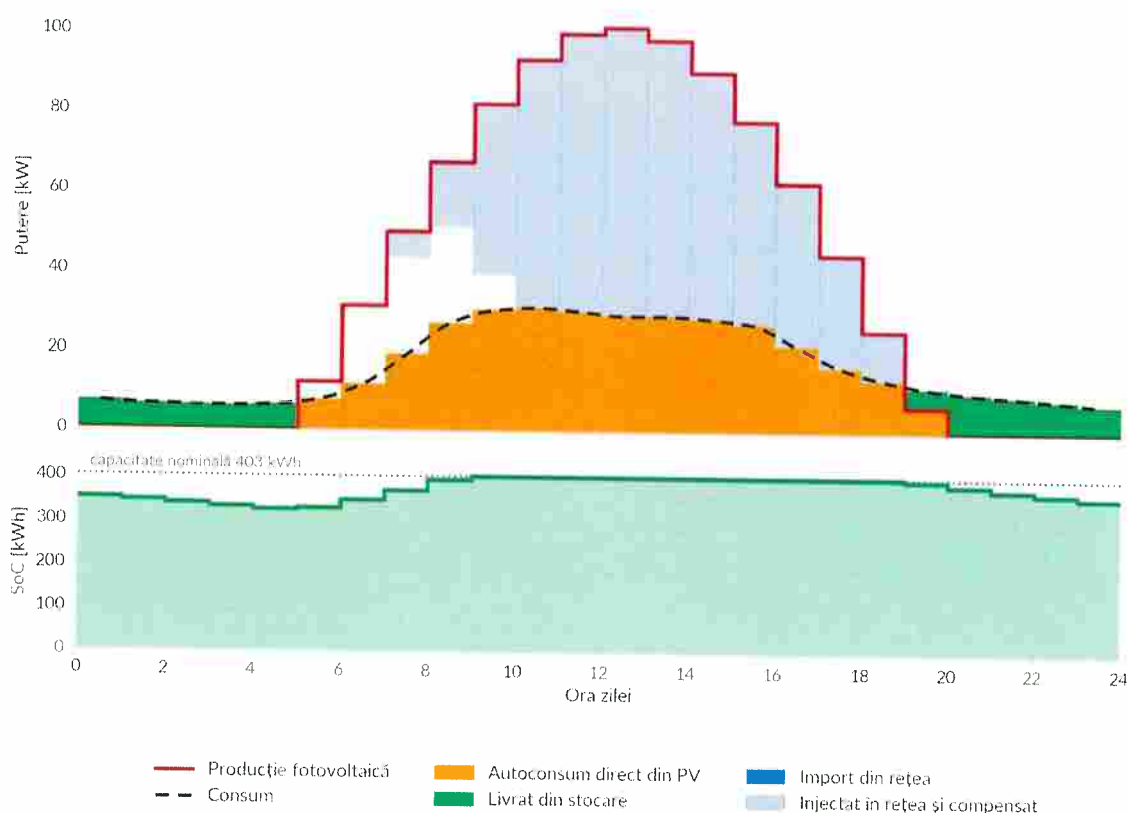


Figura 7 – Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de vară (iulie, zi lucrătoare)

Într-o zi senină de vară, cele trei amplasamente echipate funcționează integral autonom (import zero din rețea, 24 de ore din 24). Bateriile ating starea de încărcare maximă la ora 09 și rămân saturate până seara, iar surplusul care nu mai poate fi stocat se livrează în rețea. Cei 533 kWh injectați reprezintă 56% din producția zilei și sunt consecința directă a faptului că producția zilnică (944 kWh) depășește de 2,35 ori consumul celor trei amplasamente (402 kWh), iar capacitatea de stocare (403 kWh) nu poate prelua diferența. Sub regimul de compensare cantitativă, această energie nu se pierde: ea acoperă consumul amplasamentului O3 – Cireșarii și al celorlalte locuri de consum ale beneficiarului. Ziua caracteristică de vară a fost aleasă în luna iulie, luna cu producția cea mai mare; în iunie, consumul facturat la O2 este atipic de ridicat (tabelul 2.1), iar bilanțul lunii este prezentat în tabelul 3.7.

Tabelul 3.9 – Zi caracteristică de iarnă (ianuarie, zi lucrătoare) – valori consolidate pentru cele trei amplasamente echipate [kW]

Ora	Consum	Producție PV	Autoconsum direct	Încărcare stocare	Descărcare stocare	Import rețea	SoC [kWh]
00-07	8,8 → 21,1	0,0	0,0	0,0	5,1 → 14,6	3,7 → 6,5	101 → 51
08	28,1	7,7	7,7	0,0	5,7	14,8	45
09	30,3	16,8	16,8	0,0	3,3	10,2	42
10	30,5	23,8	23,8	0,0	1,1	5,6	41
11	29,6	28,2	27,0	1,2	0,0	2,6	42
12	28,7	29,6	26,3	3,3	0,0	2,3	45
13	28,5	28,0	26,3	1,8	0,0	2,2	47
14	27,7	23,5	23,5	0,0	1,6	2,5	45
15	27,0	16,4	16,4	0,0	3,8	6,8	41

Ora	Consum	Producție PV	Autoconsum direct	Încărcare stocare	Descărcare stocare	Import rețea	SoC [kWh]
16	23,3	7,2	7,2	0,0	0,6	15,5	40
17-23	20,3 → 9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	20,3 → 9,6	40
TOTAL ZI	442 kWh	181 kWh	175 kWh	6 kWh	68 kWh	199 kWh	-

Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de iarnă (ianuarie, zi lucrătoare) – cele trei amplasamente echipate

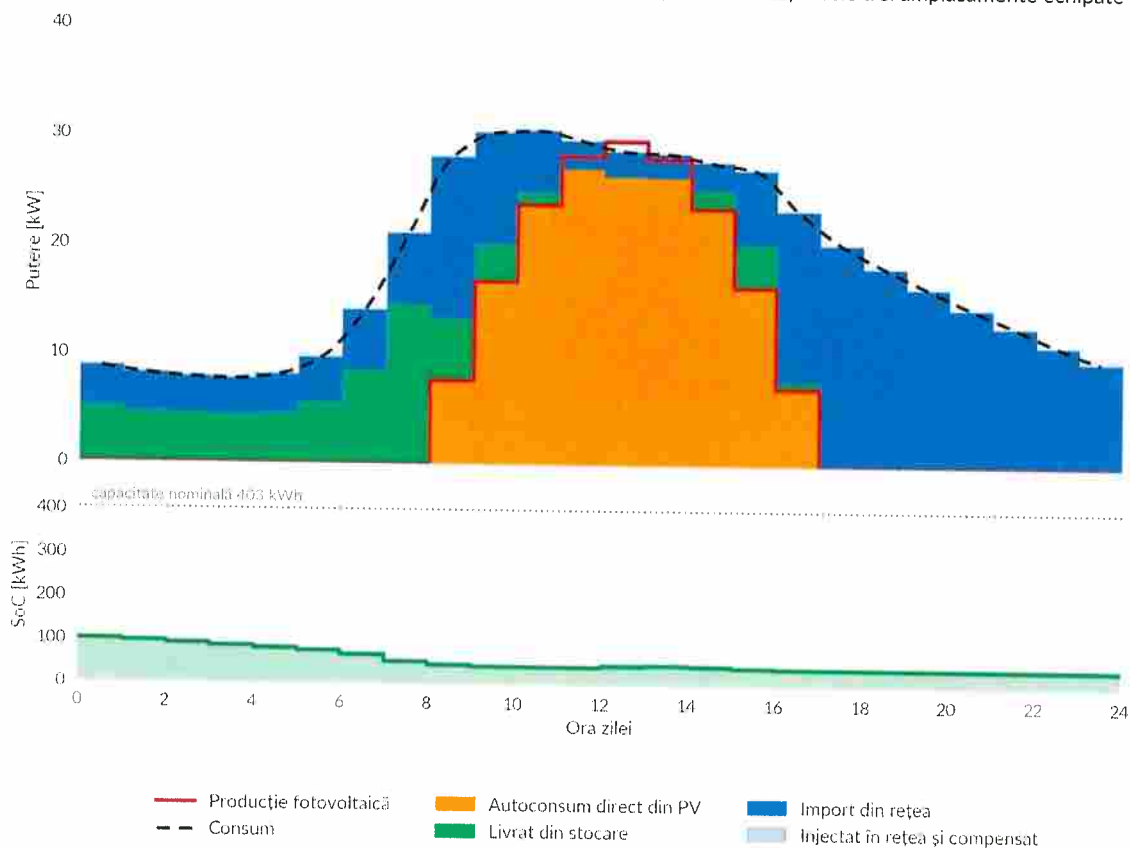


Figura 8 – Comportamentul sistemului într-o zi caracteristică de iarnă (ianuarie, zi lucrătoare)

Într-o zi de iarnă, producția (181 kWh) este consumată aproape integral direct, instantaneu (175 kWh), iar surplusul disponibil pentru stocare este de numai 6 kWh. Bateriile, încărcate în zilele anterioare, se descarcă de la 106 kWh la pragul minim de rezervă de 40 kWh (10% din capacitatea instalată) și livrează 68 kWh către consum. Injectia în rețea este nulă. Sistemul funcționează, practic, ca o instalație fotovoltaică fără stocare, iar rețeaua acoperă 45% din consumul zilei la cele trei amplasamente echipate.

Tabelul 3.10 – Zi caracteristică de tranziție (aprilie, zi lucrătoare) – sinteză pentru cele trei amplasamente echipate

Mărime	Valoare zilnică
Consum	338 kWh
Producție	689 kWh
Autoconsum direct	247 kWh
Încărcare stocare	102 kWh
Descărcare stocare	91 kWh
Energie injectată și compensată	340 kWh (49% din producție)

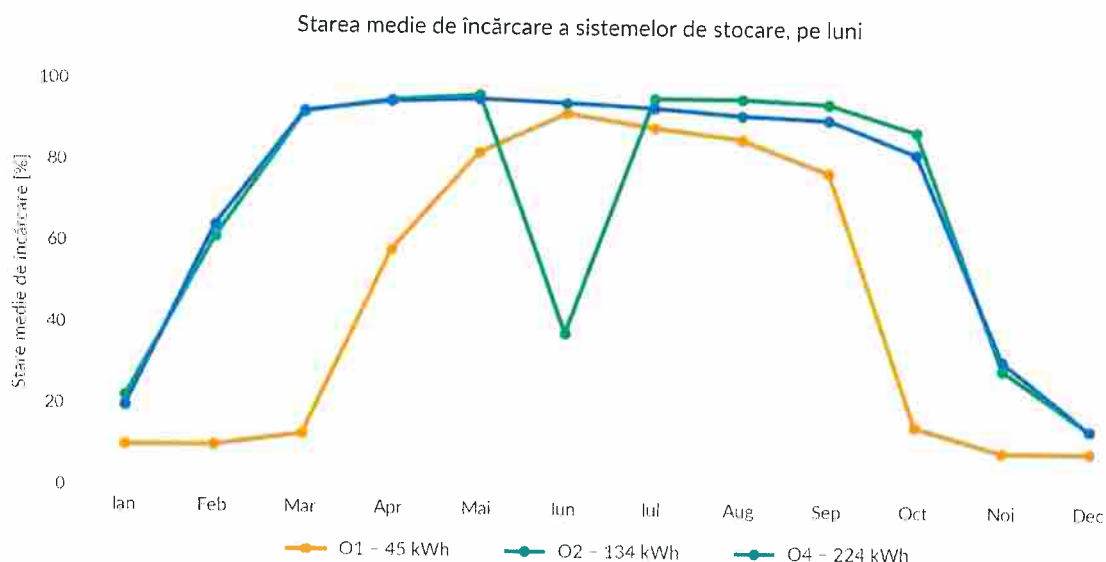


Figura 10 - Starea medie de încărcare a sistemelor de stocare, pe luni

Numărul de cicluri echivalente anuale variază între 56 și 92, în funcție de raportul local între producție și consum și de forma profilului de sarcină. Pentru o durată de viață garantată de minimum 6.000 de cicluri, rezultă o durată de viață teoretică de peste 65 de ani la amplasamentul cu cea mai intensă solicitare, ceea ce confirmă că ciclarea nu este factorul limitativ al duratei de viață a sistemelor de stocare în această aplicație; determinantă este îmbătrânirea calendaristică, care justifică prevederea unei augmentări parțiale în anul 12 de operare.

Sistemul de management energetic va menține starea de încărcare într-un domeniu care protejează durata de viață, cu prag minim al stării de încărcare de 10% și cu evitarea menținerii prelungite la stare de încărcare maximă în perioadele calde. Aceste setări se calibrează la punerea în funcțiune, pe baza datelor măsurate.

3.2.5.5 Sinteza bilanțului energetic anual

Mărime	Valoare	Pondere din producție	Pondere din consum
Producție fotovoltaică brută	196.364 kWh/an	100,0%	109,2%
Autoconsum direct (instantaneu)	80.670 kWh/an	41,1%	44,9%
Energie livrată prin sistemul de stocare	23.537 kWh/an	12,0%	13,1%
Autoconsum total (direct și prin stocare)	104.207 kWh/an	53,1%	58,0%
Energie injectată în rețea și compensată cantitativ	89.541 kWh/an	45,6%	49,8%
Pierderi în sistemul de stocare	2.616 kWh/an	1,3%	-
Import din rețeaua publică	75.565 kWh/an	-	42,0%
Ore/an cu import nul din rețea, la cele trei amplasamente echipate	4.579 ore (52,3%)	-	-

Bilanțul se încheie: $80.670 + 23.537 + 89.541 + 2.616 = 196.364$ kWh/an.

Tabelul 3.11bis - Indicatori de sistem, în terminologia rapoartelor de simulare de specialitate

Indicator	Definiție	Valoare
Randament anual specific	Energie livrată / putere instalată în curent continuu	1.090,9

Indicator	Definiție	Valoare
		kWh/kWp
Raportul de performanță (PR)	Randament final / randament de referință	80,0%
Reducerea randamentului din cauza umbririi	Umbrire independentă de modul + umbrire parțială specifică	3,0%
Energia generatorului fotovoltaic livrată în instalația de utilizare	Producția netă anuală	196.364 kWh/an
Grad de valorificare a producției	Energie autoconsumată și injectată compensat / energie produsă	98,7%
Grad de acoperire solară (nivel de autosuficiență)	Energie acoperită din surse proprii / consum total	58,0%
Energie acoperită de rețea	Import din Sistemul Energetic Național	75.565 kWh/an (42,0%)
Energie injectată în rețea și compensată cantitativ	Surplus livrat la punctul comun de cuplare, compensat conform art. 73 [^] 1 din Legea nr. 123/2012	89.541 kWh/an
Autoconsum total (direct și prin stocare)	Energie consumată în instalațiile proprii	104.207 kWh/an (53,1%)
Încărcarea sistemului de stocare din generatorul fotovoltaic	Energie intrată în baterii	26.153 kWh/an
Energia livrată de sistemul de stocare către consum	Energie ieșită din baterii	23.537 kWh/an
Descărcarea sistemului de stocare în rețea	Energie livrată din baterii către SEN	0 kWh/an
Pierderi la încărcare/descărcare	Diferența intrare-ieșire baterii	2.616 kWh/an (10,0%)
Emisii de CO ₂ evitate	Producție × factor de emisie 0,5885 tCO ₂ /MWh	115.560 kg/an

Tabelul 3.11ter - Sarcina de ciclare și durata de viață estimată a sistemelor de stocare

Amplasament	Cicluri echivalente/an	Cicluri garantate	Sarcina ciclului	Durată de viață prin ciclare	Factor limitativ
O1 - Respiro	92	≥ 6.000	1,53%/an	65 ani	Îmbătrânire calendaristică
O2 - Baltagului	56	≥ 6.000	0,93%/an	107 ani	Îmbătrânire calendaristică
O4 - Trompetului	65	≥ 6.000	1,08%/an	92 ani	Îmbătrânire calendaristică

Sarcina de ciclare anuală se situează, la toate amplasamentele, sub 2% din numărul de cicluri garantate. **Ciclarea nu este factorul limitativ al duratei de viață** a sistemelor de stocare în această aplicație; determinantă este îmbătrânirea calendaristică, ceea ce justifică prevederea unei augmentări parțiale în anul 12 de operare, corelată cu garanția energetică de minimum 10 ani, și nu o înlocuire integrală.

3.2.6 Strategia EMS, regimul de injecție compensată și demonstrarea autoconsumului

3.2.6.1 Ierarhia funcțională a sistemului de management energetic

Prioritate	Funcție	Flux / comandă
1	Acoperirea consumului instantaneu	PV → consumatori locali
2	Stocarea excedentului fotovoltaic	PV → BESS; încărcarea din rețea este inhibată software și imposibilă prin arhitectură
3	Acoperirea consumului după reducerea producției	BESS → consumatori locali, în limitele stării de încărcare și ale puterii
4	Acoperirea deficitului	Rețea → consumatori locali; rețeaua nu încarcă bateria
5	Injecția surplusului	PV → rețea, după saturarea bateriei și acoperirea consumului; EMS limitează puterea activă la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare
Siguranță	Oprire controlată	La alarmă BMS, incendiu, supratemperatură, pierderea comunicației sau defect

3.2.6.2 Managementul puterii, măsurarea și implementarea regimului de injecție compensată

Spre deosebire de soluțiile cu injecție zero, surplusul care nu poate fi consumat sau stocat nu se suprimă prin reducerea puterii generatorului, ci se livrează în rețea și se compensează cantitativ, în condițiile art. 73¹ din Legea nr. 123/2012, astfel cum a fost modificată prin Legea nr. 160/2026. Măsurarea bidirecțională rapidă în punctul comun de cuplare și comanda directă asupra convertorului hibrid rămân necesare, cu următoarele cerințe:

- **analizor trifazat bidirecțional, clasă de exactitate minimum 1, montat în punctul comun de cuplare, cu transformatoare de curent dimensionate corespunzător, care măsoară separat energia importată și energia injectată;**
- **limitarea dinamică a puterii active la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare, cu respectarea plafonului de 400 kW pe loc de producere prevăzut de Ghid; puterea maximă injectată rezultată din simulare este de 99,1 kW la nivelul proiectului și de cel mult 54,3 kW pe amplasament, cu mult sub acest plafon;**
- **timp de răspuns al buclei de reglaj ≤ 1 secundă, de la măsurarea în punctul comun de cuplare până la execuția comenzii de limitare a puterii active;**
- **comportament sigur la defect (fail-safe): la pierderea comunicației cu analizorul sau la depășirea unui timp de gardă, convertorul trece automat în regim de putere limitată la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare, astfel încât depășirea puterii avizate să rămână imposibilă;**
- **jurnalizarea evenimentelor, cu înregistrarea comenzilor de limitare, a energiei injectate, a energiei compensate și a alarmelor, pentru verificarea ulterioară de către finanțator.**

Aceste funcții sunt condiții de acceptanță la recepție și se demonstrează prin probe funcționale (subcapitolul 5.3.6).

3.2.6.3 Demonstrarea autoconsumului

Configurația este destinată acoperirii consumului propriu al beneficiarului. Dimensionarea și bilanțul energetic sunt demonstrate prin indicatorii AC.1-AC.5 și prin simularea orară.

Conformarea proiectului se realizează astfel:

1. **Destinația energiei este exclusiv autoconsumul.** Întreaga capacitate finanțată este racordată în spatele contorului de decontare, deservește exclusiv locurile de consum ale beneficiarului și nu face obiectul niciunui contract de vânzare a energiei electrice. Beneficiarul nu are și nu va avea calitatea de producător care comercializează energie.

2. Modelul energetic tratează energia injectată ca energie compensată cantitativ, fără comercializare. Lista locurilor de consum ale beneficiarului la care se aplică mecanismul se confirmă cu facturile de energie electrică emise pe fiecare POD, anexate cererii de finanțare, iar energia compensată este menținută distinct în bilanțul energetic și în modelul financiar.
3. Raportul de dimensionare pentru autoconsum este $R_{ac} = 1,0923$ și se încadrează în limita maximă de 1,10 admisibilă pentru situațiile justificate. Depășirea valorii generale de 1,00 este fundamentată prin decalajul sezonier dintre producție și consum, prin acoperirea consumului amplasamentului O3 – Cireșarii, care nu primește instalație, și prin compensarea cantitativă a surplusului cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului. Justificarea detaliată este prezentată la subcapitolul 5.4.3.
4. **Energia stocată provine 100% din instalația proprie.** Arhitectura DC-cuplată face imposibil fizic transferul de energie din rețea către baterie, iar logica EMS blochează suplimentar această funcție. Condiția se verifică prin probă la recepție și prin contorizarea separată a fluxurilor.

Energia injectată. Simularea orară indică o cantitate de 89.541 kWh/an, respectiv 45,6% din producție, care nu este consumată instantaneu la amplasamentul de producere și nu este preluată de sistemul de stocare la momentul producerii. Această cantitate se livrează în rețea prin punctul comun de cuplare și se compensează cantitativ, în kWh, cu energia consumată la locurile de consum ale beneficiarului. Gradul de valorificare a producției este de 98,7%, iar diferența de 1,3% reprezintă pierderile aferente încărcării și descărcării sistemului de stocare, care rămân în interiorul instalației beneficiarului și nu sunt livrate către terți.

Producția capacității finanțate este destinată în proporție de 100% autoconsumului beneficiarului. Energia produsă se utilizează la locurile de consum ale beneficiarului direct, prin sistemele de stocare sau prin compensarea cantitativă a energiei injectate. Valoarea generală a indicatorului AC.3 este $R_{ac} \leq 1,00$; valoarea de până la 1,10 este admisibilă numai pentru situațiile justificate. Tabelul următor descompune producția anuală pe aceste destinații.

Tabelul 3.11quater – Destinația producției capacității finanțate

Destinația energiei produse	Energie [kWh/an]	Pondere din producție	Mod de demonstrare
Autoconsum direct, la amplasamentul de producere	80.670	41,1%	Simularea orară AN-03; contorizarea producției și a consumului la fiecare loc de consum
Autoconsum prin sistemul de stocare, la amplasamentul de producere	23.537	12,0%	Simularea orară AN-03; contorizarea separată a fluxurilor bateriei
Compensare cantitativă a importului celor patru locuri de consum declarate în proiect	75.565	38,5%	Facturile de energie electrică ale celor cinci puncte de măsurare declarate (AN-01)
Subtotal – energie consumată la locurile de consum declarate în proiect	179.772	91,6%	egal cu consumul anual de referință C_{an}
Pierderi tehnice la încărcarea și descărcarea sistemului de stocare	2.616	1,3%	Randament la ciclu complet $\geq 88\%$; energie care nu părăsește instalația beneficiarului
Compensare cantitativă la celelalte locuri de consum ale beneficiarului	13.976	7,1%	Lista locurilor de consum ale DGASPC Sector 5, confirmată cu facturile de energie electrică emise pe fiecare POD
TOTAL – producția anuală a capacității finanțate	196.364	100,0%	–

Cele 13.976 kWh/an care depășesc consumul de referință reprezintă 7,1% din producție. Încadrarea proiectului peste valoarea generală $R_{ac} = 1,00$ este justificată prin utilizarea diferenței pentru consumul celorlalte locuri de consum ale aceluiași titular. Beneficiarul administrează un număr mai mare de locuri de consum decât cele patru declarate în proiect; lista acestora, cu consumul anual documentat prin facturile de energie electrică emise pe fiecare POD, se anexează cererii de finanțare împreună cu centralizatorul AN-01 și demonstrează destinația integrală către autoconsum.

Compensarea cantitativă se aplică pe perioade de facturare, cu reportarea cantităților necompensate în perioadele următoare, potrivit art. 73¹ din Legea nr. 123/2012, până la 31.12.2030. Pentru celelalte locuri de consum ale beneficiarului rezultă două limite de verificare: fără reportare, 56.514 kWh/an, cu un maxim lunar de 14.699 kWh în luna iulie; cu reportare, 13.976 kWh/an la închiderea anului. Demonstrarea capacității de absorbție se realizează prin lista POD-urilor suplimentare și prin facturile de energie electrică aferente, anexate cererii de finanțare.

Dimensionarea utilizează $R_{ac} = 1,0923$ și $E_{stoc} = 2,24 \text{ h} \times P_{PV}$. Autoconsumul instantaneu și prin stocare reprezintă 53,1% din producție, compensarea importului celor patru locuri de consum declarate încă 38,5%, iar diferența de 7,1% se compensează cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului; nicio cantitate nu face obiectul comercializării. Rezultatele provin din simularea orară calibrată pe consumul lunar de referință și se verifică în etapa de proiectare pe baza delimitării electrice confirmate pentru fiecare punct de măsurare.

Monitorizarea în exploatare se realizează prin contorizarea separată a producției, consumului, fluxurilor sistemului de stocare și schimbului cu rețeaua, pentru fiecare loc de consum. Indicatorii de autoconsum și compensare cantitativă se determină și se raportează anual.

3.2.7 Arhitectura funcțională comună a celor trei sisteme

Arhitectura generală a proiectului: trei sisteme independente de producere și stocare

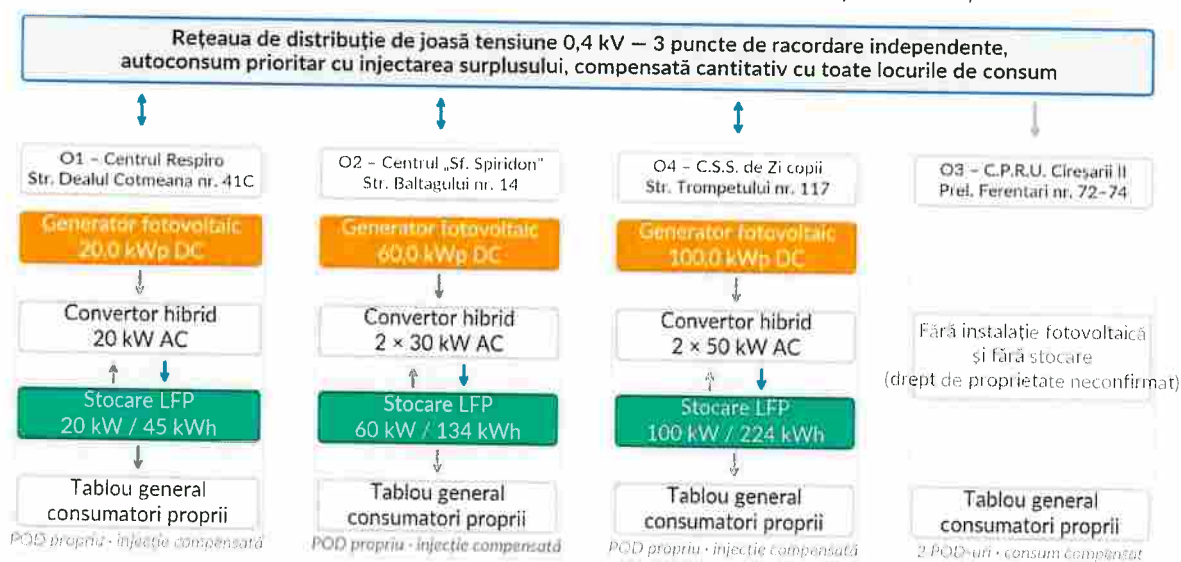


Figura 11 – Arhitectura generală a proiectului: trei sisteme independente de producere și stocare (piesa desenată PD-01)

ETAPĂ	FUNCȚIE	SUBSISTEM
1. Captare	Modulele transformă radiația solară în energie electrică de curent continuu	Generator fotovoltaic DC
2. Protecție DC	Siguranțe fuzibile pe string (după caz), separator, descărcătoare de supratensiune tip 1+2	Tablou DC
3. Conversie și	Convertorul hibrid urmărește punctul de putere maximă, gestionează fluxul	Convertor hibrid

ASPECT	EVALUARE TEHNICĂ
	cerinței de eligibilitate privind proveniența energiei stocate; cost de investiție mai redus
Limitări	Dependență de compatibilitatea dintre convertor și sistemul de stocare; concentrarea funcțiilor într-un singur echipament, ceea ce înseamnă că o indisponibilitate a convertorului afectează simultan producția și stocarea; flexibilitate mai redusă la înlocuirea separată a subsistemelor
Măsuri de atenuare a limitărilor	Cerințe contractuale de interfețe și protocoale deschise (Modbus TCP/RTU documentat, acces la date fără restricții), garanție integrată de sistem PV-BESS-EMS, disponibilitate garantată a pieselor de schimb minimum 10 ani, acord de nivel al serviciului cu timp de intervenție definit pentru alarme critice, stoc minim de piese critice
Adecvare	Foarte bună pentru un proiect distribuit pe trei imobile cu puteri de 20, 60 și 100 kW, în care simplitatea instalației și numărul redus de puncte de defect sunt avantaje operaționale pentru un beneficiar public fără personal tehnic dedicat

Configurația de echipare pe amplasamente:

Obiect	Module	Stringuri	Convertoare hibride	BESS	Cameră tehnică
O1	40 × 500 Wp	4 × 10	1 × 20 kW	20 kW / 45 kWh	8 m ²
O2	120 × 500 Wp	12 × 10	2 × 30 kW	60 kW / 134 kWh	16 m ²
O4	200 × 500 Wp	20 × 10	2 × 50 kW	100 kW / 224 kWh	22 m ²
TOTAL	360 module / 180,0 kWp	36	5 unități / 180 kW	180 kW / 403 kWh	46 m²

Conversia de 60 kW la amplasamentul O2 și cea de 100 kW la amplasamentul O4 se realizează modular, prin câte două unități (2 × 30 kW, respectiv 2 × 50 kW), soluție care asigură redundanță parțială: o defecțiune a unei unități reduce producția amplasamentului la jumătate, dar nu oprește instalația. Puterea totală, selectivitatea, comanda unitară și garanția de sistem se mențin.

3.2.9 Scenariul 2 – stocare cuplată în curent alternativ, cu convertor bidirecțional separat (soluție alternativă)

Descriere. La fiecare amplasament, generatorul fotovoltaic este conectat prin invertore fotovoltaice de tip string, iar sistemul de stocare este conectat printr-un convertor bidirecțional dedicat. Ambele subsisteme se conectează la bara de curent alternativ a imobilului și sunt coordonate de un sistem EMS comun, cu măsurare în punctul comun de cuplare.

ASPECT	EVALUARE TEHNICĂ
Avantaje	Arhitectură modulară, cu separare funcțională completă între producție și stocare; posibilitatea intervenției, înlocuirii sau modernizării independente a fiecărui subsistem; o indisponibilitate a sistemului de stocare nu oprește producția fotovoltaică; libertate mai mare de alegere a furnizorilor, cu risc redus de dependență tehnologică
Limitări	Conversie suplimentară la încărcarea bateriei (DC-AC-DC), cu pierderi de 3-5% pe energia stocată; număr mai mare de echipamente, tablouri, protecții și trasee de cabluri; logică de comandă mai complexă, cu coordonare între două familii de echipamente pentru realizarea limitării puterii active; cost de investiție semnificativ mai mare
Adecvare	Fezabilă tehnic, la aceiași indicatori; devine preferabilă în proiecte cu extindere etapizată sau cu sisteme de stocare adăugate ulterior unei centrale existente – situație care nu se regăsește în prezentul proiect, unde ambele componente se realizează simultan

3.2.10 Scenariul 0 – situația fără proiect (scenariu de referință)

Menținerea alimentării integrale din rețeaua publică, fără producție fotovoltaică nouă și fără stocare. Consumul de 179.772 kWh/an continuă să fie achiziționat integral, la un cost anual de aproximativ 247.900 lei cu TVA în primul an, în creștere pe durata de analiză. Nu se realizează capacitate nouă, nu se reduc emisiile și nu se atinge niciunul dintre

obiectivele apelului. Scenariul este păstrat exclusiv ca referință pentru cuantificarea efectelor investiției; nu constituie o opțiune de realizare.

3.2.11 Analiza comparativă a scenariilor

CRITERIU	SCENARIUL 1 – cuplare DC / hibrid	SCENARIUL 2 – cuplare AC / PCS separat
Cuplarea bateriei	Pe magistrala de curent continuu, în convertorul hibrid	Pe bara de curent alternativ, prin convertor bidirecțional dedicat
Număr de echipamente de conversie	5 unități	5 invertoare PV + 3 convertoare bidirecționale = 8 unități
Eficiența încărcării din PV	Transfer direct DC-DC	Conversie DC-AC-DC, cu pierderi suplimentare
Controlul puterii active	Nativă, în interiorul convertorului, cu timp de răspuns minim	Prin coordonare EMS între două familii de echipamente
Încărcarea bateriei din rețea	Imposibilă prin arhitectură	Posibilă tehnic, blocată exclusiv software
Separarea funcțională / mentenabilitate	Redusă; intervenții pe ansamblu	Ridicată; subsisteme independente
Continuitate la defect	Defectul convertorului afectează simultan PV și stocarea; atenuat la O2 și O4 prin configurație modulară	Defectul convertorului bidirecțional nu oprește producția PV
Risc de dependență tehnologică	Mai ridicat; atenuat prin cerințe contractuale de interfețe deschise	Mai redus
Complexitatea instalației electrice	Redusă	Ridicată: tablouri, protecții și cabluri suplimentare
Cost investiție de bază (cap. 4), fără TVA	731.866,10 lei	829.590,49
Valoare totală proiect, fără TVA	923.299,27 lei	1.021.246,72
Încadrarea în plafonul de ajutor public	Da – exact la plafon	Nu – depășire cu 97.724,39 lei fără TVA
Parametrii de dimensionare (indicatori)	180 kW / 403 kWh; încărcare exclusiv din generatorul fotovoltaic	180 kW / 403 kWh; încărcare exclusiv din generatorul fotovoltaic

Analiza detaliată, cu ipoteze, vulnerabilități, cost-eficacitate, sensibilitate și riscuri, este dezvoltată în Capitolul 4.

3.2.12 Echiparea și dotarea specifică – parametri tehnici minimi

Specificațiile exprimă **niveluri minime de performanță și funcții necesare**. Nu se impun mărci, modele, origini sau soluții brevetate. Echivalența se acceptă dacă sunt păstrați indicatorii, compatibilitatea, siguranța, durabilitatea și cerințele operatorului de distribuție. Fișa completă constituie **Anexa AN-05**.

Module fotovoltaice

Parametru	Cerință minimă
Putere nominală în condiții standard	≥ 500 Wp
Tehnologie	Siliciu monocristalin

Parametru	Cerință minimă
Eficiență la nivel de modul	$\geq 22\%$
Toleranță de putere	0 ... +5 W
Coefficient de temperatură pentru puterea maximă	$\leq -0,35 \text{ }^\circ\text{C}$
Tensiune maximă a sistemului	$\geq 1.000 \text{ Vdc}$
Conformitate	SR EN IEC 61215 și SR EN IEC 61730; rezistență la degradare indusă de potențial
Clasă de reacție la foc	Compatibilă cu suportul și cu cerințele de securitate la incendiu ale clădirii
Garanție de produs	≥ 15 ani
Garanție de performanță	≥ 30 ani, cu putere reziduală declarată
Trasabilitate	Serie unică și listă de măsurători individuale pentru toate cele 360 module

Structuri de montaj

Parametru	Cerință minimă
Material	Aluminiu sau oțel protejat anticoroziv; elemente de fixare din oțel inoxidabil
Configurație	Est-vest, înclinare nominală 10°
Dimensionare	Calcul la acțiunile din vânt, zăpadă și seism, conform reglementărilor în vigoare, pentru amplasamentul exact
Montaj pe acoperiș	Fără străpungerea hidroizolației acolo unde suportul permite soluția cu balast sau prindere pe elemente existente; distribuirea sarcinilor; retrageri față de atic, trape și instalația de protecție la trăsnet
Montaj la sol / carport	Fundații dimensionate pe baza studiului geotehnic; protecție anticorozivă; gabarit de trecere și acces
Accesibilitate	Culoare de intervenție și acces pentru mentenanță și curățare

Convertoare hibride

Parametru	Cerință minimă
Configurație	Trifazat, 400 V, 50 Hz
Putere nominală AC cumulată	180 kW (20 + 60 + 100 kW)
Randament maxim	$\geq 98\%$
Randament european	$\geq 97,5\%$
Intrări de urmărire a punctului de putere maximă	Suficiente pentru separarea subcâmpurilor est și vest
Domeniu de tensiune DC	Compatibil cu stringuri de 10 module
Funcții de rețea	Control al puterii active și reactive, factor de putere, limitarea vitezei de variație, protecție la funcționarea insularizată, repornire automată după revenirea rețelei
Integrarea stocării	Port DC bidirecțional compatibil cu tehnologia LFP, control al stării de încărcare și de sănătate, limitări de temperatură și curent, oprire sigură la alarmă BMS

Parametru	Cerință minimă
Comunicații	Ethernet, RS485, Modbus TCP/RTU, interfață documentată, actualizări securizate, roluri de utilizator, export local de date
Condiții de mediu	IP65 pentru montaj exterior sau IP20/IP54 în cameră tehnică; domeniu de funcționare cel puțin -20 ... +50 °C, cu limitare declarată
Zgomot	Nivel compatibil cu funcțiunea de centru social
Garanție	≥ 10 ani sau opțiune inclusă până la 10 ani; piese de schimb disponibile ≥ 10 ani

Sistem de stocare, BMS și EMS

Parametru	Cerință minimă
Tehnologie	LiFePO ₄ (LFP). Tehnologiile pe bază de plumb, NiCd sau NiMH nu sunt admise
Capacitate nominală totală la punerea în funcțiune	≥ 403 kWh (capacitate utilizabilă ≥ 362,7 kWh la DoD ≥ 90%)
Putere continuă	≥ 180 kW
Adâncime de descărcare utilă	≥ 90%
Randament la ciclu complet, la nivel de sistem	≥ 88%
Cicluri la condițiile declarate	≥ 6.000
Conformitate	SR EN 62619 și standardele aplicabile ansamblului
Garanție energetică / de capacitate	≥ 10 ani
BMS	Măsurarea tensiunii și temperaturii pe niveluri, echilibrare, stare de încărcare și de sănătate, contactoare și circuit de preîncărcare, supraveghere a izolației, jurnal de alarme, oprire independentă
Siguranță	Dulap sau rack cu propagare limitată, ventilație sau climatizare dimensionată, detectare de fum, temperatură și gaze conform analizei de securitate la incendiu, semnalizare, oprire de urgență accesibilă
EMS	Măsurarea tuturor fluxurilor, algoritm de autoconsum, blocarea încărcării din rețea , limitarea exportului cu setpoint reglabil, alarme, istoric ≥ 24 luni, export de date și interfață de programare

Tablouri, cabluri, protecții și măsurare

Domeniu	Cerință minimă
Tablouri	Aparataj tetrapolar cu putere de rupere calculată, selectivitate cu tabloul general, bare de protecție și neutru, descărcătoare tip 1+2, protecție de interfață dacă este cerută de operator, etichetare și scheme în ușă
Cabluri DC	Cabluri solare conform SR EN 50618, rezistente la radiație ultravioletă și ozon, conectori din aceeași familie, separare pe polarități, etichetare la ambele capete
Cabluri AC	Secțiuni orientative la faza SF: O1 – 5G10 mm ² ; O2 – 5G25 mm ² ; O4 – 5G50 mm ² ; clasă de reacție la foc adecvată clădirii; dimensionare definitivă la faza proiectului tehnic
Căderi de tensiune	$\Delta U \leq 1,5\%$ pe partea de curent continuu; $\Delta U \leq 1,5\%$ pe circuitul convertor-punct comun de cuplare; total $\leq 2,5\%$

Domeniu	Cerință minimă
Împământare și protecție la trăsnet	Legarea echipotențială a tuturor maselor, ramelor, structurilor, tablourilor și camerei de stocare; conductor de cupru $\geq 16 \text{ mm}^2$; verificarea prizei existente și completarea acesteia dacă este necesar; coordonarea distanțelor de separare față de instalația de protecție la trăsnet
Măsurare	Analizor trifazat bidirecțional, clasă ≥ 1 , în punctul comun de cuplare, cu transformatoare de curent; contorizare internă separată pentru producție și pentru fluxurile bateriei; sincronizare de timp
Monitorizare	Portal și acces local, alarme prin e-mail sau SMS, indicatori de disponibilitate, producție, consum, stare de încărcare și putere în punctul comun de cuplare, export de rapoarte și integrare cu platforma beneficiarului

3.2.13 Racordarea și integrarea în instalațiile electrice existente

Schema monofilară de principiu, valabilă pentru fiecare dintre cele patru amplasamente

Parametrii pe obiect: O1 - 20,0 kWp / 20 kW / 45 kWh - O2 - 30,0 kWp / 30 kW / 67 kWh - O3 - 40,0 kWp / 40 kW / 90 kWh - O4 - 60,0 kWp / 60 kW / 134 kWh

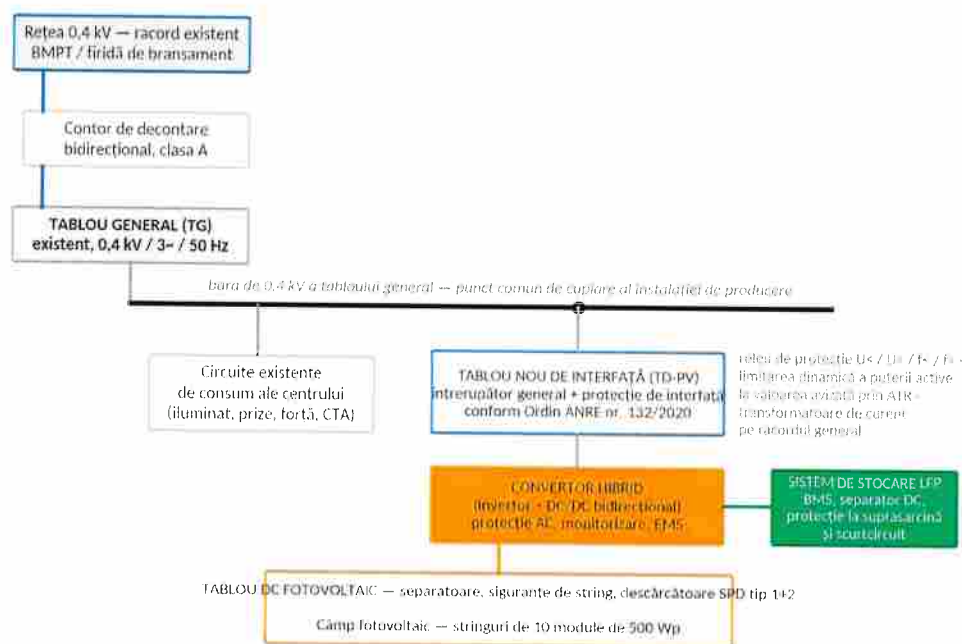


Figura 13 - Schema monofilară de principiu pentru cele trei sisteme fotovoltaice cu stocare (piesele desenate EI-01, EI-02 și EI-04)

AMPLASAMENT	SITUAȚIE	CONDIȚIE PENTRU SOLUȚIA FINALĂ
O1 - Respiro	Punctul de cuplare, puterea aprobată și nivelul de tensiune se confirmă prin documentația de racordare și prin verificările de la faza proiectului tehnic	Relevu, schemă monofilară, măsurători și condițiile operatorului de distribuție
O2 - Baltagului	Documentele indică măsurare la medie tensiune și putere aprobată de 230 kW	Cuplarea producției pe joasă tensiune se verifică față de postul de transformare, protecții și contorizare
O3 - Cireșarii	Două POD-uri disponibile	Se identifică POD-ul și tabloul care deservește sarcinile eligibile; nu se cumulează fizic instalații fără bază contractuală

AMPLASAMENT	SITUAȚIE	CONDIȚIE PENTRU SOLUȚIA FINALĂ
O4 - Trompetului	POD-ul istoric necesită confirmarea oficială a adresei	Soluția electrică se finalizează după reconcilierea POD - adresă și verificarea instalației existente

Pentru fiecare obiect se vor stabili: schema de legare la pământ, curenții de scurtcircuit prezumați, selectivitatea protecțiilor, protecția de interfață, protecția la funcționarea insularizată, calitatea energiei și contorizarea. Avizul tehnic de racordare și convenția de exploatare, dacă sunt solicitate, prevalează asupra ipotezelor din prezentul studiu.

Cerințe de interfață cu rețeaua, conform reglementărilor ANRE

În conformitate cu „Condițiile tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public”, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 132/2020**, instalația de utilizare a producătorului - respectiv circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice - va fi echipată cu:

- **întreruptoare sau echipamente de comutație** astfel încât între unitatea generatoare și punctul de racordare/delimitare să existe **cel puțin două echipamente de comutație**, exceptând echipamentul de comutație propriu al unității generatoare;
- **releu pentru asigurarea funcției de protecție**, care să declanșeze echipamentul de interfață în cazul: apariției unui regim de funcționare insularizată; depășirii valorilor maxime și minime ale tensiunii și frecvenței convenite cu operatorul de rețea; depășirii unui prag de curent (suprasarcină sau scurtcircuit);
- **coordonarea reglajelor**: valorile de acționare și temporizările funcțiilor de protecție din convertoare se vor coordona cu reglajele releului de protecție din circuitele de curent alternativ.

Tabelul 3.4bis - Valorile de reglaj ale protecțiilor de interfață (Ordinul ANRE nr. 132/2020)

Funcția de protecție	Valoare de acționare	Temporizare
Protecție de tensiune, treapta I (maximă)	1,15 U _n	0,5 s
Protecție de tensiune, treapta II (minimă)	0,85 U _n	3,2 s
Protecție de frecvență, treapta I (maximă)	52 Hz	0,5 s
Protecție de frecvență, treapta II (minimă)	47,5 Hz	0,5 s
Protecție de maximă tensiune (valoare mediată la 10 minute)*	1,1 U _n	603 s**

* Funcția se activează numai dacă este disponibilă în modulul generator achiziționat și este obligatorie pentru protecțiile de interfață externe instalațiilor de producere cu puterea instalată mai mare de 30 kVA - situație aplicabilă amplasamentelor O2 (60 kW) și O4 (100 kW). ** Timpul de acționare depinde de valoarea inițială și finală a tensiunii măsurate, respectiv 10 minute după un timp de demaraj de 3 s.

Funcții suplimentare de interacțiune cu rețeaua, care se vor asigura prin convertoarele hibride:

- **limitarea puterii active** - convertoarele pot limita puterea activă produsă, la comanda sistemului de management energetic sau a operatorului de distribuție; această funcție asigură încadrarea permanentă în puterea aprobată prin avizul tehnic de racordare;
- **controlul puterii reactive** - convertoarele pot produce sau consuma putere reactivă la comanda operatorului sau după o curbă caracteristică prestabilită, cu reglajul factorului de putere în domeniul 0,8 inductiv - 0,8 capacativ;
- **limitarea vitezei de variație a puterii (ramp rate)** - repornirea după un defect se poate face fie la putere maximă, fie cu o pantă controlată de 10% din puterea nominală pe minut;
- **protecția la funcționarea insularizată (anti-insularizare)** - detectează formarea unei insule electrice în timpul sau după un defect și deconectează convertoarele de la rețea.

Valorile de reglaj definitive se stabilesc prin avizul tehnic de racordare și se verifică prin probele de la subcapitolul 5.3.4.

Soluția propusă funcționează cu autoconsum prioritar și limitarea dinamică a puterii active injectate la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare. Surplusul se injectează și se compensează cantitativ în condițiile legale și contractuale aplicabile. Dacă operatorul de distribuție impune regim fără injecție, bilanțul energetic și analiza financiară se actualizează pentru amplasamentul vizat.

3.2.14 Lucrările principale pe obiecte

OBIECT	LUCRĂRI ȘI ECHIPAMENTE PRINCIPALE
O1 - Respiro	Relevu arhitectural și electric; expertiză structurală; structură pe acoperiș și structură complementară de tip carport/la sol; 40 module / 20,0 kWp DC; convertor hibrid 20 kW; sistem de stocare 20 kW / 45 kWh în cameră tehnică de 8 m ² ; tablou DC și tablou de cuplare; trasee DC ≈ 25 m și AC ≈ 20 m; împământare și legături echipotențiale; EMS și analizor în PCC
O2 - Baltagului	Relevu al acoperișului și al instalației de joasă tensiune; verificarea structurii terasei; 120 module / 60,0 kWp DC; 2 convertoare hibride de 30 kW; stocare 60 kW / 134 kWh în cameră tehnică de 16 m ² ; integrare cu protecțiile și măsurarea existente; trasee DC ≈ 30 m și AC ≈ 25 m; 2 aparate de 63 A; cabluri 5G25 mm ² ; EMS și analizor în PCC
O4 - Trompetului	Relevu actualizat; expertiză structurală; 200 module / 100,0 kWp DC, din care 160 pe acoperișul clădirii C1 și 40 pe structuri metalice în incintă; 2 convertoare hibride de 50 kW; stocare 100 kW / 224 kWh în cameră tehnică de 22 m ² ; trasee DC ≈ 55 m și AC ≈ 35 m; 2 aparate de 100 A; cabluri 5G50 mm ² ; corelarea POD-ului și a schemei electrice; EMS și analizor în PCC
Lucrări comune	Structuri, cabluri de curent continuu, alternativ și de date, tablouri și protecții, împământare și coordonare cu instalația de protecție la trăsnet, sisteme EMS, semnalizare, probe, punere în funcțiune, instruirea personalului și documentația as-built

3.3 Costurile estimative ale investiției

3.3.1 Metodologia de fundamentare a costurilor

Costurile au fost fundamentate pe baza cantităților rezultate din configurația tehnică de referință și a prețurilor unitare de piață practicate la data întocmirii studiului, august 2026. Prețurile de referință provin din oferte comparabile pentru echipamente și lucrări similare și din prețuri publice pentru componentele standardizate. Nu au fost utilizate mărci sau modele comerciale; prețurile reprezintă niveluri medii pentru echipamente care îndeplinesc parametrii minimi asumați.

Tabelul 3.12 – Fundamentarea cantitativă a capitolului 4 – Scenariul 1

Poziție	Cantitate	Preț unitar de referință	Valoare fără TVA [lei]
4.1 Construcții și instalații – 128.792,10 lei			
Structuri de montaj ale câmpului fotovoltaic (acoperiș, carport, structuri în incintă) – 4.1.2	360 module / 180 kWp	130 lei/modul (260 lei/kWp)	46.800,00
Amenajarea camerelor tehnice de stocare: compartimentare, ventilare/climatizare, măsuri de securitate la incendiu – 4.1.3	46 m ² , 3 amplasamente	–	26.792,10
Trasee de cabluri de curent continuu, alternativ și de date, împământare și coordonare cu protecția la trăsnet – 4.1.4	3 amplasamente / 180 kW	306,67 lei/kW	55.200,00
4.2 Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale – 54.360,00 lei			
Montajul generatorului fotovoltaic, al convertoarelor hibride și al sistemelor de stocare, punere în funcțiune și parametrizare	180 kW	302 lei/kW	54.360,00

Poziție	Cantitate	Preț unitar de referință	Valoare fără TVA [lei]
4.3 Utilaje și echipamente care necesită montaj - 509.315,00 lei			
Module fotovoltaice de 500 Wp și convertoare hibride	360 buc. / 180 kW	1.200 lei/kWp (≈ 420 lei/modul și ≈ 360 lei/kW convertor)	216.000,00
Sisteme de stocare LFP, cu sistem de gestiune a bateriei	403 kWh	605 lei/kWh	243.815,00
Tablouri DC și AC, protecții, aparataj de măsurare în punctul comun de cuplare și sisteme EMS	3 seturi de amplasament	16.500 lei/set	49.500,00
4.4 Utilaje și echipamente care nu necesită montaj - 14.400,00 lei			
Analizatoare bidirecționale, echipamente de monitorizare, comunicații de date	180 kW	80 lei/kW	14.400,00
4.5 Dotări - 24.624,00 lei			
Semnalizare de securitate, echipamente de stingere, scule, piese de schimb de primă intervenție	180 kW	136,80 lei/kW	24.624,00
4.6 Active necorporale - 375,00 lei			
Licențe software de monitorizare și de management energetic	3 seturi	125 lei/set	375,00
TOTAL CAPITOL 4			731.866,10

Prețurile unitare utilizate se încadrează în intervalele de piață observate în august 2026 pentru: module de 500 Wp (≈ 420 lei/buc. fără TVA), sisteme de stocare comerciale și industriale (580-770 lei/kWh fără TVA, valoarea adoptată de 605 lei/kWh fiind specifică sistemelor de peste 400 kWh), convertoare hibride de putere medie (≈ 16.000-19.000 lei pentru unități de 50 kW, respectiv ordinul a 360 lei/kW), kituri de structură pentru acoperiș (≈ 130 lei/modul), cabluri solare de 6 mm² (5-7 lei/m cu TVA). Ofertele de tip „la cheie” pentru sisteme de 35-100 kWp confirmă ordinul de mărime al costurilor de montaj și de punere în funcțiune.

La faza de proiect tehnic și de achiziție, cantitățile și prețurile se vor detalia prin liste de cantități și se vor confirma prin oferte ferme, în limita valorii aprobate și cu respectarea regulilor de eligibilitate.

3.3.2 Devizul general al Scenariului 1 (soluția propusă)

Obiectiv	Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5
Proiectant	ELECTRO VOX S.R.L., municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, județul Prahova, CUI 1355788, J1991000855293, atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B

DEVIZUL GENERAL al obiectivului de investiții

Sisteme fotovoltaice cu stocare pentru autoconsum – DGASPC Sector 5 (3 obiecte de investiție)

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Cheltuieli eligibile	Cheltuieli neeligibile	Total
		lei, fără TVA	lei, fără TVA	lei, fără TVA
1	2	3	4	5

CAPITOL 1

Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului

1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00

1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	0,00	0,00	0,00

CAPITOL 2**Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**

2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 2	0,00	0,00	0,00

CAPITOL 3**Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică**

3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	2.000,00	0,00	2.000,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.4.1	Audit energetic	0,00	0,00	0,00
3.4.2	Certificat de performanță energetică la finalizarea lucrărilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	87.000,00	70.000,00	157.000,00
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0,00	70.000,00	70.000,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2.000,00	0,00	2.000,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.000,00	0,00	5.000,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	80.000,00	0,00	80.000,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	6.000,00	0,00	6.000,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	2.000,00	0,00	2.000,00
3.7.1.1	Servicii de consultanță în elaborarea și depunerea cererii de finanțare	2.000,00	0,00	2.000,00
3.7.1.2	Servicii de consultanță în implementarea proiectului	0,00	0,00	0,00
3.7.2	Auditul financiar	4.000,00	0,00	4.000,00
3.8	Asistență tehnică	10.000,00	0,00	10.000,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	6.000,00	0,00	6.000,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	6.000,00	0,00	6.000,00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
3.8.2	Diriginție de șantier	4.000,00	0,00	4.000,00
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate — conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 3	105.000,00	70.000,00	175.000,00

CAPITOL 4**Cheltuieli pentru investiția de bază**

4.1	Construcții și instalații	128.792,10	0,00	128.792,10
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	54.360,00	0,00	54.360,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	509.315,00	0,00	509.315,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	14.400,00	0,00	14.400,00
4.5	Dotări	24.624,00	0,00	24.624,00
4.6	Active necorporale	375,00	0,00	375,00
	TOTAL CAPITOL 4	731.866,10	0,00	731.866,10

CAPITOL 5
Alte cheltuieli

5.1	Organizare de șantier	8.000,00	0,00	8.000,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	8.000,00	0,00	8.000,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0,00	2.102,67	2.102,67
5.2.1	Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	0,00	955,76	955,76
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	0,00	191,15	191,15
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor — CSC	0,00	955,76	955,76
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2.500,00	0,00	2.500,00
	TOTAL CAPITOL 5	10.500,00	2.102,67	12.602,67

CAPITOL 6
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste

6.1	Pregătirea personalului de exploatare	2.000,00	0,00	2.000,00
6.2	Probe tehnologice și teste	1.830,50	0,00	1.830,50
	TOTAL CAPITOL 6	3.830,50	0,00	3.830,50

CAPITOL 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)	0,00	228.716,53	228.716,53
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 7	0,00	228.716,53	228.716,53

	TOTAL GENERAL (suma capitolelor), fără TVA	851.196,60	300.819,20	1.152.015,80
	Valoarea TVA (21%)	178.751,29	62.730,47	241.481,76
	TOTAL GENERAL, inclusiv TVA	1.029.947,89	363.549,67	1.393.497,56

	din care: C+M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1), fără TVA	191.152,10	0,00	191.152,10
--	--	-------------------	-------------	-------------------

Bugetul indicativ exprimat în euro, la cursul de 5,2543 lei/EUR (Banca Centrală Europeană, 06.08.2026), pe capitolele devizului general:

Nr. crt.	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Cheltuieli eligibile	Cheltuieli neeligibile	Total
1	Capitolul 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
2	Capitolul 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
3	Capitolul 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	19.983,63	13.322,42	33.306,05
4	Capitolul 4 Cheltuieli pentru investiția de bază	139.288,98	0,00	139.288,98
5	Capitolul 5 Alte cheltuieli	1.998,36	400,18	2.398,54
6	Capitolul 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	729,02	0,00	729,02
7	Capitolul 7 Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	43.529,40	43.529,40
	TOTAL GENERAL (suma capitolelor), fără TVA	162.000,00	57.252,00	219.252,00
	Valoarea TVA (21%)	34.020,00	11.938,88	45.958,88
	TOTAL GENERAL, inclusiv TVA	196.020,00	69.190,89	265.210,89

În prețuri la data de 06.08.2026; 1 euro = 5,2543 lei, curs BCE aferent datei.

Devizul general este parte componentă a Studiului de fezabilitate.

Cota TVA aplicată: 21%. Cotele legale de la subcapitolul 5.2 nu sunt purtătoare de TVA.

Note la devizul general:

1. Subcapitolul 3.5.3 – elaborarea studiului de fezabilitate – este tratat ca **cheltuială neeligibilă**, suportată din bugetul propriu al beneficiarului. Deși proiectarea este eligibilă prin natura cheltuielii potrivit Ghidului, includerea acestei sume în cheltuielile eligibile ar conduce la depășirea plafonului de 900.000 EUR/MW.
2. **Cotele legale de la subcapitolul 5.2 au fost calculate și incluse în devizul general, prin aplicarea procentelor legale asupra valorii lucrărilor de construcții și montaj (C+M = 191.152,10 lei fără TVA): cota ISC de 0,5% pentru controlul calității lucrărilor de construcții (Legea nr. 10/1995), cota ISC de 0,1% pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și autorizarea lucrărilor de construcții (Legea nr. 50/1991) și cota de 0,5% către Casa Socială a Constructorilor (Legea nr. 215/1997). Cotele nu sunt purtătoare de TVA. Potrivit Ghidului, cheltuielile pentru comisioane, cote și taxe sunt neeligibile; în consecință, suma de 2.102,67 lei se suportă integral din bugetul propriu al beneficiarului. Valorile definitive se recalculează la valoarea reală a lucrărilor de construcții și montaj, la data autorizării. Cheltuielile de la capitolul 7 (marja de buget și rezerva de implementare pentru ajustarea de preț) sunt de asemenea neeligibile și au fost menținute la zero.**
3. Cheltuielile pentru organizarea procedurilor de achiziție (3.6) sunt **neeligibile conform Ghidului** și se asigură din resursele proprii ale beneficiarului.
4. Cheltuielile de consultanță și management de proiect (3.7.1) însumează 2.000,00 lei fără TVA, respectiv 2.420,00 lei cu TVA, echivalentul a aproximativ 381 EUR fără TVA, cu mult sub plafonul de 20.000 EUR fără TVA prevăzut de Ghid.
5. Auditul financiar (3.7.2) și informarea și publicitatea (5.4) sunt obligatorii potrivit Ghidului și au fost prevăzute distinct.
6. Cota TVA aplicată este de 21%, cota standard în vigoare la data întocmirii studiului. Cotele legale de la subcapitolul 5.2 nu sunt purtătoare de TVA.
7. **Cheltuielile diverse și neprevăzute (subcapitolul 5.3) au fost menținute la valoarea zero**, deși sunt eligibile potrivit Ghidului. Motivul este că valoarea eligibilă a proiectului se situează exact la plafonul de ajutor public de 900.000 EUR/MW; includerea unei rezerve de neprevăzute în bugetul eligibil ar impune reducerea corespunzătoare a cheltuielilor pentru investiția de bază, cu diminuarea configurației tehnice. În consecință, riscul de depășire a costurilor se acoperă din bugetul propriu al beneficiarului, angajament care se prevede expres în hotărârea de aprobare a proiectului (a se vedea subcapitolele 4.9 – riscul R14 și 4.8.4).
8. **Marja de buget de la subcapitolul 7.1 se determină ca 25% din baza prevăzută de formula capitolului 7 – subcapitolele 1.2, 1.3, 1.4, 2, 3.1, 3.2, 3.3, 3.5, 3.7, 3.8, capitolul 4 și subcapitolul 5.1.1 —, respectiv $25\% \times 914.866,10 \text{ lei} = 228.716,53 \text{ lei}$ fără TVA, adică 276.747,00 lei cu TVA. Marja este integral neeligibilă: valoarea eligibilă a proiectului se află exact la plafonul de 900.000 EUR/MW fără TVA, astfel încât nicio sumă suplimentară nu poate fi solicitată la finanțare. Ea se asigură din bugetul propriu al beneficiarului și se mobilizează numai în cazul ajustării prețurilor, potrivit clauzelor contractuale aplicabile.**
9. Baza analizei financiare. Indicatorii de performanță financiară din capitolul 4 – VANF, RIRF, raportul beneficiu/cost, termenul de recuperare și LCOE – se calculează pe valoarea investiției fără marja de buget, de 1.116.750,56 lei cu TVA, care corespunde capitolelor 1–6 ale devizului. Marja nu se include în fluxul de numerar, întrucât modelul financiar indexează deja costurile cu 2%/an; includerea ei ar însemna contabilizarea de două ori a aceleiași inflații. Din același motiv, eșalonarea investiției și devizele pe obiect se raportează tot la capitolele 1–6.

3.3.3 Structura eligibil / neeligibil și sursele de finanțare

Tabelul 3.14 – Structura valorică a proiectului

Componentă	Fără TVA [lei]	TVA [lei]	Cu TVA [lei]	Sursa de finanțare
Investiția solicitată la finanțare (cap. 3 eligibil + cap. 4 + cap. 5.1.1 + cap. 5.4 + cap. 6)	851.196,60	178.751,29	1.029.947,89	Fondul pentru Modernizare – 100%

3.3.4 Devizele pe obiect

Repartizarea pe obiecte a fost realizată astfel: cheltuielile de la capitolul 4 se alocă pe baza costurilor efective ale fiecărui sistem, rezultate din cantitățile specifice; cheltuielile comune eligibile (capitolul 3 eligibil, capitolul 5.1.1 și 5.4, capitolul 6, în valoare totală de 57.330,50 lei fără TVA) și cotele legale neeligibile de la capitolul 5.2 (2.102,67 lei) se repartizează proporțional cu puterea instalată în curent alternativ, cheie obiectivă și verificabilă; costul studiului de fezabilitate se repartizează conform contractului, în cote egale de 17.500,00 lei fără TVA pe obiect.

Obiectiv	Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5
Proiectant	ELECTRO VOX S.R.L., municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, județul Prahova, CUI 1355788, J1991000855293, atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B

RECAPITULAȚIA DEVIZELOR PE OBIECT

repartizarea valorii totale a investiției pe cele trei obiecte

Sisteme fotovoltaice cu stocare pentru autoconsum – DGASPC Sector 5

Obiect	P c.a. [kW]	Cap. 4 fără TVA	Cheltuieli comune fără TVA	Cote ISC/CSC neeligibile	TOTAL OBIECT fără TVA	TOTAL OBIECT cu TVA
Obiectul 1 – Respiro, Dealul Cotmeana 41C	20	93.985,50	21.036,72	233,63	115.255,85	139.410,52
Obiectul 2 – Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagul nr. 14	60	243.753,70	63.110,17	700,89	307.564,76	372.006,17
Obiectul 3 – C.S.S. Zi copii, Trompetului 117	100	394.126,90	105.183,61	1.168,15	500.478,66	605.333,87
TOTAL CAPITOLELE 1–6	180	731.866,10	189.330,50	2.102,67	923.299,27	1.116.750,56

Nota: coloana „Cheltuieli comune fără TVA” cuprinde capitolul 3 (proiectare și asistență tehnică, inclusiv elaborarea studiului de fezabilitate), capitolele 5.1.1 și 5.4 și capitolul 6, repartizate proporțional cu puterea instalată în fiecare amplasament. Coloana „Cote ISC/CSC neeligibile” cuprinde cotele legale de la subcapitolele 5.2.2–5.2.4, repartizate după aceeași regulă. Partea neeligibilă a totalului pe obiect este formată din cota-parte a studiului de fezabilitate și din cotele legale. Recapitulația cuprinde capitolele 1–6 ale devizului general; marja de buget de la subcapitolul 7.1, în valoare de 228.716,53 lei fără TVA respectiv 276.747,00 lei cu TVA, nu se repartizează pe obiecte și se adaugă la nivel de proiect, rezultând totalul devizului general de 1.152.015,80 lei fără TVA, respectiv 1.393.497,56 lei cu TVA.

În prețuri la data de 06.08.2026; 1 euro = 5,2543 lei, curs BCE aferent datei.

Costul specific descrescător cu puterea (4.699 lei/kW la 20 kW, 4.063 lei/kW la 60 kW și 3.941 lei/kW la 100 kW, raportat la capitolul 4) reflectă economia de scară reală: componentele fixe pe amplasament – tablou, EMS, monitorizare, cameră tehnică, punere în funcțiune – se repartizează pe o putere mai mare.

Devizele pe obiect se prezintă potrivit **anexei nr. 8 la HG nr. 907/2016**, care cuprinde exclusiv cheltuielile capitolului 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază, detaliate pe subcapitolele 4.1–4.6 și, în cadrul subcapitolului 4.1, pe categoriile 4.1.1–4.1.4. Cheltuielile capitolului 3, 5 și 6 nu fac obiectul devizelor pe obiect; repartizarea lor pe obiecte este prezentată în recapitulația de mai sus.

Obiectiv	Obiectul 1 – Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități, Str. Dealul Cotmeana nr. 41C, Sector 5, București
Proiectant	ELECTRO VOX S.R.L., municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, județul Prahova, CUI 1355788, J1991000855293, atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B

DEVIZ PE OBIECT

nr. 1 — conform H.G. nr. 907/2016, anexa nr. 8

Obiectul 1 – Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5

CAPITOL 4

Cheltuieli pentru investiția de bază

4.1	Construcții și instalații	15.759,50	3.309,49	19.068,99
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	5.200,00	1.092,00	6.292,00
4.1.3	Arhitectură	4.426,17	929,50	5.355,67
4.1.4	Instalații	6.133,33	1.288,00	7.421,33
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	6.040,00	1.268,40	7.308,40
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	67.725,00	14.222,25	81.947,25
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	1.600,00	336,00	1.936,00
4.5	Dotări	2.736,00	574,56	3.310,56
4.6	Active necorporale	125,00	26,25	151,25
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT 1	93.985,50	19.736,95	113.722,45

Configurația obiectului: 20,0 kWp c.c. / 20 kW c.a. / stocare 20 kW – 45 kWh nominal (40,5 kWh utilizabil); 40 module × 500 Wp.

Repartizarea pe obiecte a cheltuielilor capitolului 4 s-a făcut pe baza costurilor efective ale fiecărui sistem, rezultate din cantitățile specifice de echipamente și lucrări; costurile comune pe amplasament au fost repartizate prin ajustare proporțională iterativă, astfel încât totalurile pe subcapitole și pe obiecte să reproducă exact devizul general.

În prețuri la data de 06.08.2026; 1 euro = 5,2543 lei, curs BCE aferent datei.

Obiectiv	Obiectul 2 – Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14, Sector 5, București
Proiectant	ELECTRO VOX S.R.L., municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, județul Prahova, CUI 1355788, J1991000855293, atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B

DEVIZ PE OBIECT

nr. 2 — conform H.G. nr. 907/2016, anexa nr. 8

Obiectul 2 – Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5

CAPITOL 4

Cheltuieli pentru investiția de bază

4.1	Construcții și instalații	42.930,70	9.015,45	51.946,15
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	15.600,00	3.276,00	18.876,00
4.1.3	Arhitectură	8.930,70	1.875,45	10.806,15
4.1.4	Instalații	18.400,00	3.864,00	22.264,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	18.120,00	3.805,20	21.925,20
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	169.570,00	35.609,70	205.179,70
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	4.800,00	1.008,00	5.808,00
4.5	Dotări	8.208,00	1.723,68	9.931,68
4.6	Active necorporale	125,00	26,25	151,25
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT 2	243.753,70	51.188,28	294.941,98

Configurația obiectului: 60,0 kWp c.c. / 60 kW c.a. / stocare 60 kW – 134 kWh nominal (120,6 kWh utilizabil); 120 module × 500 Wp.

Repartizarea pe obiecte a cheltuielilor capitolului 4 s-a făcut pe baza costurilor efective ale fiecărui sistem, rezultate din cantitățile specifice de echipamente și lucrări; costurile comune pe amplasament au fost repartizate prin ajustare proporțională iterativă, astfel încât totalurile pe subcapitole și pe obiecte să reproducă exact devizul general.

În prețuri la data de 06.08.2026; 1 euro = 5,2543 lei, curs BCE aferent datei.

Obiectiv	Obiectul 3 – Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități, Str. Trompetului
----------	--

	nr. 117, Sector 5, București
Proiectant	ELECTRO VOX S.R.L., municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, județul Prahova, CUI 1355788, J1991000855293, atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B

DEVIZ PE OBIECT

nr. 3 — conform H.G. nr. 907/2016, anexa nr. 8

Obiectul 3 – Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5

CAPITOL 4

Cheltuieli pentru investiția de bază

4.1	Construcții și instalații	70.101,90	14.721,40	84.823,30
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență	26.000,00	5.460,00	31.460,00
4.1.3	Arhitectură	13.435,23	2.821,40	16.256,63
4.1.4	Instalații	30.666,67	6.440,00	37.106,67
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	30.200,00	6.342,00	36.542,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	272.020,00	57.124,20	329.144,20
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	8.000,00	1.680,00	9.680,00
4.5	Dotări	13.680,00	2.872,80	16.552,80
4.6	Active necorporale	125,00	26,25	151,25
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT 3	394.126,90	82.766,65	476.893,55

Configurația obiectului: 100,0 kWp c.c. / 100 kW c.a. / stocare 100 kW – 224 kWh nominal (201,6 kWh utilizabil); 200 module × 500 Wp.

Repartizarea pe obiecte a cheltuielilor capitolului 4 s-a făcut pe baza costurilor efective ale fiecărui sistem, rezultate din cantitățile specifice de echipamente și lucrări; costurile comune pe amplasament au fost repartizate prin ajustare proporțională iterativă, astfel încât totalurile pe subcapitole și pe obiecte să reproducă exact devizul general.

În prețuri la data de 06.08.2026; 1 euro = 5,2543 lei, curs BCE aferent datei.

Totalurile celor trei devize pe obiect sunt prezentate în tabelul următor:

Obiect	Investiție eligibilă fără TVA	Neeligibil fără TVA (SF + cote)	Total fără TVA	TVA totală	Total cu TVA
O1	107.244,44	8.011,41	115.255,85	24.154,67	139.410,52
O2	283.530,54	24.034,22	307.564,76	64.441,41	372.006,17
O4	460.421,62	40.057,04	500.478,66	104.855,21	605.333,87
TOTAL	851.196,60	70.000,00 + 2.102,67 = 72.102,67	923.299,27	193.451,29	1.116.750,56

Totalurile pe obiecte reproduc exact valorile capitolelor 1–6 ale devizului general: 923.299,27 lei fără TVA, 193.451,29 lei TVA și 1.116.750,56 lei cu TVA. Diferențele de rotunjire de ordinul bănuților, rezultate din repartizarea pro-rata, au fost regularizate la obiectul O4. Marja de buget de la subcapitolul 7.1 este o rezervă la nivelul proiectului și nu se repartizează pe obiecte.

3.3.5 Devizul general al Scenariului 2 (soluția alternativă)

Obiectiv	Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5 - SCENARIUL 2 (alternativ)
Proiectant	ELECTRO VOX S.R.L., municipiul Ploiești, Bd. Republicii nr. 200, Camera nr. 4, județul Prahova, CUI 1355788, J1991000855293, atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B

DEVIZUL GENERAL

al obiectivului de investiții – Scenariul 2, cuplare în curent alternativ

Sisteme fotovoltaice cu stocare pentru autoconsum – DGASPC Sector 5 (3 obiecte de investiție)

Conform H.G. nr. 907 din 2016

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5

CAPITOL 1**Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului**

1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	0,00	0,00	0,00

CAPITOL 2**Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**

2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 2	0,00	0,00	0,00

CAPITOL 3**Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică**

3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,00	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	2.000,00	420,00	2.420,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.4.1	Audit energetic	0,00	0,00	0,00
3.4.2	Certificat de performanță energetică la finalizarea lucrărilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	157.000,00	32.970,00	189.970,00
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	70.000,00	14.700,00	84.700,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	2.000,00	420,00	2.420,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	5.000,00	1.050,00	6.050,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	80.000,00	16.800,00	96.800,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	6.000,00	1.260,00	7.260,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	2.000,00	420,00	2.420,00
3.7.1.1	Servicii de consultanță în elaborarea și depunerea cererii de finanțare	2.000,00	420,00	2.420,00
3.7.1.2	Servicii de consultanță în implementarea proiectului	0,00	0,00	0,00
3.7.2	Auditul financiar	4.000,00	840,00	4.840,00
3.8	Asistență tehnică	10.000,00	2.100,00	12.100,00
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	6.000,00	1.260,00	7.260,00
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	6.000,00	1.260,00	7.260,00
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00

3.8.2	Diriginție de șantier	4.000,00	840,00	4.840,00
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate — conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 3	175.000,00	36.750,00	211.750,00

CAPITOL 4
Cheltuieli pentru investiția de bază

4.1	Construcții și instalații	145.000,00	30.450,00	175.450,00
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	58.430,30	12.270,36	70.700,66
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	586.761,19	123.219,85	709.981,04
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	14.400,00	3.024,00	17.424,00
4.5	Dotări	24.624,00	5.171,04	29.795,04
4.6	Active necorporale	375,00	78,75	453,75
	TOTAL CAPITOL 4	829.590,49	174.214,00	1.003.804,49

CAPITOL 5
Alte cheltuieli

5.1	Organizare de șantier	8.000,00	1.680,00	9.680,00
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	8.000,00	1.680,00	9.680,00
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	2.325,73	0,00	2.325,73
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	1.057,15	0,00	1.057,15
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	211,43	0,00	211,43
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor — CSC	1.057,15	0,00	1.057,15
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2.500,00	525,00	3.025,00
	TOTAL CAPITOL 5	12.825,73	2.205,00	15.030,73

CAPITOL 6
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste

6.1	Pregătirea personalului de exploatare	2.000,00	420,00	2.420,00
6.2	Probe tehnologice și teste	1.830,50	384,41	2.214,91
	TOTAL CAPITOL 6	3.830,50	804,41	4.634,91

CAPITOL 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)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 7	0,00	0,00	0,00

	TOTAL GENERAL	1.021.246,72	213.973,41	1.235.220,13
--	----------------------	---------------------	-------------------	---------------------

	din care: C+M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	211.430,30	44.400,36	255.830,66
--	--	-------------------	------------------	-------------------

În prețuri la data de 06.08.2026; 1 euro = 5,2543 lei, curs BCE aferent datei.

Scenariul 2 conduce la o valoare eligibilă de 948.920,99 lei fără TVA, cu 97.724,39 lei peste plafonul ajutorului public de 162.000 EUR (851.196,60 lei fără TVA). Scenariul nu este recomandat.

Diferența față de Scenariul 1 la capitolul 4 este de 97.724,39 lei fără TVA și provine din: invertoare fotovoltaice de 180 kW și convertoare bidirecționale de 180 kW achiziționate separat (în locul unei singure familii de convertoare hibride), tablouri și protecții suplimentare de curent alternativ pentru cuplarea celor două subsisteme, cabluri suplimentare și manoperă de integrare și coordonare. Diferența nu este o indexare procentuală, ci rezultatul unei liste de cantități distincte.

Consecința financiară determinantă. Ajutorul public nerambursabil este plafonat la 851.196,60 lei fără TVA. Scenariul 2 conduce la o valoare eligibilă de 948.920,99 lei fără TVA, respectiv o depășire cu 97.724,39 lei fără TVA (118.246,51 lei cu TVA), sumă care ar trebui suportată integral din bugetul propriu al beneficiarului, peste cei 84.700,00 lei aferenți studiului de fezabilitate și cotele legale. Contribuția proprie ar crește de la 86.802,67 lei la 205.272,24 lei cu TVA, adică de 2,36 ori.

3.3.6 Costurile de operare pe durata normată de viață

Operarea nu necesită personal permanent dedicat pe fiecare amplasament, dar generează obligații recurente, care nu sunt eligibile în cadrul apelului și se suportă din bugetul propriu al beneficiarului.

Tabelul 3.21 - Costuri anuale de operare și mentenanță

Categorie	Conținut	Cost anual estimat [lei], anul 1
Monitorizare și platformă	Abonament platformă, comunicații de date, raportare	1.755,00
Inspecții și mentenanță preventivă	Inspecții vizuale trimestriale, verificări semestriale tablouri și convertoare, termografie anuală	3.927,27
Verificări electrice periodice	Prize de pământ, continuitate, izolație, descărcătoare, selectivitate	1.852,50
Curățarea modulelor	Numai pe baza inspecției și a pierderii de performanță măsurate	1.680,00
Testarea sistemelor de siguranță ale stocării	Alarmer, oprire de urgență, ventilație/climatizare	1.319,35
Consumabile, piese mărunte, intervenții minore	-	600,00
TOTAL O&M anul 1		11.134,12

Costul anual de operare reprezintă aproximativ 1,2% din valoarea investiției fără TVA, nivel uzual pentru instalații fotovoltaice cu stocare de această dimensiune. Se aplică o indexare de 2%/an. Suplimentar, se prevede o **augmentare sau înlocuire parțială a sistemului de stocare în anul 12 de operare**, estimată la 54.858 lei, corelată cu garanția energetică de minimum 10 ani.

Costurile de operare pe întreaga perioadă de analiză de 20 de ani însumează 270.530 lei pentru mentenanță și 54.858 lei pentru augmentarea stocării, total **325.388 lei**.

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

Studiile de specialitate necesare pentru siguranță, autorizare și proiectarea execuției se realizează înaintea etapelor tehnice pe care le condiționează. Matricea de mai jos stabilește aplicabilitatea, rezultatul cerut și momentul realizării fiecărei verificări.

Tabelul 3.22 - Studii de specialitate și etape de realizare

STUDIU / VERIFICARE	APLICABILITATE	ETAPĂ DE REALIZARE	REZULTAT CERUT	MOMENT OBLIGATORIU
Relevu	Toate obiectele	Faza PT;	Poziționarea exactă a	Înainte de depunerea, pentru

STUDIU / VERIFICARE	APLICABILITATE	ETAPĂ DE REALIZARE	REZULTAT CERUT	MOMENT OBLIGATORIU
arhitectural și plan de amplasament		planșele PS-01...PS-04 constituie baza grafică	modulelor, camerei tehnice, traseelor, acceselor și zonelor de intervenție	planurile PS-01...PS-04
Expertiză sau verificare structurală	Toate soluțiile pe acoperiș	Anterior definitivării sistemului de prindere	Capacitate portantă, sistem de prindere, verificări la vânt, zăpadă și seism, compatibilitate cu hidroizolația	Înainte comenzii de echipamente
Studiu topografic	Structuri la sol/carport la O1 și O4 și trasee exterioare	La faza PT/DTAC	Sistem de coordonate, cote, poziția utilităților subterane	Înainte autorizării
Studiu geotehnic	Numai dacă se execută fundații noi	Anterior proiectării fundațiilor	Natura terenului, apa subterană, recomandări de fundare	Înainte proiectării fundațiilor
Relevu și verificări electrice	Toate obiectele	La faza PT	Scheme, puteri aprobate, punct comun de cuplare, curenți de scurtcircuit, selectivitate, împământare, protecție la trăsnet, calitatea energiei	Înainte proiectului tehnic
Analiză de umbrire și simulare tridimensională	Toate obiectele	La faza PT, după relevu	Confirmarea producției lunare și anuale după geometria reală	Înainte proiectului tehnic
Analiză consum– producție–stocare	Fiecare loc de consum	Recalibrare la punerea în funcțiune	Curbe orare, autoconsum, energie limitată, cicluri, setări EMS	Realizat; se recalibrează pe date măsurate la punerea în funcțiune
Soluție de racordare și aviz tehnic de racordare	Fiecare punct de racordare	În etapa de racordare	Condițiile operatorului, regim cu injecție limitată la puterea avizată, protecție de interfață, contorizare	Cel târziu la prima cerere de prefinanțare/plată/rambursare
Procedura de mediu și DNSH	Proiect consolidat	În etapa de avizare de mediu	Act administrativ al autorității de mediu	Dovada depunerii – la contractare; actul final – la ultima cerere de plată
Analiză de securitate la incendiu pentru sistemele de	Toate obiectele	La faza PT/DTAC, anterior execuției	Amplasare, separare, detectare, ventilație, oprire, acces pentru intervenție	Înainte autorizării și a execuției

STUDIU / VERIFICARE	APLICABILITATE	ETAPĂ DE REALIZARE	REZULTAT CERUT	MOMENT OBLIGATORIU
stocare				

3.5 Graficul orientativ de realizare a investiției

Durata totală de implementare este de 18 luni, programată astfel încât instalarea, conectarea și punerea în funcțiune să nu depășească data de 31.12.2029. Durata execuției fizice este estimată la 9 luni. Activitățile se desfășoară parțial în paralel, iar achiziția și execuția încep după confirmarea disponibilității amplasamentelor și a condițiilor de racordare.

Tabelul 3.23 – Graficul orientativ de realizare a investiției

Nr.	ETAPĂ	PERIOADĂ	REZULTAT	RESPONSABIL PRINCIPAL
0	Mobilizare	M1	Desemnarea echipei de implementare, deschiderea evidenței proiectului, actualizarea planului de achiziții și a registrului de riscuri	Beneficiar
1	Confirmarea documentelor și a datelor inițiale	M1-M2	Facturi și centralizatoare pe POD, acte juridice și cadastrale, tema de proiectare, inventarul instalațiilor existente	Beneficiar + elaborator
2	Relevee și studii	M1-M4	Relevee arhitecturale și electrice, expertize structurale, studii topografice și geotehnice după caz, analiză de umbră	Proiectanți și experți
3	Urbanism, mediu și racordare	M2-M7	Certificate de urbanism, procedura de mediu, solicitări către operatorul de distribuție și documentațiile de racordare	Beneficiar + proiectant
4	Aprobarea indicatorilor și pregătirea achiziției	M5-M8	Aprobări interne, documentație tehnică verificată, documentația de atribuire	Beneficiar
5	Procedura de achiziție și contractarea	M4-M9	Publicare, clarificări, evaluare, atribuire, contract de proiectare și execuție	Beneficiar
6	Proiect tehnic, detalii de execuție și aprovizionare	M8-M12	Proiect tehnic verificat, autorizări, comenzi și livrări, coordonarea întreprinderilor	Contractant + proiectant
7	Execuție și montaj	M9-M15	Structuri, module, sisteme de stocare, tablouri, cabluri, protecții, comunicații, integrare	Contractant
8	Probe, racordare și punere în funcțiune	M14-M17	Probe, parametrizare EMS, verificări cu operatorul de distribuție, instruire, remedieri	Contractant + operator de distribuție
9	Recepție și închidere	M16-M18	Recepție la terminarea lucrărilor, documentație as-built, audit financiar, cererea finală de rambursare, raportarea indicatorilor	Beneficiar

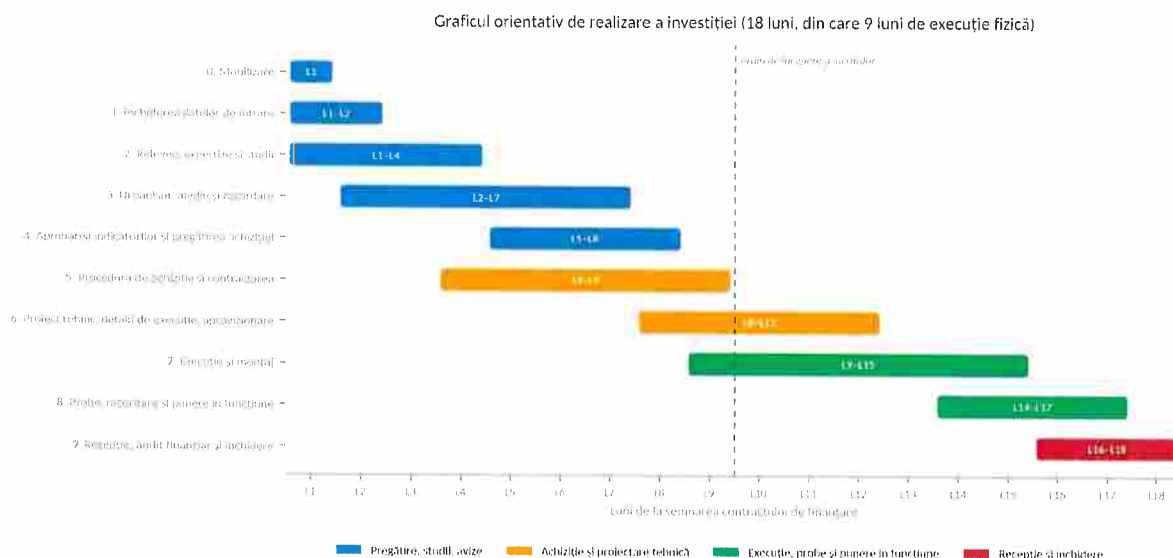


Figura 15 – Graficul orientativ de realizare a investiției (pieșă desenată G-01)

Condiții pentru începerea lucrărilor. Ordinul de începere se emite după contractare, finalizarea proiectării verificate, obținerea autorizărilor aplicabile, îndeplinirea condițiilor de racordare și confirmarea disponibilității amplasamentelor. Certificatele de urbanism, studiul de fezabilitate și avizele nu reprezintă începerea execuției lucrărilor.

Concluzia Capitolului 3. Sunt definite două scenarii tehnice fezabile la aceiași indicatori: cuplarea stocării în curent continuu, în arhitectură hibridă, și cuplarea în curent alternativ, cu convertor bidirecțional separat, precum și scenariul de referință fără proiect. Configurația analizată cuprinde 360 module × 500 Wp, 180,0 kWp DC, 5 convertoare hibride cu 180 kW AC și sisteme de stocare de 180 kW / 403 kWh, amplasate la O1, O2 și O4. Simularea orară pe 8.760 ore, calibrată pe profilul de consum documentat, indică acoperirea din surse proprii locale a 58,0% din consumul anual al celor patru locuri de consum, cu 52,3% din orele anului fără import din rețea la amplasamentele echipate și cu un grad de valorificare a producției de 98,7%. Devizul general al Scenariului 1 se încadrează în plafonul de ajutor public, iar Scenariul 2 îl depășește cu 97.724,39 lei fără TVA.

Capitolul 4. Analiza fiecărui scenariu/opțiune tehnico-economică propus

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

Analiza se realizează unitar pentru proiectul consolidat și se verifică separat la nivelul fiecăruia dintre cele trei amplasamente echipate.

Element al cadrului de analiză	Valoare	Justificare
Perioada de referință	20 de ani de operare, precedați de 1 an de implementare	Corelată cu perioada utilizată de Ghid pentru indicatorul I.4 și cu durata de viață tehnică a modulelor fotovoltaice
Data de bază a valorilor	06.08.2026	Data întocmirii studiului
Curs de schimb	1 EUR = 5,2543 lei	Cursul BCE valabil la data întocmirii studiului
Rata de actualizare financiară	5%	Valoare uzuală pentru investiții publice; identică cu rata de actualizare economică
Cota TVA	21%	Cota standard în vigoare
Moneda de analiză	lei, prețuri constante ale anului de bază, cu escaladări explicite	-

4.1.1 Scenariile analizate

SCENARIU	DESCRIERE	PARAMETRI / ROL ÎN ANALIZĂ
S0 - fără proiect	Menținerea alimentării integrale din rețea și a instalațiilor existente; fără producție fotovoltaică nouă și fără stocare	Referință pentru evaluarea efectelor; nu îndeplinește obiectivele apelului și nu constituie opțiune de realizare
S1 - cuplare DC / hibrid	Convertoare hibride cu stocare cuplată pe magistrala de curent continuu, coordonate de EMS, la fiecare dintre cele trei imobile echipate	360 module × 500 Wp; 180,0 kWp DC; 180 kW AC; stocare 180 kW / 403 kWh; 196,36 MWh/an; investiție 923.299,27 lei fără TVA
S2 - cuplare AC	Invertoare fotovoltaice de tip string și convertor bidirecțional dedicat pentru stocare, coordonate de EMS comun	Aceiași indicatori energetici; investiție 1.021.246,72 lei fără TVA

Principiul comparabilității. Cele două scenarii de investiție sunt comparate la aceeași putere eligibilă, aceeași producție anuală, aceeași putere și energie de stocare și aceeași strategie de operare (autoconsum prioritar, cu injectarea și compensarea cantitativă a surplusului). Un scenariu nu poate fi declarat mai avantajos prin modificarea indicatorilor de bază în favoarea sa. Diferența de cost dintre ele nu este o indexare procentuală, ci rezultatul unor liste de cantități distincte, prezentate la subcapitolele 3.3.1 și 3.3.5.

4.1.2 Ipotezele comune ale analizei

ELEMENT	VALOARE	BAZA DE FUNDAMENTARE
Producție anuală, anul 1	196.364 kWh/an	Simulare PVGIS – tabelul 3.4
Consum anual de referință	179.772 kWh/an	AC.1 – tabelul 2.1
Energie efectiv	104.207	Simulare orară pe 8.760 ore – tabelul 3.6

ELEMENT	VALOARE	BAZA DE FUNDAMENTARE
autoconsumată, anul 1	kWh/an	
Degradarea modulelor fotovoltaice	0,45%/an, liniar	Valoare uzuală pentru module monocristaline cu garanție de performanță ≥ 30 ani
Tarif evitat al energiei electrice, anul 1	1,3489 lei/kWh cu TVA	Medie ponderată a tarifelor finale facturate la cele trei amplasamente echipate (1,55 / 1,23 / 1,37 lei/kWh), ponderată cu energia autoconsumată la fiecare; TVA inclusă, întrucât nu este deductibilă
Escaladarea tarifului energiei	2%/an	Ipoteză conservatoare, sub media istorică pe termen lung
Cost O&M, anul 1	11.134,12 lei/an	Tabelul 3.21; aproximativ 1,3% din investiția fără TVA
Escaladarea costurilor O&M	2%/an	Coerentă cu escaladarea tarifului
Augmentare/înlocuire parțială a stocării	54.858 lei în anul 12	Corelată cu garanția energetică de minimum 10 ani
Valoare reziduală la finalul perioadei	0 lei	Ipoteză conservatoare; instalația continuă să funcționeze după anul 20, dar beneficiul nu este monetizat
Venituri din vânzarea energiei	0 lei	Proiect exclusiv de autoconsum; surplusul se compensează cantitativ, nu se comercializează

Baza beneficiului financiar. Beneficiul investiției include costul energiei evitate pentru cantitatea autoconsumată și valoarea energiei injectate și compensate cantitativ. Calculul nu utilizează consumul total al beneficiarului și nici producția brută evaluată integral la tariful final. Utilizarea consumului total de 179.772 kWh sau a producției brute de 196.364 kWh la tariful evitat ar supraevalua beneficiul cu 49%, respectiv cu 36%. Modelul financiar utilizează 104.207 kWh autoconsumați și 89.541 kWh injectați și compensați în anul 1.

4.2 Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice

Ambele scenarii de investiție sunt expuse aceluiași hazarduri de amplasament, dar răspund diferit la defecte și la necesitatea înlocuirii componentelor.

4.2.1 Evaluarea riscurilor climatice – metodologie

Evaluarea a fost realizată în conformitate cu cerințele Regulamentului delegat (UE) 2021/2139, **Apendicele A la Anexa I – Clasificarea pericolelor legate de climă**, pe durata de viață preconizată a instalațiilor (peste 20 de ani), utilizând proiecții climatice conform contribuției Grupului de lucru II la cel de-al șaselea raport de evaluare al IPCC (AR6, Climate Change 2022). Întrucât ambele scenarii de investiție presupun același tip de instalație, pe aceleași amplasamente, analiza este valabilă pentru ambele.

Evaluarea parcurge două etape, conform metodologiei impuse de Anexa 3 la Ghid:

- **Etapa 1** – identificarea, pe baza taxonomiei complete din Apendicele A, a pericolelor climatice care pot afecta performanța investiției, cu evaluarea calitativă a probabilității și a intensității impactului;
- **Etapa 2** – cuantificarea și determinarea pericolelor semnificative, pentru care sunt necesare soluții de adaptare.

Scala de evaluare utilizată:

Probabilitatea producerii	Punctaj	Intensitatea impactului	Punctaj
Inexistentă	0	N/A (probabilitate inexistentă)	0

Probabilitatea producerii	Punctaj	Intensitatea impactului	Punctaj
Redusă	1	Scăzută – în sfera uzurii normale	1
Medie	2	Medie – impact ușor ridicat	2
Ridică	3	Ridică – disfuncționalități majore	3
Iminentă	4	Devastatoare – distrugerea echipamentelor	4

Pragul de semnificație: un pericol climatic este considerat semnificativ dacă suma punctajelor (probabilitate + intensitate) este de **minimum 5 puncte**. Pentru pericolele semnificative se prevăd obligatoriu soluții de adaptare, integrate în cerințele de proiectare și de achiziție.

4.2.2 Etapa 1 – Identificarea pericolelor climatice conform Apendicelui A

Tabelul 4.1 – Screeningul complet al pericolelor climatice

Pericol climatic	Probabilitate	Intensitate	Observații pentru amplasamentele din Sectorul 5, București
A. Pericole legate de temperatură – cronice			
Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)	Medie	Medie	Creșterea temperaturii medii a aerului reduce randamentul modulelor (coeficient $\leq -0,35 \text{ }^\circ\text{C}$) și accelerează îmbătrânirea sistemelor de stocare. Temperatura apei nu este relevantă.
Stresul termic	Ridică	Medie	Municipiul București este afectat de insula de căldură urbană; temperaturile de pe terase depășesc frecvent $60 \text{ }^\circ\text{C}$ vara. Afectează randamentul și durata de viață a echipamentelor.
Variabilitatea temperaturii	Medie	Scăzută	Ciclurile termice solicită etanșările, conectorii și structurile; efect cumulativ, luat în calcul prin alegerea materialelor.
Topirea permafrostului	Inexistentă	N/A	Nu există permafrost pe amplasamente.
B. Pericole legate de temperatură – acute			
Val de căldură	Ridică	Ridică	Valurile de căldură prelungite reduc randamentul, impun limitarea termică a convertoarelor și solicită sistemul de climatizare al camerelor de stocare. Pericol semnificativ.
Val de frig / îngheț	Medie	Scăzută	Reduce ușor producția; poate genera acumulări de gheață în sistemul de drenaj. Fără efect asupra siguranței.
Incendiu de vegetație	Inexistentă	N/A	Amplasamente urbane, fără vecinătate cu fond forestier.
C. Pericole legate de vânt – cronice			
Schimbarea regimului vântului	Redusă	Scăzută	Nu modifică semnificativ solicitările de proiectare pentru structuri dimensionate conform reglementărilor în vigoare.
D. Pericole legate de vânt –			

Pericol climatic	Probabilitate	Intensitate	Observații pentru amplasamentele din Sectorul 5, București
acute			
Ciclone, uragan, taifun	Inexistentă	N/A	Zona nu este expusă acestor fenomene.
Furtună (inclusiv viscol, furtuni de praf și de nisip)	Ridicată	Ridicată	Pe durata de 20 de ani, apariția mai multor furtuni severe este certă. Solicitări de sucțiune pe zonele de margine ale acoperișului; risc de desprindere a modulelor. Pericol semnificativ.
Tornadă	Redusă	Ridicată	Frecvență redusă în zona București, dar impact potențial major asupra structurilor și modulelor.
E. Pericole legate de apă - cronice			
Schimbarea regimului și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	Medie	Medie	Creșterea frecvenței evenimentelor extreme solicită sistemul de drenaj al teraselor și etanșările trecerilor.
Precipitații sau variabilitate hidrologică	Redusă	Scăzută	Instalația nu depinde de resurse de apă; consumul se limitează la curățarea ocazională a modulelor.
Acidificarea oceanelor	Inexistentă	N/A	Nu are legătură cu investiția.
Intruziunea salină	Inexistentă	N/A	Amplasamente continentale, fără corp de apă sărată în vecinătate.
Creșterea nivelului mării	Inexistentă	N/A	Amplasamente în Câmpia Română, la peste 200 km de litoral.
Stresul hidric	Inexistentă	N/A	Investiția nu are consum tehnologic de apă.
F. Pericole legate de apă - acute			
Secetă	Redusă	Scăzută	Poate crește depunerile de praf pe module, cu efect asupra producției; se tratează prin planul de inspecție și curățare.
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	Ridicată	Ridicată	Ploile torențiale pot genera infiltrații la trecerile prin acoperiș și supraîncălcarea drenajului; grindina poate fisura modulele; zăpada generează încărcări suplimentare. Pericol semnificativ.
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	Redusă	Medie	Riscul relevant este inundația pluvială locală, cu afectarea echipamentelor amplasate la nivelul pardoselii camerelor tehnice.
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	Inexistentă	N/A	Nu este cazul.
G. Pericole legate de masă solidă - cronice			
Eroziunea costieră	Inexistentă	N/A	Nu este cazul.
Degradarea solului	Redusă	Scăzută	Structurile la sol și de tip carport de la O1 și O4 ocupă suprafețe reduse, deja impermeabilizate sau neutilizate; nu se afectează terenuri agricole.
Eroziunea solului	Inexistentă	N/A	Amplasamente plane, în intravilan, fără lucrări de

Pericol climatic	Probabilitate	Intensitate	Observații pentru amplasamentele din Sectorul 5, București
			terasament semnificative.
Solifluxiune	Inexistentă	N/A	Nu există versanți sau terenuri predispuse.
H. Pericole legate de masa solidă - acute			
Avalanșă	Inexistentă	N/A	Zonă de câmpie.
Alunecare de teren	Inexistentă	N/A	Amplasamente plane, fără risc identificat.
Subsidență	Inexistentă	N/A	Nu se află în zone cu exploatare subterane.

Pericol suplimentar, analizat distinct: deși nu figurează ca atare în taxonomia Apendicelui A, **trăsnetul și supratensiunile atmosferice** constituie un pericol relevant pentru instalațiile fotovoltaice și au fost evaluate separat, cu probabilitate **Medie** și intensitate **Ridicată**.

4.2.3 Etapa 2 – Cuantificarea și determinarea pericolelor semnificative

Tabelul 4.2 – Punctajul pericolelor climatice și determinarea semnificației

Pericol climatic	Punctaj probabilitate	Punctaj intensitate	Punctaj total	Semnificativ (≥ 5)
Schimbarea temperaturii	2	2	4	Nu
Stresul termic	3	2	5	DA
Variabilitatea temperaturii	2	1	3	Nu
Topirea permafrostului	0	0	0	Nu
Val de căldură	3	3	6	DA
Val de frig / îngheț	2	1	3	Nu
Incendiu de vegetație	0	0	0	Nu
Schimbarea regimului vântului	1	1	2	Nu
Ciclone, uragan, taifun	0	0	0	Nu
Furtună (inclusiv viscol)	3	3	6	DA
Tornadă	1	3	4	Nu
Schimbarea regimului precipitațiilor	2	2	4	Nu
Precipitații sau variabilitate hidrologică	1	1	2	Nu
Acidificarea oceanelor	0	0	0	Nu
Intruziunea salină	0	0	0	Nu
Creșterea nivelului mării	0	0	0	Nu
Stresul hidric	0	0	0	Nu
Secetă	1	1	2	Nu
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă)	3	3	6	DA
Inundație pluvială	1	2	3	Nu
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	0	0	0	Nu

Pericol climatic	Punctaj probabilitate	Punctaj intensitate	Punctaj total	Semnificativ (≥ 5)
Eroziunea costieră	0	0	0	Nu
Degradarea solului	1	1	2	Nu
Eroziunea solului	0	0	0	Nu
Solifluxiune	0	0	0	Nu
Avalanșă	0	0	0	Nu
Alunecare de teren	0	0	0	Nu
Subsidență	0	0	0	Nu
Trăsnet și supratensiuni (analizat suplimentar)	2	3	5	DA

Rezultatul Etapei 2. Din cele 28 de pericole din taxonomia Apendicelui A, la care se adaugă pericolul suplimentar al trăsnetului, **cinci pericole climatice sunt semnificative** pentru investiție: stresul termic, valul de căldură, furtuna, precipitațiile abundente (inclusiv grindina și zăpada) și trăsnetul. Toate celelalte au punctaj sub pragul de 5 și nu impun măsuri suplimentare față de proiectarea curentă.

4.2.4 Soluțiile de adaptare pentru pericolele semnificative

Pentru fiecare pericol semnificativ au fost identificate și integrate în proiect soluții de adaptare, fizice și nefizice, care reduc substanțial riscul climatic fizic.

Tabelul 4.3 – Soluții de adaptare și risc rezidual

Pericol semnificativ	Soluții de adaptare integrate în proiect	Dovada la recepție	Risc rezidual
Stresul termic și valul de căldură	Module cu coeficient de temperatură pentru puterea maximă $\leq -0,35 \text{ }^\circ\text{C}$; spațiu de ventilare liberă sub module; convertoare cu domeniu de funcționare până la $+50 \text{ }^\circ\text{C}$ și limitare termică declarată, amplasate ferit de surse termice; tehnologie de stocare LFP, cu stabilitate termică superioară; BMS cu supraveghere pe niveluri; ventilație sau climatizare a camerelor tehnice, dimensionată prin calcul termic; senzori multipli, praguri de alarmă și oprire automată la temperatură critică	Calcul termic și de climatizare, fișe tehnice cu domeniul de temperatură, teste de alarmă, imagini termografice după primul sezon cald	Scăzut
Furtună și vânt puternic	Expertiză și verificare structurală pentru fiecare acoperiș; calculul presiunilor și sucțiunilor conform reglementărilor aplicabile amplasamentului; sisteme de fixare certificate; distribuirea încărcărilor; retrageri față de marginile și colțurile acoperișului, unde sucțiunile sunt maxime; pentru structurile la sol și de tip carport de la O1 și O4, fundații dimensionate la acțiunea vântului	Calcul structural, procese-verbale de cuplu de strângere, plan as-built, procedură de inspecție post-furtună	Scăzut
Precipitații abundente, grindină și zăpadă	Verificarea și menținerea sistemului de drenaj al teraselor; treceri prin acoperiș etanșate și verificate; guri de scurgere degajate; echipamente interioare montate pe socluri ridicate față de pardoseală; grade de protecție IP adecvate; module cu încercări mecanice conform SR EN IEC 61215 (rezistență la	Procese de etanșare, grade IP, certificate de conformitate a modulelor, calcul structural, plan de inspecție după evenimente meteorologice severe	Scăzut-mediu

Pericol semnificativ	Soluții de adaptare integrate în proiect	Dovada la recepție	Risc rezidual
	grindină și la încărcări de zăpadă); verificarea încărcării din zăpadă conform reglementărilor; interdicția îndepărtării zăpezii prin lovire sau răzuire		
Trăsnet și supratensiuni	Analiză de risc conform SR EN 62305; respectarea distanțelor de separare față de instalația de protecție la trăsnet a clădirii; legături echipotențiale pentru toate ramele, structurile, carcasele și camerele tehnice; descărcătoare de supratensiune tip 1+2 coordonate energetic, pe partea de curent continuu, de curent alternativ și pe circuitele de date; lungimi minime de racordare a descărcătoarelor	Buletine de măsurători ale prizei de pământ și ale continuității, schema de coordonare a descărcătoarelor, analiza de risc	Scăzut

Verificarea condiției de neafectare a terților. Soluțiile de adaptare adoptate sunt de natură constructivă și organizatorică, localizate integral în interiorul imobilelor beneficiarului. Ele **nu afectează negativ** eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență la riscurile fizice legate de climă ale altor persoane, ale naturii, ale altor active sau ale altor activități economice și sunt în concordanță cu planurile și strategiile naționale, regionale și locale de adaptare la schimbările climatice.

Concluzia evaluării riscurilor climatice. Au fost identificate cinci pericole climatice semnificative, pentru fiecare fiind prevăzute soluții de adaptare integrate în cerințele de proiectare, în fișa de parametri tehnici minimi și în documentația de achiziție. **Nu există niciun risc climatic incompatibil cu investiția**, iar riscul rezidual global, după aplicarea măsurilor, este **scăzut-mediu**. Dacă pe termen scurt sau mediu se identifică modificări semnificative ale ipotezelor climatice utilizate, se va relua evaluarea soluțiilor de adaptare și se vor pune în aplicare măsurile fizice și nefizice suplimentare necesare.

4.2.5 Vulnerabilități antropice și tehnologice

FACTOR	NIVEL	EFECT	MĂSURĂ DE CONTROL
Incident termic la sistemul de stocare	Probabilitate redusă, impact critic	Afectarea clădirii și a continuității serviciilor sociale, cu beneficiari vulnerabili	Tehnologie LFP (cea mai stabilă termic dintre tehnologiile litiu-ion), BMS pe niveluri, dulapuri cu propagare limitată, detectare, oprire de urgență, ventilare, separare față de spațiile ocupate, scenariu de securitate la incendiu aprobat, instruirea personalului
Vandalism și acces neautorizat	Mediu	Avarii, furt, manipularea echipamentelor	Camere tehnice încuiate, control acces, semnalizare, supraveghere, jurnal de evenimente
Atac cibernetic sau pierderea comunicației	Mediu	Comenzi eronate, pierderea funcției de limitare a exportului sau a monitorizării	Segmentarea rețelei, autentificare cu roluri, actualizări securizate, copii de siguranță, funcționare locală sigură la pierderea comunicației
Erori de exploatare	Mediu	Indisponibilitate, deteriorarea bateriei	Instruirea personalului, proceduri scrise în limba română, blocarea prin software a parametrilor critici
Pulberi, poluare urbană și păsări	Mediu	Pierderi neuniforme de producție și puncte fierbinți	Monitorizarea raportului de performanță și curățare numai când pierderea măsurată justifică intervenția

Cuplarea în curent alternativ (S2) limitează propagarea funcțională a unor defecte, prin separarea invertorului fotovoltaic de convertorul bateriei, și permite intervenții independente. Cuplarea în curent continuu (S1) reduce

numărul conversiilor și elimină fizic posibilitatea încărcării bateriei din rețea, dar crește dependența de compatibilitatea și disponibilitatea ansamblului hibrid. La O2 și O4, care concentrează cea mai mare parte a puterii proiectului, această vulnerabilitate este atenuată prin configurația modulară cu câte două convertoare. Niciunul dintre scenarii nu înlătură obligațiile structurale, electrice și de securitate la incendiu specifice fiecărui amplasament.

4.3 Situația utilităților și analiza de consum

4.3.1 Necesarul de utilități și eventualele relocări sau protejări

UTILITATE	SITUAȚIE	SOLUȚIE / ACȚIUNE
Energie electrică	Existență la toate obiectele	Integrare în instalația de utilizare existentă; se verifică punctul comun de cuplare, puterea aprobată, curenții de scurtcircuit, selectivitatea și contorizarea
Comunicații de date	Necesare permanent pentru EMS și monitorizare	Conexiune securizată fixă sau mobilă, cu funcționare locală sigură dacă legătura externă se întrerupe
Apă, canalizare, gaze naturale	Nu sunt necesare funcționării sistemelor	Nu se propun bransamente noi; se protejează rețelele existente intersectate de trasee sau de fundații
Relocări de utilități	Neidentificate documentar	Se confirmă prin relevu coordonat și, dacă este cazul, prin avizele deținătorilor de rețele
Consumuri auxiliare	EMS, BMS, ventilație/climatizarea camerelor tehnice, comunicații	Estimate la aproximativ 1,5% din producție și incluse în pierderile de sistem de 14,5% utilizate în simulare

4.3.2 Analiza consumului și verificarea locală a autoconsumului

Tabelul 4.4 – Verificarea locală a autoconsumului pe fiecare amplasament

Amplasament	C_an [kWh]	P_an [kWh]	R_ac local	Energie efectiv utilizată [kWh]	Valorificarea producției	Grad de acoperire a consumului	Import rămas [kWh]
O1 – Respiro	30.226	21.818	0,722	13.497	98,1%	44,7%	16.729
O2 – Baltagului	37.639	65.454	1,739	33.060	98,8%	87,8%	4.579
O3 – Cireșarii	49.606	–	–	–	–	–	49.606
O4 – Trompetului	62.301	109.092	1,751	57.650	98,7%	92,5%	4.651
TOTAL PROIECT	179.772	196.364	1,0923	104.207	98,7%	58,0%	75.565

Indicatorul AC.3 se calculează consolidat pentru locurile de consum incluse în proiect: $R_{ac} = 196.364 / 179.772 = 1,0923$. Valoarea depășește nivelul general de 1,00 și se încadrează în limita maximă de 1,10 admisibilă pentru situația justificată. Raportul local depășește unitatea la amplasamentele O2 (1,739) și O4 (1,751), unde suprafețele de acoperiș permit puteri mai mari decât consumul propriu; surplusul acoperă, prin compensare cantitativă, consumul amplasamentului O3 – Cireșarii și pe cel al celorlalte locuri de consum ale beneficiarului. Calculul se validează după confirmarea corelării POD – adresă – titular la O4 și a delimitării electrice a celor două POD-uri de la O3.

Analiza locală arată ponderi diferite ale valorificării în amplasament: energia consumată local, direct sau prin stocare, reprezintă 61,9% din producție la O1, 50,5% la O2 și 52,8% la O4, iar restul producției – 36,2% la O1, 48,3% la O2 și 45,8% la O4 – se injectează în rețea și se compensează cantitativ. Ponderea ridicată a energiei injectate la O1, deși producția este inferioară consumului, se explică prin sezonabilitatea opusă a celor două mări: consumul amplasamentului este concentrat iarna, iar producția vara (tabelele 2.1 și 3.5). La O2 și O4 ponderea injectată este

consecința directă a raportului local supraunitar, asumat prin soluția adoptată. Repartizarea puterii instalate a fost analizată comparativ la subcapitolul 4.5.2.

Regimul de operare. Energia fotovoltaică alimentează cu prioritate consumul instantaneu, iar excedentul încarcă sistemul de stocare exclusiv din producția proprie. Energia stocată este utilizată ulterior pentru sarcinile locale. După atingerea limitei de încărcare, surplusul se livrează în rețea și se compensează cantitativ. Sistemul de management energetic limitează puterea activă la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare. Între amplasamente nu se realizează transfer fizic de energie.

4.4 Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

4.4.1 Impactul social și cultural; egalitatea de șanse

Investiția reduce expunerea instituției la variația costului energiei, fără schimbarea destinației imobilelor și fără restrângerea accesului beneficiarilor. Beneficiul estimat de aproximativ 198.700 lei în primul an de operare, din economia la factură și din energia compensată cantitativ, reprezintă resurse care rămân disponibile pentru serviciile prestate: îngrijirea persoanelor adulte cu dizabilități, asistența persoanelor vârstnice, primirea în regim de urgență a copiilor și recuperarea copiilor cu dizabilități.

Proiectarea, achiziția, execuția și operarea vor aplica tratamentul egal, nediscriminare, accesibilitatea și securitatea utilizatorilor. Se vor menține libere căile de evacuare și de acces, inclusiv cele adaptate pentru persoane cu dizabilități, iar zonele de lucru vor fi separate fizic de traseele beneficiarilor. Criteriile de selecție a personalului și a contractanților vor fi exclusiv profesionale și proporționale cu obiectul contractelor.

Investiția are și o valoare demonstrativă: trei clădiri publice cu funcțiuni sociale devin exemple vizibile de utilizare a energiei regenerabile pentru autoconsum, la nivelul unui sector al Municipiului București.

4.4.2 Forța de muncă în faza de realizare și în faza de operare

FAZĂ	SPECIALITĂȚI / ROLURI	CARACTER	ESTIMARE
Proiectare și avizare	Relevu și arhitectură, structură, instalații electrice, energetic, mediu, securitate la incendiu, verificali atestați	Temporar	Aproximativ 6-8 specialiști, cu implicare parțială pe durata a 5-6 luni
Execuție și punere în funcțiune	Conducere de șantier, electricieni autorizați, montatori de structuri și module, specialiști în sisteme de stocare și automatizări, responsabil SSM/PSI	Temporar	Echipe de 6-10 persoane, cu vârf de activitate în lunile M9-M15
Operare și mentenanță	Responsabil desemnat al beneficiarului și servicii specializate contractate pentru inspecții, mentenanță și intervenții	Recurent	Nu se creează posturi permanente noi; efortul intern estimat este sub 0,2 norme întregi

Investiția nu determină reduceri de personal și nu modifică organigrama beneficiarului.

4.4.3 Impactul asupra mediului, biodiversității și contextului construit

FACTOR	CARACTERUL IMPACTULUI	MĂSURĂ / REZULTAT
Climă	Pozitiv, semnificativ	Reducere estimată de 115,56 tCO ₂ /an; 2.311,20 tCO ₂ pe perioada de referință
Sol și utilizarea terenului	Impact minim	Instalațiile se amplasează pe clădiri existente și, la O1 și O4, pe suprafețe din incinta proprietăților, fără ocuparea de teren nou, fără schimbarea categoriei de folosință și fără afectarea terenurilor agricole sau forestiere

FACTOR	CARACTERUL IMPACTULUI	MĂSURĂ / REZULTAT
Biodiversitate	Impact neglijabil	Amplasamente urbane, în intravilan, fără arii naturale protejate; se verifică prezența cuiburilor și a coloniilor de lilieci înaintea lucrărilor pe acoperiș
Deșeuri	Controlabil	Colectare separată, trasabilitate, predare către operatori autorizați; minimum 70% în greutate din deșeurile nepericuloase de construcții valorificate material
Apă	Neglijabil	Fără captări sau evacuări tehnologice; apa se folosește limitat, la curățarea modulelor, fără detergenți poluanți
Aer și zgomot	Temporar, local	Măsuri de șantier pentru praf și zgomot; convertoarele și ventilația camerelor tehnice se amplasează și se selectează astfel încât nivelurile la spațiile sensibile să rămână admisibile
Peisaj urban	Moderat	Layout ordonat, trasee mascate, culori neutre, menținerea acceselor, evitarea afectării fațadelor

4.4.4 Respectarea principiului DNSH – „a nu prejudicia în mod semnificativ”

Analiza a fost realizată în conformitate cu Regulamentul (UE) 2020/852 privind taxonomia, completat cu Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, pentru întregul ciclu de viață al investiției: proiectare, execuție, operare și scoatere din uz.

Partea 1 – Filtrarea obiectivelor de mediu

Obiectiv de mediu	Necesită evaluare de fond	Justificare
Atenuarea schimbărilor climatice	DA	Se justifică contribuția la reducerea emisiilor de GES
Adaptarea la schimbările climatice	DA	Se justifică evaluarea riscurilor climatice și soluțiile de adaptare
Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine	NU	Nu se aplică, conform prevederilor Regulamentului delegat (UE) 2021/2139
Tranziția către o economie circulară	DA	Se justifică gestionarea deșeurilor și reutilizarea/reciclarea la sfârșitul ciclului de viață
Prevenirea și controlul poluării	NU	Nu se aplică, conform prevederilor Regulamentului delegat (UE) 2021/2139
Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor	DA	Se justifică demararea procedurii de evaluare a impactului asupra mediului

Partea 2 – Evaluarea de fond

a) **Atenuarea schimbărilor climatice.** Investiția produce energie electrică din sursă solară, care substituie energie preluată din Sistemul Energetic Național. Nu se utilizează combustibili fosili în operare și nu se generează emisii directe. Reducerea anuală estimată a emisiilor este de 115,56 tCO₂, calculată ca produs între producția anuală (196,36 MWh) și factorul de emisie impus de Ghid (0,5885 tCO₂/MWh). Emisiile încorporate în fabricarea echipamentelor sunt recuperate, în termeni de emisii evitate, într-un interval de ordinul a 2-3 ani de operare. Producția se monitorizează continuu și se raportează anual. Concluzie: nu se preconizează emisii semnificative de GES; măsura contribuie substanțial la atenuare.

b) **Adaptarea la schimbările climatice.** A fost realizată o evaluare a riscurilor climatice și a vulnerabilității, pe baza clasificării din Apendicele A la Anexa I la Regulamentul delegat (UE) 2021/2139, pentru durata de viață preconizată a instalațiilor (subcapitolele 4.2.1-4.2.4). Evaluarea a parcurs cele două etape metodologice impuse: identificarea pericolelor pe baza taxonomiei complete din Apendicele A (28 de pericole, la care s-a adăugat trăsnetul, analizat

suplimentar) și cuantificarea acestora prin punctaj probabilitate × intensitate, cu prag de semnificație de 5 puncte. Au fost identificate **cinci pericole climatice semnificative** – stresul termic, valul de căldură, furtuna, precipitațiile abundente și trăsnetul – iar pentru fiecare au fost prevăzute soluții fizice și nefizice de adaptare, integrate în cerințele de proiectare, în fișa de parametri tehnici minimi și în documentația de achiziție. Soluțiile de adaptare nu afectează negativ eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență ale altor persoane, ale naturii, ale altor active ori activități economice. **Concluzie: măsura nu duce la creșterea efectului negativ al climatului actual și viitor asupra investiției, asupra persoanelor, naturii sau activelor.**

c) **Tranziția către o economie circulară.** Măsurile aplicate pe ciclul de viață:

Etapă	Măsurile DNSH	Dovadă
Proiectare și achiziție	Se evaluează disponibilitatea și se achiziționează echipamente și componente cu durabilitate și reciclabilitate ridicate, demontabile și pregătibile pentru reciclare; garanții extinse; disponibilitatea pieselor de schimb minimum 10 ani; documentație pentru reparație și înlocuire; interzicerea substanțelor neconforme; ambalaje reduse și reciclabile	Fișa parametrilor tehnici minimi (AN-05) și documentațiile de achiziție
Execuție	Colectare separată la sursă pe fracții (metal, cablu, carton, plastic, sticlă, lemn, DEEE, deșeuri periculoase); containere etichetate, zonă impermeabilă și acoperită; registru de transfer; minimum 70% în greutate din deșeurile nepericuloase de construcții și demolări pregătite pentru reutilizare, reciclare sau valorificare materială, conform art. 11 din Directiva 2008/98/CE și Protocolului UE de gestionare a deșeurilor din construcții și demolări; instruirea personalului constructorului	Plan de gestionare a deșeurilor, bonuri de cântar, contracte cu operatori autorizați, rapoarte de șantier
Operare	Mentenanță preventivă pentru prelungirea duratei de viață; înlocuire modulară; trasabilitatea pieselor și a modulelor de baterie	Registru O&M și contracte de service
Sfârșit de viață	Modulele fotovoltaice, convertoarele, echipamentele electrice și bateriile se predau exclusiv operatorilor autorizați și prin scheme de răspundere extinsă a producătorului, conform Directivei 2012/19/UE și OUG nr. 5/2015; furnizorul oferă opțiuni de preluare la sfârșitul vieții	Contracte, angajamente de preluare, documente de trasabilitate

Concluzie: măsura nu duce la o creștere semnificativă a generării, incinerării sau eliminării deșeurilor, nu determină ineficiențe semnificative în utilizarea resurselor naturale și nu cauzează prejudicii semnificative și pe termen lung mediului în ceea ce privește economia circulară.

d) **Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor.** Pentru proiect se va demara procesul de evaluare a impactului asupra mediului, în conformitate cu Legea nr. 292/2018, iar actul final de reglementare se va prezenta potrivit etapelor prevăzute de Ghid. Investiția se realizează pe clădiri existente și pe suprafețe din incinta unor imobile urbane, în intravilanul Municipiului București. **Investițiile nu afectează:** (a) terenuri arabile sau terenuri cultivate cu nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității subterane, respectiv terenuri încadrate în clasele de calitate I și II – imobilele sunt situate în intravilan și nu sunt incluse în circuitul agricol; (b) terenuri cu valoare ridicată a biodiversității sau care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție; (c) terenuri forestiere sau alte terenuri împădurite. Înaintea lucrărilor pe acoperiș se verifică prezența cuiburilor de păsări sau a coloniilor de lilieci; dacă se identifică specii protejate, lucrările se reprogramează și se aplică procedura de mediu aplicabilă. **Concluzie: măsura nu este nocivă în mod semnificativ pentru condiția bună și reziliența ecosistemelor și nici pentru stadiul de conservare a habitatelor și speciilor.**

Integrarea în documentele proiectului. Obligațiile DNSH se introduc explicit în tema de proiectare, în caietul de sarcini, în contractele de furnizare și execuție, în planul de gestionare a deșeurilor, în procesele-verbale de recepție și în raportările anuale. În cadrul procedurilor de achiziție pentru fazele de proiectare este inclusă obligația proiectantului de a trata și de a asigura conformitatea investiției cu principiul DNSH, iar în procedurile pentru furnizarea echipamentelor și execuția lucrărilor este inclusă obligația contractantului de a respecta măsurile stabilite în fazele de proiectare.

Declarația privind respectarea principiului DNSH și autoevaluarea completată, conform modelului din Anexa 3 la Ghid, constituie **Anexa AN-09** și se depun semnate de reprezentantul legal al beneficiarului.

4.5 Analiza cererii de bunuri și servicii care justifică dimensionarea investiției

Cererea de investiție este determinată de consumul anual de referință și de obligația de a destina întreaga producție finanțată autoconsumului. Nu sunt considerați consumatori noi, pompe de căldură sau creșteri ipotetice ale sarcinii.

BUN / SERVICIU	NECESAR	JUSTIFICAREA DIMENSIONĂRII
Module fotovoltaice	360 buc. $\times$ 500 Wp = 180,0 kWp	Putere DC necesară pentru a obține 180 kW AC la un raport DC/AC de 1,00 și o producție de 196,36 MWh/an
Convertoare hibride	5 unități, 180 kW AC total	Puterea eligibilă I.1; repartizare pe amplasamente conform tabelului 3.2
Sisteme de stocare	3 sisteme locale, total 180 kW / 403 kWh	Condițiile AC.4 ($R_P \geq 1,00$) și AC.5 ($2,24 \text{ h} \times P_{PV}$), cu durata optimă justificată la subcapitolul 3.2.3
EMS, contorizare și comunicații	1 sistem local/obiect, cu centralizare	Control producție-consum-stocare, limitarea exportului, blocarea încărcării din rețea, alarme, istoric, securitate cibernetică
Structuri de montaj	Pe fiecare amplasament, inclusiv soluții la sol/carport la O1 și O4	Suprafețe insuficiente pe acoperiș la O1 și parțial la O4, demonstrate la subcapitolul 3.1.5
Instalații electrice	Tablouri, cabluri, protecții, împământare, coordonare cu protecția la trăsnet	Integrarea în instalațiile existente și îndeplinirea cerințelor de siguranță
Servicii	Proiectare, verificare, avize, execuție, probe, instruire, audit, dirigenție	Obligații legale și cerințe ale Ghidului

4.5.1 Comparația funcțională a scenariilor

CRITERIU	S1 – CUPLARE DC / HIBRID	S2 – CUPLARE AC
Eficiența încărcării din generatorul fotovoltaic	Transfer direct pe magistrala de curent continuu; câștig de 3-5% pe energia stocată	Conversie DC-AC-DC, cu pierderi suplimentare
Modularitate și intervenții	Mai redusă; ansamblu integrat	Ridicată; subsistemele pot fi izolate și înlocuite separat
Adaptare la cele trei puteri locale	Bună; game de convertoare hibride disponibile pentru 20, 30 și 50 kW	Bună; ofertare largă pentru invertore de tip string
Continuitate la defect	Defectul convertorului afectează simultan producția și stocarea; atenuat la O2 și O4 prin câte două unități	Defectul convertorului bateriei nu oprește producția fotovoltaică
Controlul puterii active	Nativă, într-un singur echipament, cu timp de răspuns minim	Prin coordonare între două familii de echipamente
Garanția proveniență 100% PV a energiei stocate	Structurală – încărcarea din rețea este imposibilă fizic	Software – încărcarea din rețea este posibilă tehnic, dar blocată
Neutralitate tehnologică	Necesită cerințe contractuale explicite de interfețe deschise	Mai ușor de menținut
Număr de echipamente și complexitate	5 unități de conversie; instalație simplă	8 unități de conversie; tablouri și cabluri suplimentare

CRITERIU	S1 – CUPLARE DC / HIBRID	S2 – CUPLARE AC
Cost total, fără TVA	923.299,27 lei	1.021.246,72 lei
Contribuție proprie necesară, cu TVA	86.802,67 lei	205.272,24 lei

4.5.2 Analiza variantelor de repartizare a puterii între amplasamente

La aceeași putere totală de 180 kW AC, la aceiași indicatori I.1–I.7 și AC.1–AC.5 și la același deviz, au fost simulate mai multe variante de repartizare a puterii pe cele trei amplasamente echipate, pentru a verifica dacă distribuția adoptată este cea mai eficientă din punct de vedere energetic. Capacitatea de stocare a fost repartizată în fiecare variantă proporțional cu puterea fotovoltaică locală, la un total constant de 403 kWh.

Tabelul 4.5 – Variante de repartizare a puterii – rezultatele simulării orare

Variantă	O1 / O2 / O4 [kW AC]	Energie utilizată [kWh/an]	Valorificarea producției	Injectie compensată [kWh/an]	R_ac maxim local
A – adoptată	20 / 60 / 100	104.207	98,7%	89.541 (45,6%)	1,751 (O4)
B	20 / 70 / 90	105.031	98,6%	88.662 (45,2%)	2,029 (O2)
C – proporțional cu consumul	35 / 65 / 80	107.039	98,6%	86.543 (44,1%)	1,884 (O2)
D	20 / 50 / 110	102.778	98,7%	91.010 (46,3%)	1,926 (O4)
E	20 / 80 / 80	104.863	98,6%	88.813 (45,2%)	2,319 (O2)
F – dacă ATR la O1 limitează la 16 kW	16 / 64 / 100	103.706	98,7%	90.044 (45,9%)	1,855 (O2)

Între variantele realizabile fizic – cele care mențin la O1 puterea de 20 kW, maximul admis de suprafața disponibilă – diferența maximă față de varianta adoptată este de 824 kWh/an (variante B), respectiv 0,45 puncte procentuale de acoperire a consumului. Varianta C, proporțională cu consumul, ar aduce un câștig de 2.832 kWh/an, dar este fizic nerealizabilă: 35 kW AC la O1 ar necesita 70 de module și un câmp brut de circa 193 m², pe un teren cu o construcție de 81 m² și numai 125 m² liberi, suprafață indisponibilă chiar și în soluție mixtă acoperiș-carport. Concluzia tehnică este că, la un raport de dimensionare consolidat R_ac = 1,0923, repartizarea puterii între amplasamente are un efect marginal asupra autoconsumului global: factorul determinant este raportul agregat dintre producție și consum, nu distribuția sa spațială. Sub regimul de compensare cantitativă, efectul repartizării devine și mai redus, întrucât surplusul produs la un amplasament se regăsește în consumul celorlalte.

Niciuna dintre variantele analizate nu aduce rapoartele locale sub 1,00 la O2 și la O4, întrucât suprafețele disponibile la aceste două amplasamente depășesc cu mult necesarul corespunzător consumului propriu, iar puterea totală de 180 kW este fixată de plafonul de ajutor public. Variantele B și E deplasează surplusul de la O4 către O2, fără câștig energetic semnificativ, iar varianta D îl concentrează la O4, cu pierdere de 1.429 kWh/an.

Se menține varianta A, adoptată în studiu, pentru următoarele motive:

1. câștigul energetic al variantelor alternative realizabile este marginal (sub 0,5 puncte procentuale de acoperire) și nu justifică o modificare a configurației;
2. varianta A utilizează puteri standard de convertoare (20, 30 și 50 kW), cu ofertare largă și prețuri competitive;
3. Varianta A respectă criteriile tehnice utilizate la dimensionare la nivel consolidat și pentru fiecare obiect în ceea ce privește rapoartele AC.4 și AC.5;

4. varianta A concentrează puterea la amplasamentul cu cea mai mare suprafață de acoperiș disponibilă și cel mai redus risc de execuție (O4, cu 48% grad de ocupare al acoperișului), reducând riscul de neîncadrare fizică;
5. indicatorul AC.3 se verifică, potrivit Ghidului, la nivelul locurilor de consum declarate în proiect, deci consolidat; sub regimul de compensare cantitativă instituit prin art. 73¹ din Legea nr. 123/2012, rapoartele locale de 1,739 la O2 și 1,751 la O4 nu constituie neconformități, întrucât surplusul se regăsește în consumul celorlalte locuri de consum ale aceluiași titular, inclusiv al amplasamentului O3 – Cireșarii.

Dimensionarea rezultă din simularea comparativă prezentată în anexă și din verificarea condițiilor tehnice și energetice ale amplasamentelor.

4.6 Analiza financiară

4.6.1 Cadrul, formulele și variabilele de intrare

Analiza financiară determină fluxul incremental generat de investiție, ca diferență între scenariul cu proiect și scenariul de referință fără proiect. Beneficiul anual este **costul energiei evitate pentru cantitatea efectiv autoconsumată**, diminuat cu costurile de operare și mentenanță și cu cheltuielile de înlocuire. Grantul este sursă de finanțare, nu venit operațional, și nu se include în fluxul de beneficii.

Formulele utilizate:

Fluxul net anual: $F_t = E_t \times p_t - OM_t - \hat{I}_t$ unde: E_t = energia autoconsumată în anul $t = E_1 \times (1 - d)^{(t-1)}$; p_t = tariful evitat în anul $t = p_1 \times (1 + e)^{(t-1)}$; OM_t = costul de operare și mentenanță în anul $t = OM_1 \times (1 + g)^{(t-1)}$; $\hat{I}_t$ = cheltuieli de înlocuire în anul t

Valoarea actualizată netă financiară: $VANF = \sum F_t / (1 + r)^t - I_0$

Rata internă de rentabilitate financiară: $RIRF = r$ pentru care $VANF = 0$

Raportul beneficiu/cost: $RBC = VAN(\text{încasări}) / VAN(\text{cheltuieli})$

Termenul de recuperare: anul în care fluxul cumulat neactualizat devine pozitiv

Tabelul 4.6 - Variabilele de intrare ale analizei financiare

Variabilă	Simbol	Valoare	Sursă
Investiția, fără marja de buget, cu TVA	I_0	1.116.750,56 lei	Devizul general, capitolele 1-6
Energia autoconsumată în anul 1	E_1	104.207 kWh	Simularea orară - tabelul 3.6
Tariful evitat în anul 1, cu TVA	p_1	1,3489 lei/kWh	Medie ponderată a tarifelor finale facturate la cele trei amplasamente echipate (1,55 / 1,23 / 1,37 lei/kWh), ponderată cu energia autoconsumată la fiecare; TVA inclusă, întrucât nu este deductibilă
Energia injectată și compensată în anul 1	E_{inj}	89.541 kWh	Simularea orară - tabelul 3.6
Prețul de decontare al energiei injectate	p_{inj}	0,6491 lei/kWh	Prețul energiei active din contract (0,7491 lei/kWh, medie ponderată cu energia injectată pe amplasamente), diminuat prudent cu 0,10 lei/kWh
Durata compensării cantitative	-	2 ani (până la 31.12.2030)	Art. 73 ¹ alin. (9) din Legea nr. 123/2012
Prețul de valorificare după 2030	p_{PZU}	0,55 lei/kWh	Preț mediu ponderat PZU, ipoteză prudentă

Variabilă	Simbol	Valoare	Sursă
Degradarea producției	d	0,45%/an	Caracteristică a modulelor
Costul O&M în anul 1	OM ₁	11.134,12 lei	Tabelul 3.21
Escaladarea costurilor O&M	g	2%/an	Ipoteză
Augmentarea stocării, anul 12	Î ₁₂	54.858 lei	Corelat cu garanția energetică
Rata de actualizare	r	5%	Practică standard pentru investiții publice
Perioada de analiză	n	20 ani de operare	Corelată cu indicatorul I.4

Degradarea liniară a modulelor fotovoltaice (0,45%/an)

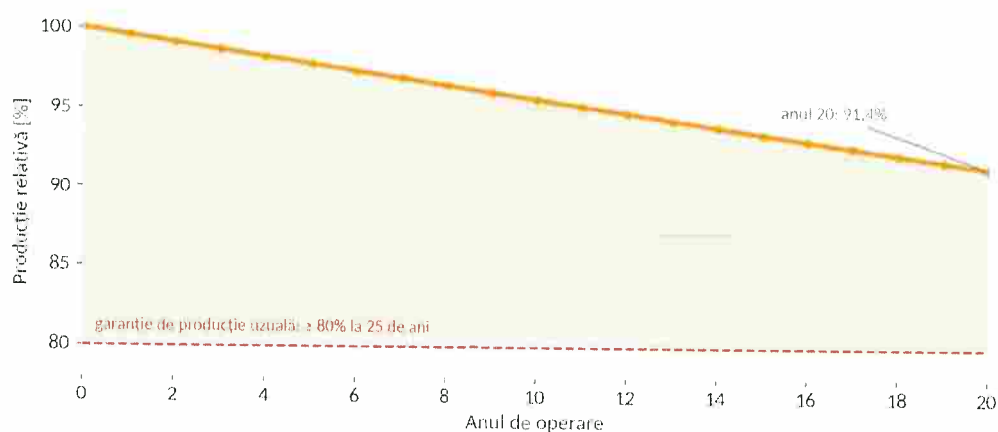


Figura 16 – Degradarea liniară a modulelor fotovoltaice pe perioada de referință

4.6.2 Fluxul financiar pe perioada de referință

Tabelul 4.7 – Fluxul financiar al proiectului pe 20 de ani [lei]

An	Energie valorificată [kWh]	Tarif evitat [lei/kWh]	Venit anual total	Cost O&M	Înlocuire stocare	Flux net	Flux actualizat (5%)	Flux cumulat neactualizat
0	-	-	-	-	-	-1.116.751	-1.116.751	-1.116.751
1	193.749	1,3489	198.686	11.134	-	187.552	178.620	-929.199
2	192.877	1,3759	201.747	11.357	-	190.391	172.690	-738.808
3	192.009	1,4034	195.708	11.584	-	184.124	159.054	-554.684
4	191.145	1,4315	198.724	11.816	-	186.909	153.770	-367.776
5	190.285	1,4601	201.786	12.052	-	189.735	148.662	-178.041
6	189.429	1,4893	204.896	12.293	-	192.603	143.723	14.562
7	188.577	1,5191	208.053	12.539	-	195.515	138.949	210.077
8	187.728	1,5495	211.260	12.790	-	198.470	134.332	408.547
9	186.883	1,5804	214.515	13.045	-	201.470	129.869	610.016

An	Energie valorificată [kWh]	Tarif evitat [lei/kWh]	Venit anual total	Cost O&M	Înlocuire stocare	Flux net	Flux actualizat (5%)	Flux cumulat neactualizat
10	186.042	1,6121	217.821	13.306	-	204.514	125.554	814.531
11	185.205	1,6443	221.177	13.572	-	207.605	121.382	1.022.136
12	184.372	1,6772	224.586	13.844	54.858	155.883	86.802	1.178.019
13	183.542	1,7107	228.047	14.121	-	213.926	113.449	1.391.945
14	182.716	1,7449	231.561	14.403	-	217.158	109.679	1.609.102
15	181.894	1,7798	235.129	14.691	-	220.438	106.034	1.829.540
16	181.075	1,8154	238.752	14.985	-	223.767	102.510	2.053.308
17	180.260	1,8517	242.432	15.285	-	227.147	99.103	2.280.455
18	179.449	1,8888	246.168	15.590	-	230.577	95.810	2.511.032
19	178.642	1,9266	249.961	15.902	-	234.059	92.625	2.745.090
20	177.838	1,9651	253.813	16.220	-	237.593	89.546	2.982.683
TOTAL	3.713.718	-	4.424.822	270.530	54.858	4.099.433	-	2.982.683

Fluxul financiar net și fluxul cumulat pe perioada de referință de 20 de ani

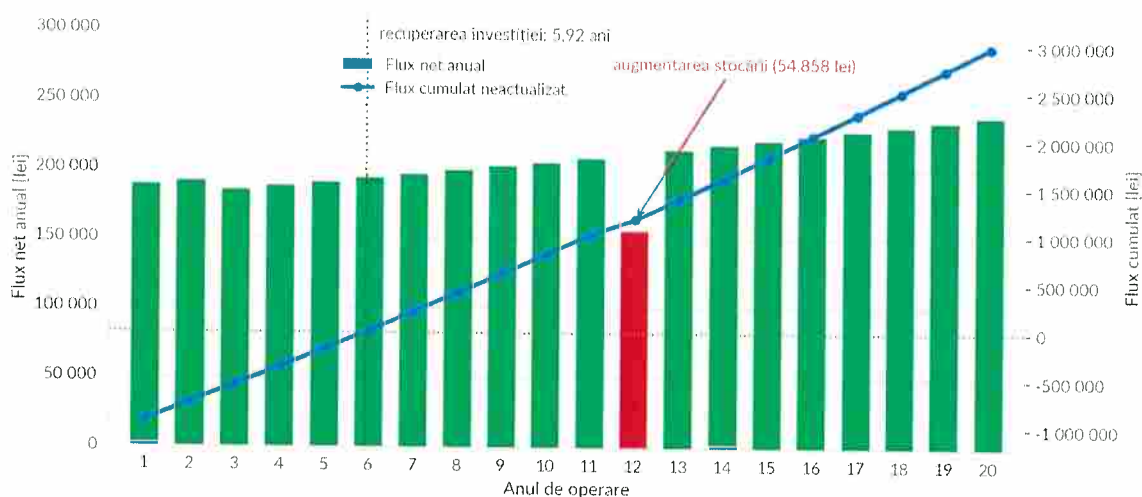


Figura 17 - Fluxul financiar net și fluxul cumulat pe perioada de referință de 20 de ani

4.6.3 Indicatorii de performanță financiară

Tabelul 4.8 - Indicatorii financiari ai proiectului

Indicator	Simbol	Valoare	Rezultat
Valoarea actualizată netă financiară	VANF	1.385.415 lei	Pozitivă – proiectul creează valoare
Rata internă de rentabilitate financiară	RIRF	16,58%	Superioară ratei de actualizare de 5%
Valoarea actualizată a încasărilor (economii)	VANF încasări	2.695.999 lei	-
Valoarea actualizată a cheltuielilor	VANF cheltuieli	1.310.584 lei	Include investiția, O&M și înlocuirile

Indicator	Simbol	Valoare	Rezultat
Raportul beneficiu/cost	RBC	2,057	Supraunitar
Termen de recuperare simplu	TR	5,92 ani	Din anul 6 fluxul cumulat devine pozitiv
Câștig mediu anual	-	204.972 lei/an	Media fluxurilor nete pe 20 de ani
Cost nivelat al energiei utilizate	LCOE	0,562 lei/kWh	Sub tariful evitat mediu de 1,3489 lei/kWh
Cost nivelat raportat la energia produsă	LCOE brut	0,555 lei/kWh	Indicator de eficiență a capitalului investit

VANF pozitivă, RIRF de 16,58% superioară ratei de actualizare de 5% și raportul beneficiu/cost supraunitar (2,057) demonstrează fezabilitatea financiară a proiectului chiar și în ipoteza în care întreaga investiție ar fi suportată de beneficiar, fără nicio finanțare nerambursabilă. Costul nivelat al energiei efectiv valorificate (0,562 lei/kWh) este cu 58% mai mic decât tariful mediu de achiziție din rețea (1,3489 lei/kWh), ceea ce confirmă raționalitatea economică a investiției independent de mecanismul de finanțare.

4.6.4 Perspectiva beneficiarului și sustenabilitatea financiară

Din perspectiva efortului financiar propriu al DGASPC Sector 5, investiția presupune o contribuție efectivă de 86.802,67 lei cu TVA, la care se adaugă marja de buget de 276.747,00 lei cu TVA, mobilizată numai în cazul ajustării prețurilor – 84.700,00 lei pentru elaborarea studiului de fezabilitate și 2.102,67 lei pentru cotele legale ISC și CSC – restul de 1.029.947,89 lei fiind acoperit integral din ajutorul public nerambursabil.

Indicator, din perspectiva beneficiarului	Valoare
Contribuție proprie efectivă	86.802,67 lei
Flux net în anul 1	187.552 lei
Termen de recuperare a contribuției proprii	0,46 ani (aproximativ 6 luni)
VANF	2.415.362 lei
RIRF	aproximativ 217%

Sustenabilitatea financiară se demonstrează prin faptul că fluxul net anual este pozitiv în fiecare an al perioadei de analiză, inclusiv în anul 12, în care se produce augmentarea sistemului de stocare (flux net 155.883 lei). Beneficiarul nu are nevoie de resurse suplimentare pentru operarea investiției: economiile generate depășesc de peste 17 ori costurile anuale de operare și mentenanță.

Necesarul anual de resurse proprii pentru operare este de **11.134 lei în primul an**, cu indexare de 2%/an, sumă care se va prevedea distinct în bugetul anual al beneficiarului, la titlul de cheltuieli materiale și servicii. Fondul pentru augmentarea stocării din anul 12 (54.858 lei) se va constitui progresiv, prin alocări anuale de aproximativ 4.000 lei începând cu anul 2 de operare.

Fluxul de trezorerie în perioada de implementare. Beneficiarul poate accesa mecanismul de prefinanțare, de până la 30% din ajutorul public nerambursabil, respectiv **255.358,98 lei**, ceea ce reduce semnificativ necesarul temporar de resurse proprii. Restul se recuperează prin cereri de plată și de rambursare, potrivit graficului de eşalonare a plăților, în limita a maximum 5 cereri.

4.7 Analiza economică și analiza cost-eficacitate

Beneficiile economice urmărite sunt: energia electrică din sursă regenerabilă utilizată local, reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și diminuarea expunerii bugetului public la variația prețului energiei.

Nu se monetizează externalitățile în absența unor valori unitare aprobate la nivel național pentru acest tip de investiție; se prezintă indicatorii fizici și rapoartele de cost-eficacitate direct calculabile, conform practicii pentru proiecte de dimensiuni reduse.

Tabelul 4.9 - Indicatori de cost-eficacitate

EFFECT / INDICATOR	ANUAL	PERIOADA DE REFERINȚĂ (20 ani)	OBSERVAȚIE
Energie regenerabilă produsă	196,36 MWh/an	3.927,28 MWh	Aceeași pentru ambele scenarii de investiție
Energie regenerabilă efectiv valorificată	193,75 MWh/an	3.713,72 MWh (cu degradare)	Autoconsum 104,21 MWh/an și injecție compensată 89,54 MWh/an
Emisii de CO ₂ evitate	115,56 tCO ₂ /an	2.311,20 tCO ₂	FE = 0,5885 tCO ₂ /MWh, conform Ghidului
Energie evitată din rețea	104.207 kWh/an	1.997.409 kWh	Reducerea importului din SEN
Cost total al investiției / kW AC instalat	-	5.129,44 lei/kW	923.299,27 / 180
Ajutor public / kW AC instalat	-	4.728,87 lei/kW	Echivalent 900.000 EUR/MW
Cost total / MWh produs în 20 de ani	-	235,10 lei/MWh	Raport simplu, neactualizat
Cost total / MWh efectiv valorificat în 20 de ani	-	248,62 lei/MWh	Indicator relevant pentru autoconsum
Cost total / tCO ₂ evitată	-	399,49 lei/tCO ₂	Indicator de transparență bugetară
Ajutor public / tCO ₂ evitată	-	368,29 lei/tCO ₂	-
Cost nivelat al energiei (LCOE)	-	0,562 lei/kWh	Actualizat, pentru energia efectiv utilizată
Predictibilitatea costurilor serviciilor sociale	Beneficiu calitativ	Nemonetizat	Reducerea expunerii bugetare la variații de preț

Comparație de referință. Costul de 399,49 lei/tCO₂ evitată (aproximativ 77 EUR/tCO₂) se situează în intervalul uzual al costurilor de reducere a emisiilor pentru investiții în energie regenerabilă distribuită și este comparabil cu prețul certificatelor de emisii din schema europeană. Costul nivelat al energiei de 0,562 lei/kWh este cu 58% mai mic decât tariful mediu de achiziție de 1,3489 lei/kWh.

Analiza cost-eficacitate a scenariilor. La aceleași efecte fizice (196,36 MWh/an produși, 115,56 tCO₂/an evitate), scenariile se diferențiază exclusiv prin cost:

Indicator de cost-eficacitate	S0 - fără proiect	S1 - DC/hibrid	S2 - AC
Cost total al investiției, fără TVA	0 lei	923.299,27 lei	1.021.246,72 lei
Cost pe kW AC instalat	-	5.129,44 lei/kW	5.673,59 lei/kW
Cost pe MWh produs în 20 de ani	-	235,10 lei/MWh	260,04 lei/MWh
Cost pe tCO ₂ evitată	-	399,49 lei/tCO ₂	441,87 lei/tCO ₂
Energie regenerabilă produsă în 20 de ani	3.927,28 MWh	3.927,28 MWh	3.927,28 MWh
Emisii evitate în 20 de ani	0 tCO ₂	2.311,20 tCO ₂	2.311,20 tCO ₂
Cost cumulativ al energiei achiziționate din rețea, 20 de ani	≈ 6,02 mil. lei	≈ 2,61 mil. lei	≈ 2,61 mil. lei

Concluzia analizei economice. Scenariul fără proiect nu generează producție regenerabilă și nu reduce emisiile; menținerea sa presupune un cost cumulat al energiei achiziționate de aproximativ 6,02 milioane lei pe 20 de ani, față de aproximativ 2,61 milioane lei în scenariile de investiție - valoare determinată înainte de aplicarea compensării cantitative, care reduce suplimentar costul efectiv, întrucât cei 89.541 kWh injectați anual se compensează în kWh cu energia cumpărată din rețea: 75.565 kWh la cele patru locuri de consum declarate și 13.976 kWh la celelalte locuri de consum ale beneficiarului. Între cele două scenarii de investiție, efectele fizice sunt identice, iar Scenariul 1 le obține la un cost mai mic cu 97.947,45 lei fără TVA, respectiv cu 9,6%.

4.8 Analiza de senzitivitate

Analiza testează robustețea rezultatelor la variația variabilelor critice. Au fost selectate variabilele cu cel mai mare potențial de a modifica concluziile: **energia efectiv autoconsumată, tariful evitat al energiei, valoarea investiției, costul de operare, degradarea și rata de actualizare**. Suplimentar, a fost testată sensibilitatea indicatorului de eligibilitate R_ac.

4.8.1 Senzitivitatea indicatorilor financiari

Tabelul 4.10 - Analiza de senzitivitate a indicatorilor financiari

Variabilă și variație	VANF [lei]	Variație VANF	RIRF	TR [ani]	Verdict
Scenariul de bază	1.385.415	-	16,58%	5,92	Fezabil
Energie valorificată -10%	1.115.815	-19,5%	14,57%	6,60	Fezabil
Energie valorificată -20%	846.215	-38,9%	12,47%	7,46	Fezabil
Energie valorificată +10%	1.655.014	+19,5%	18,54%	5,37	Fezabil
Tarif evitat 1,10 lei/kWh (-18%)	1.019.291	-26,4%	13,84%	6,88	Fezabil
Tarif evitat 1,25 lei/kWh (-7%)	1.239.937	-10,5%	15,51%	6,27	Fezabil
Tarif evitat 1,50 lei/kWh (+11%)	1.607.681	+16,0%	18,19%	5,46	Fezabil
Tarif evitat 1,65 lei/kWh (+22%)	1.828.328	+32,0%	19,76%	5,07	Fezabil
Preț de piață după 2030: 0,45 lei/kWh	1.275.793	-7,9%	15,88%	6,13	Fezabil
Fără compensare cantitativă (numai preț de piață)	1.368.793	-1,2%	16,35%	6,02	Fezabil
Investiție +10%	1.273.740	-8,1%	14,88%	6,50	Fezabil
Investiție +20%	1.162.064	-16,1%	13,42%	7,07	Fezabil
Investiție -10%	1.497.090	+8,1%	18,62%	5,34	Fezabil
Cost O&M +50%	1.303.771	-5,9%	15,99%	6,11	Fezabil
Cost O&M +100%	1.222.128	-11,8%	15,39%	6,30	Fezabil
Degradare 0,80%/an	1.307.852	-5,6%	16,21%	5,98	Fezabil
Rată de actualizare 8%	833.654	-39,8%	16,58%	5,92	Fezabil

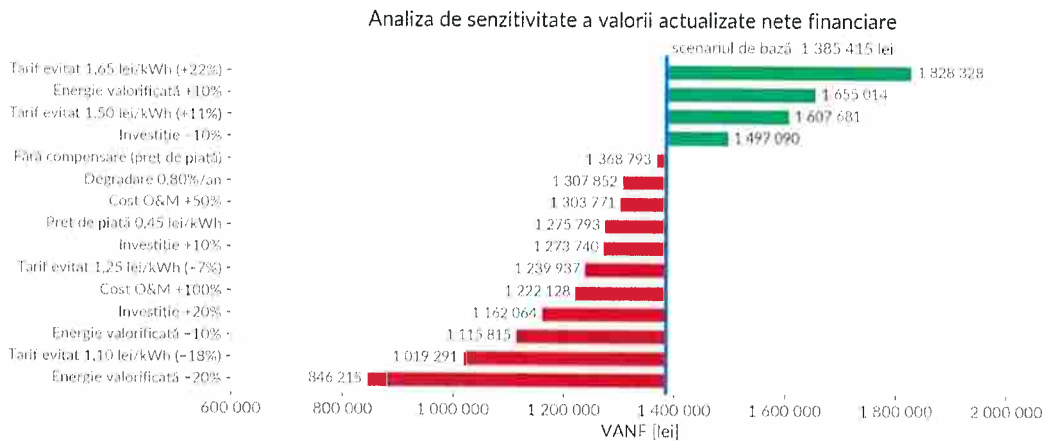


Figura 13 - Analiza de sensibilitate a valorii actualizate nete financiare

4.8.2 Valorile critice de comutare

Tabelul 4.11 – Valorile la care VANF devine nulă

Variabilă	Valoare de bază	Valoare critică (VANF = 0)	Marjă de siguranță
Energie valorificată în anul 1	193.749 kWh	94.186 kWh	-51,4%
Tarif evitat al energiei	1,3489 lei/kWh	0,4071 lei/kWh	-69,8%
Valoarea investiției, cu TVA	1.116.750,56 lei	2.502.165,15 lei	+124,1%

Marjele de siguranță sunt foarte largi: proiectul rămâne fezabil financiar chiar dacă energia valorificată scade cu peste 51%, tariful evitat scade cu peste 69%, ori dacă investiția se majorează de peste 2,2 ori. Concluzia de fezabilitate financiară este robustă și nu depinde de ipoteze favorabile.

4.8.3 Senzitivitatea indicatorului de eligibilitate R ac

Spre deosebire de indicatorii financiari, indicatorul de eligibilitate R_ac dispune de o marjă restrânsă, de 0,70% pe consum, și constituie principala condiție de urmărit până la depunerea cererii de finanțare. Această marjă rezultă din raportul dintre producția anuală aferentă configurației de 180 kW și consumul anual documentat de 179.772 kWh.

Tabelul 4.12 – Senzitivitatea indicatorului AC.3

Variație	Valoare rezultată	R_ac	Verdict de eligibilitate
Producție -10%	176.728 kWh/an	0,983	Conform
Producție -5%	186.546 kWh/an	1,038	Conform
Scenariul de bază	196.364 kWh/an	1,0923	Conform
Producție maximă compatibilă cu limita de 1,10 aplicabilă situației justificate	197.749 kWh/an	1,100	Limită - marjă disponibilă +0,71%
Producție +5%	206.182 kWh/an	1,147	Neconform - impune reducerea puterii instalate
Consum -0,70%	C_an = 178.513 kWh/an	1,100	Limită - marjă disponibilă -0,70%
Consum -5%	C_an = 170.783 kWh/an	1,150	Neconform - putere maximă compatibilă ≈ 172 kW
Consum -10%	C_an = 161.795 kWh/an	1,214	Neconform - putere maximă compatibilă ≈ 163 kW

Rezultatul critic al analizei de senzitivitate. Față de limita maximă de 1,10 admisibilă pentru situația justificată, marja proiectului este de +0,71% pe producție și de -0,70% pe consum. Valoarea generală de 1,00 prevăzută în Anexa 1 este depășită, iar justificarea este prezentată la subcapitolul 5.4.3. Consecințele practice sunt următoarele:

- dacă simularea tridimensională post-relevu indică o producție cu peste 0,71% mai mare decât cea estimată, respectiv peste 197.749 kWh/an, puterea instalată se reduce corespunzător, prin eliminarea unui număr echivalent de module, pentru menținerea încadrării justificate la maximum 1,10;
- dacă consumul anual documentat scade cu peste 0,70% față de valoarea de 179.772 kWh/an, respectiv sub 178.513 kWh/an, proiectul depășește limita maximă de 1,10 admisibilă pentru situația justificată, iar puterea instalată și ajutorul solicitat se reduc proporțional, cu actualizarea corelată a studiului, a devizului general și a hotărârii de aprobare;
- o reducere a consumului cu 5% (la 170.783 kWh/an) ar impune reducerea puterii instalate de la 180 kW la aproximativ 172 kW și, corespunzător, a ajutorului public de la 162.000 EUR la aproximativ 154.800 EUR; o reducere cu 10% (la 161.795 kWh/an) ar conduce la 163 kW, respectiv la circa 146.700 EUR.

Centralizatorul din anexa AN-01 însumează, pentru perioada 01.07.2025-30.06.2026 și cele cinci puncte de măsurare, un consum anual de 179.772 kWh. Valoarea depășește cu 1.259 kWh limita de 178.513 kWh/an corespunzătoare raportului $R_{ac} = 1,10$, ceea ce reprezintă o marjă de 0,70%. Consumul de referință rezultă din facturile și centralizatorul AN-01. Pentru cantitățile stabilite pe indexuri estimate, regularizările ulterioare se verifică înainte de depunere. Riscul unei corecții în minus este tratat la poziția R1 din registrul riscurilor, prin reducerea proporțională a puterii instalate, dacă este necesar.

4.8.4 Senzitivitatea la variația costului investiției

Tabelul 4.13 – Efectul variației costului asupra structurii de finanțare

Variație	Cost rezultat, fără TVA	Diferență	Consecință asupra finanțării
-10%	830.969,34 lei	-92.329,93 lei	Ajutorul public se recalculează la costul real eligibil; economia nu devine automat disponibilă beneficiarului
Bază	923.299,27 lei	0,00 lei	Ajutor public 851.196,60 lei; contribuție proprie 86.802,67 lei cu TVA
+10%	1.015.629,20 lei	+92.329,93 lei	Ajutorul aprobat nu se suplimentează; diferența de 92.329,93 lei fără TVA (111.719,22 lei cu TVA) necesită sursă proprie sau optimizarea soluției
+20%	1.107.959,12 lei	+184.659,85 lei	Contribuția proprie ar crește la aproximativ 310.241 lei cu TVA; se reanalizează cantitățile și prețurile pieței, fără reducerea indicatorilor obligatorii

Ajutorul public nerambursabil aprobat **nu se poate suplimenta**, potrivit Ghidului. Beneficiarul trebuie să prevadă, prin hotărârea de aprobare, angajamentul de a asigura din bugetul propriu toate cheltuielile neeligibile și eventualele depășiri.

4.9 Analiza de riscuri și măsuri de prevenire sau diminuare

Riscurile au fost evaluate prin metoda scor = probabilitate (1-5) × impact (1-5), atât în stare inerentă (înaintea măsurilor), cât și în stare reziduală (după aplicarea măsurilor). Orice risc cu scor inerent mai mare de 8 constituie condiție de proiectare, de achiziție sau condiție suspensivă înaintea comenzii de echipamente.

Tabelul 4.14 – Registrul riscurilor proiectului

ID	RISC	P	I	Scor inerent	RESPONSABIL	MĂSURI DE TRATARE	Scor rezidual
R1	Cantitățile din facturile	4	5	20	Beneficiar +	Anexarea tuturor facturilor lunare din	5

ID	RISC	P	I	Scor inerent	RESPONSABIL	MĂSURI DE TRATARE	Scor rezidual
	perioadei de referință se modifică prin regularizări ulterioare, iar consumul anual scade sub 178.513 kWh și R_ac depășește limita maximă de 1,10 aplicabilă situației justificate				elaborator	perioada de referință și verificarea regularizărilor înainte aprobării indicatorilor; consumul de referință se blochează la valoarea documentată prin AN-01; dacă rezultă un consum mai mic de 178.513 kWh/an, se reduce corespunzător puterea instalată – prin eliminarea de module la O4 – și ajutorul solicitat, cu actualizarea corelată a studiului, a devizului general și a hotărârii de aprobare, înainte depunerii cererii de finanțare	
R2	Lipsa confirmării asocierii POD-adresă la O4	3	5	15	Beneficiar	Confirmare oficială de la furnizor și de la operatorul de distribuție; corelare cu actele imobilului și cu schema electrică; fără această confirmare, locul de consum nu poate fi declarat	4
R3	Capacitate portantă insuficientă a acoperișurilor	3	5	15	Expert structură	Expertiză pe fiecare acoperiș înaintea comenzii ; reducerea încărcărilor prin sisteme mai ușoare; mutarea unei părți din câmp pe structuri la sol/carport; consolidarea acoperișului este cheltuială neeligibilă și se evită	6
R4	Suprafață insuficientă la O1 pentru amplasarea exclusiv pe acoperiș și necesitatea unor structuri în incintă la O4	4	3	12	Proiectant	Identificat și tratat prin proiect: soluție mixtă acoperiș – carport/structură la sol, pe terenul liber din incintă; releveu și studiu topografic pentru poziționarea exactă	4
R5	Documentarea juridică și cadastrală a amplasamentului O3, inclus exclusiv ca loc de consum	3	2	6	Beneficiar / juridic	La acest amplasament nu se realizează investiții, astfel încât situația cadastrală nu condiționează execuția; O3 se declară exclusiv ca loc de consum, pe baza facturilor de energie electrică emise pe cele două POD-uri	3
R6	Creșterea prețurilor sau oferte necomparabile la achiziție	3	4	12	Beneficiar / achiziții	Liste de cantități clare, specificații bazate pe performanță, prețuri ferme, matrice de conformitate, cel puțin trei oferte comparabile, rezerve proprii prevăzute prin hotărâre	6
R7	Condiții de racordare restrictive impuse de operatorul de distribuție	3	3	9	Beneficiar + operator	Solicitări timpurii; puterea injectată se limitează dinamic la valoarea avizată prin ATR, cu protecție de interfață și comportament sigur la pierderea comunicației; regimul fără injecție determină actualizarea bilanțului energetic	4

ID	RISC	P	I	Scor inerent	RESPONSABIL	MĂSURI DE TRATARE	Scor rezidual
R8	Întârzierea avizelor, autorizărilor sau procedurii de achiziție	3	3	9	Manager de proiect	Calendar cu responsabilități și dependențe, depuneri în paralel acolo unde este permis, monitorizarea traseului critic până la 31.12.2029	4
R9	Incident termic la sistemul de stocare	2	5	10	Proiectant + operator	Tehnologie LFP, BMS pe niveluri, dulapuri cu propagare limitată, detectare, oprire de urgență, ventilare, separare față de spațiile ocupate, scenariu de securitate la incendiu, instruire, exercițiu de intervenție	4
R10	Indisponibilitatea convertorului hibrid; dependență de un singur furnizor	3	3	9	Achiziții / operator	Interfețe și protocoale deschise, garanție integrată de sistem, disponibilitate garantată a pieselor ≥ 10 ani, acord de nivel al serviciului, stoc minim de piese critice, configurație modulară la O2 și O4 (2 x 30 kW, respectiv 2 x 50 kW)	4
R11	Pierderea comunicației sau atac cibernetic; pierderea funcției de limitare a puterii active	2	4	8	Operator / IT	Segmentarea rețelei, autentificare cu roluri, jurnalizare, copii de siguranță, regim local sigur la pierderea comunicației (limitare automată a puterii)	4
R12	Performanță energetică sub estimare	3	3	9	Contractant + operator	Simulare tridimensională post-releveu, garanții de performanță contractuale, teste de acceptanță, monitorizarea raportului de performanță, remediere contractuală	4
R13	Perturbarea serviciilor sociale pe durata lucrărilor	3	4	12	Contractant + beneficiar	Fazarea lucrărilor, zone de lucru separate fizic de traseele beneficiarilor, întreruperi programate și aprobate în prealabil, plan de continuitate, coordonare cu responsabilii locali	4
R14	Depășirea bugetului aprobat, fără posibilitatea suplimentării ajutorului	3	4	12	Beneficiar	Controlul modificărilor, acceptarea numai a costurilor aprobate, rezerve proprii prevăzute prin hotărâre, monitorizare lunară a angajamentelor	6
R15	Nedepunerea în termen a avizului tehnic de racordare	2	5	10	Beneficiar	Depunerea documentațiilor de racordare din etapa M2-M7; urmărirea săptămânală; nedepunerea conduce la rezilierea contractului de finanțare	4

Escaladare. Orice risc cu scor rezidual mai mare de 8, orice abatere de cost sau de termen mai mare de 10% și orice risc tehnic fără măsură închisă înaintea comenzii se escaladează la conducerea beneficiarului și se raportează în ședința lunară de progres. Riscurile tehnice fără măsură închisă înaintea comenzii (expertiza structurală, scenariul de securitate la incendiu, selectivitatea, punctul comun de cuplare și POD-ul, valabilitatea autorizărilor ANRE) constituie **condiții suspensive** pentru emiterea comenzii de echipamente.

4.10 Sinteza comparativă a scenariilor

Tabelul 4.15 – Sinteza comparativă

CRITERIU	S0 – FĂRĂ PROIECT	S1 – CUPLARE DC / HIBRID	S2 – CUPLARE AC
Atingerea obiectivului apelului	Nu realizează capacități noi	Îndeplinește toți indicatorii	Îndeplinește toți indicatorii
Putere instalată	0	180 kW AC / 180,0 kWp	180 kW AC / 180,0 kWp
Stocare	0	180 kW / 403 kWh	180 kW / 403 kWh
Producție anuală	0 MWh	196,36 MWh	196,36 MWh
Energie efectiv autoconsumată	0 kWh	104.207 kWh/an	104.207 kWh/an
Emisii evitate	0 tCO ₂ /an	115,56 tCO ₂ /an	115,56 tCO ₂ /an
Valoare totală, fără TVA	0 lei	923.299,27 lei	1.021.246,72 lei
Valoare totală, cu TVA	0 lei	1.116.750,56 lei	1.235.220,13 lei
C+M, fără TVA	0 lei	191.152,10 lei	211.430,30 lei
Încadrare în plafonul de ajutor public	Nu se aplică	Da, exact la plafon	Nu – depășire de 97.724,39 lei fără TVA
Contribuție proprie necesară, cu TVA	0 lei	86.802,67 lei	205.272,24 lei
VANF (5%)	–	1.385.415 lei	1.266.945 lei*
RIRF	–	16,58%	14,78%*
Cost pe tCO ₂ evitată	–	399,49 lei	441,87 lei
Eficiența încărcării stocării	–	Superioară (transfer DC direct)	Inferioară (dublă conversie)
Garanția proveniență 100% PV a energiei stocate	–	Structurală	Software
Mentenabilitate și modularitate	–	Medie	Ridicată
Continuitate la defectul unui echipament	Dependență integrală de rețea	Medie (atenuată la O2 și O4 prin câte 2 unități)	Ridicată
Risc general	Neatingerea obiectivelor; cost cumulat al energiei de ≈ 6,02 mil. lei pe 20 de ani	Mediu	Mediu

* Estimare la aceleași beneficii, cu investiția majorată corespunzător.

Concluzia Capitolului 4. Scenariul fără proiect nu îndeplinește obiectivele investiției și presupune un cost cumulat al energiei achiziționate de aproximativ 6,02 milioane lei pe 20 de ani. Ambele scenarii de investiție produc aceleași efecte fizice și energetice, dar au costuri diferite. Scenariul 1, cu cuplare în curent continuu și arhitectură hibridă, realizează aceleași rezultate cu un cost mai mic cu 97.947,45 lei fără TVA și este singurul care se încadrează în plafonul de ajutor public. Analizele financiară, economică, de cost-eficacitate, de senzitivitate și de risc susțin fezabilitatea investiției; indicatorul R_{ac} are o marjă de 0,70% pe consum față de limita maximă de

1,10 admisibilă pentru situația justificată, condiționată de menținerea consumului documentat, cu măsura de corecție prevăzută la poziția R1 din registrul riscurilor.

Capitolul 5. Scenariul/opțiunea tehnico-economică optimă recomandată

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

Compararea integrează rezultatele Capitolului 4 și păstrează aceiași indicatori de bază pentru ambele scenarii de investiție: 180 kW AC fotovoltaic, 180 kW / 403 kWh stocare, producție de 196.364 kWh/an și destinația integrală a energiei către autoconsum. Scenariul fără proiect este menținut exclusiv ca referință.

Tabelul 5.1 – Matricea multicriterială de decizie

Criteriu	Pondere	S1 – DC/hibrid	S2 – AC	Justificarea punctajului
Încadrarea în plafonul de ajutor public	Eliminatoriu	DA	NU	S2 depășește plafonul cu 97.724,39 lei fără TVA
Conformarea cu indicatorii I.1–I.7 și AC.1–AC.5	Eliminatoriu	DA	DA	Ambele scenarii conforme
Costul total al investiției	30%	10	9	923.299,27 lei față de 1.021.246,72 lei fără TVA
Performanța energetică	20%	10	9	Transfer DC direct la încărcare; 3–5% câștig pe energia stocată
Garanția proveniență 100% PV a energiei stocate	15%	10	7	Imposibilitate fizică față de blocare software
Simplitatea instalației și numărul de puncte de defect	10%	9	7	5 unități de conversie față de 8
Mentenabilitate și modularitate	10%	7	10	Subsisteme independente în S2
Continuitate la defect	10%	7	9	Atenuat în S1 la O2 și O4 prin câte 2 unități (2 × 30 kW, 2 × 50 kW)
Neutralitate tehnologică	5%	7	9	S1 necesită cerințe contractuale explicite
PUNTAJ PONDERAT	100%	9,05	8,70	–

5.2 Selectarea și justificarea scenariului optim recomandat

Decizia tehnico-economică

Se selectează SCENARIUL 1 – realizarea, la fiecare dintre cele trei amplasamente la care se realizează investiții, a unei centrale fotovoltaice cu sistem de stocare cuplat în curent continuu, prin convertoare hibride, coordonate de un sistem de management energetic cu autoconsum prioritar și limitare dinamică a puterii active.

Justificarea deciziei:

1. Criteriu eliminatoriu – încadrarea în plafonul de ajutor public. Ajutorul public nerambursabil este limitat de Ghid la 900.000 EUR/MW fără TVA, respectiv 162.000,00 EUR = 851.196,60 lei pentru puterea de 0,180 MW. Scenariul 1 conduce la o valoare eligibilă de exact 851.196,60 lei fără TVA – încadrare la plafon, fără depășire. Scenariul 2 conduce la 948.920,99 lei fără TVA, cu o depășire de 97.724,39 lei fără TVA, sumă care ar trebui suportată integral din bugetul propriu al beneficiarului, majorând contribuția proprie de la 86.802,67 lei la 205.272,24 lei cu TVA, adică de 2,36 ori. Acesta este, singur, un motiv suficient de selecție.

2. Proveniența energiei stocate. În arhitectura cu cuplare în curent continuu, bateria este conectată pe magistrala de curent continuu a convertorului, iar încărcarea din rețea este inhibată prin configurația electrică și logica

sistemului de management energetic. Proveniența energiei stocate se verifică prin schema monofilară, parametrizarea convertorului și testele de punere în funcțiune.

3. Performanță energetică. Încărcarea bateriei se realizează prin transfer direct pe partea de curent continuu, eliminând o pereche de conversii DC-AC-DC. Câștigul de randament este de 3-5% pe energia care tranzitează bateria, respectiv aproximativ 800-1.200 kWh/an suplimentari livrați consumatorilor.

4. Simplitatea instalației și adecvarea la profilul beneficiarului. Soluția utilizează 5 unități de conversie, față de 8 în scenariul alternativ, cu tablouri, protecții și trasee corespunzător reduse. Pentru un beneficiar public care nu dispune de personal tehnic dedicat exploatarea instalațiilor energetice și care administrează patru locuri de consum distincte, reducerea numărului de echipamente și de puncte potențiale de defect constituie un avantaj operațional real.

5. Controlul puterii active. Funcția de limitare a puterii active este executată în interiorul aceluiași echipament care măsoară și convertește, cu un timp de răspuns minim și fără coordonare între familii de echipamente diferite. Aceasta asigură încadrarea permanentă în puterea aprobată prin avizul tehnic de racordare și elimină riscul depășirii acesteia.

6. Tratarea limitărilor identificate. Dezavantajele arhitecturii integrate – flexibilitate mai redusă la înlocuire și dependență de un furnizor – sunt tratate contractual prin interfețe și protocoale deschise și documentate (Modbus TCP/RTU), accesul nelimitat al beneficiarului la date și configurări, garanție integrată pentru ansamblul generator-converter-stocare-EMS, disponibilitatea pieselor de schimb pentru minimum 10 ani, acord de nivel al serviciului pentru alarmele critice și stoc minim de piese critice. La O2 și O4 se adoptă configurații modulare cu câte două convertoare (2 × 30 kW, respectiv 2 × 50 kW), astfel încât indisponibilitatea unei unități să reducă la jumătate puterea amplasamentului, fără oprirea integrală a instalației.

Aplicarea recomandării. Selectarea Scenariului 1 nu substituie verificările de amplasament și procedura de achiziție. Schimbarea către o arhitectură cu cuplare în curent alternativ se poate realiza numai dacă ofertele demonstrează performanțe cel puțin egale, un cost total inferior și aceeași garanție privind proveniența energiei stocate și dacă studiul de fezabilitate și indicatorii tehnico-economici sunt actualizați și reaprobați înaintea contractării.

5.3 Descrierea scenariului optim recomandat

5.3.1 Obținerea și amenajarea terenului sau a amplasamentului

Investiția utilizează exclusiv imobile aflate în proprietatea sau administrarea beneficiarului. **Nu se achiziționează teren** și nu se prevăd exproprieri, demolări sau relocări majore. Poziția finală a modulelor, structurilor, echipamentelor electrice și a sistemelor de stocare se va înscrie exclusiv în limitele cadastrale ale fiecărui imobil și va fi reprezentată în planurile de amplasament anexate.

OBIECT	IDENTIFICARE	SOLUȚIA DE AMPLASARE	AMENAJĂRI PREALABILE
O1 - Respiro	Str. Dealul Cotmeana nr. 41C; CF 238279	Mixtă: parțial pe acoperișul C1 (Sc 81 m ²), completată cu structură de tip carport/la sol pe terenul liber (≈ 125 m ²)	Relevu, expertiză a acoperișului, studiu topografic pentru zona de structură la sol, pregătirea platformei și a fundațiilor, amenajarea camerei tehnice de 8 m ²
O2 - Baltagului	Str. Baltagului nr. 14; CF 218793	Integral pe acoperișul C1 (Sc 665 m ² , grad de ocupare 50%)	Verificarea structurii și a hidroizolației, protejarea trecerilor, menținerea căilor de evacuare și intervenție, amenajarea camerei tehnice de 16 m ²
O3 - Cireșarii	Prelungirea Ferentari nr. 72-74; CF 227211	Nu se realizează investiții; O3 este inclus exclusiv ca loc de consum	Nu se aplică; se menține evidența celor două POD-uri pentru declararea consumului și pentru compensarea cantitativă
O4 - Trompetului	Str. Trompetului nr. 117; CF 227304	Mixtă: 160 de module pe acoperișul C1 (Sc 915 m ² , grad de	Relevu actualizat, expertiză structurală, studiu topografic pentru zona de structuri

OBIECT	IDENTIFICARE	SOLUȚIA DE AMPLASARE	AMENAJĂRI PREALABILE
		ocupare 48%) și 40 de module pe structuri în incintă	în incintă, clarificarea POD-adresă, amenajarea camerei tehnice de 22 m ²

Lucrările de pregătire pot include: protejarea hidroizolațiilor, realizarea suporturilor și a zonelor de acces, trasee și străpungeri etanșe, platforme și socluri pentru sistemele de stocare, împrejmuire sau control acces pentru structurile la sol, semnalizare și refaceri locale. Cantitățile se stabilesc după relevee. **Consolidarea acoperișurilor constituie cheltuială neeligibilă**; dacă expertiza structurală indică necesitatea consolidării, se preferă mutarea suprafeței corespunzătoare de câmp fotovoltaic pe structuri la sol.

5.3.2 Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

UTILITATE / RESURSA	SURSA	CERINȚĂ DE PROIECTARE
Energie electrică	Instalația de utilizare existentă a fiecărui imobil	Punct comun de cuplare, putere aprobată, protecții și regimul de injecție, confirmate prin documentele operatorului de distribuție
Comunicații de date	Rețea securizată fixă sau mobilă	EMS, BMS și convertoarele funcționează local în siguranță și păstrează istoricul la pierderea legăturii externe
Consumuri auxiliare	BMS, EMS, ventilație și climatizarea camerelor tehnice, comunicații	Se măsoară și se includ în bilanțul energetic și în costurile de operare
Apă, canalizare, gaze	Nu sunt necesare procesului tehnologic	Nu se propun bransamente noi; se protejează utilitățile existente intersectate de trasee sau de fundații
Intervenție și securitate	Acces tehnic, iluminat, oprire de urgență, semnalizare	Se coordonează cu măsurile de securitate și sănătate în muncă, cu cele de apărare împotriva incendiilor și cu activitatea centrelor

5.3.3 Soluția tehnică, funcțională și constructivă recomandată

5.3.3.1 Soluția comună celor trei obiecte

Fiecare obiect constituie un ansamblu autonom, format din: generator fotovoltaic, tablou de curent continuu cu protecții, convertor hibrid, sistem de stocare cu BMS, tablou de curent alternativ cu protecții, sistem de management energetic, analizor de rețea în punctul comun de cuplare și sistem de comunicații. Ansamblul se conectează în spatele contorului operatorului de distribuție și deservește cu prioritate consumul local; surplusul se injectează și se compensează cantitativ.

Tabelul 5.2 – Configurația soluției recomandate

OBIECT	MODULE	PUTERE DC	STRINGURI	CONVERTOARE	PUTERE AC	STOCARE	CAMERĂ TEHNICĂ	PRODUCȚIE
O1 – Respiro	40 × 500 Wp	20,0 kWp	4 × 10	1 × 20 kW	20 kW	20 kW / 45 kWh	8 m ²	21.818 kWh/an
O2 – Baltagului	120 × 500 Wp	60,0 kWp	12 × 10	2 × 30 kW	60 kW	60 kW / 134 kWh	16 m ²	65.454 kWh/an
O4 – Trompetului	200 × 500 Wp	100,0 kWp	20 × 10	2 × 50 kW	100 kW	100 kW / 224 kWh	22 m ²	109.092 kWh/an
TOTAL	360 module	180,0 kWp	36	5 unități	180 kW	180 kW / 403 kWh	46 m²	196.364 kWh/an

Configurație de referință. Numărul și puterea modulelor și convertoarelor sunt parametri de dimensionare ai studiului de fezabilitate, nu indicații de marcă. Echipamentele echivalente sunt admise numai dacă păstrează puterea eligibilă de 180 kW AC, indicatorii I.1-I.7 și AC.1-AC.5, compatibilitatea structurală și electrică și producția confirmată prin simulare pe fiecare amplasament.

5.3.3.2 Descrierea pe obiecte

O1 - Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități. Generator de 40 module de 500 Wp (20,0 kWp), grupate în 4 stringuri de câte 10, dispuse în configurație est-vest la 10°, parțial pe acoperișul clădirii S+P+1E și parțial pe o structură de tip carport/la sol în incintă. Un convertor hibrid de 20 kW, amplasat în camera tehnică de 8 m², împreună cu sistemul de stocare de 20 kW / 45 kWh, BMS, EMS și tablourile aferente. Trasee de curent continuu de aproximativ 25 m și de curent alternativ de aproximativ 20 m. Aparat general de protecție tetrapolar de 40 A, cablu de racord 5G10 mm² (secțiune orientativă la faza SF, de verificat la proiectul tehnic), pentru un curent nominal de aproximativ 29 A. Sarcina de bază permanentă a centrului, care funcționează 24/7, asigură un autoconsum direct ridicat în lunile reci; simularea indică 61,9% din producție consumată local, iar restul se injectează și se compensează cantitativ, întrucât consumul amplasamentului este concentrat iarna, iar producția vara.

O2 - Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14. Soluția cuprinde 120 de module de 500 Wp, cu puterea totală de 60,0 kWp, grupate în 12 stringuri de câte 10 și amplasate pe acoperișul clădirii S+P+3E, la un grad de ocupare de 50% din suprafața construită. Sunt prevăzute două convertoare hibride de câte 30 kW și un sistem de stocare de 60 kW / 134 kWh în camera tehnică de 16 m². Traseele estimate sunt de aproximativ 30 m în curent continuu și 25 m în curent alternativ. Circuitul general utilizează două aparate de 63 A și cabluri 5G25 mm², pentru un curent nominal de aproximativ 87 A. Cuplarea producției se realizează pe joasă tensiune, în aval de postul de transformare, cu verificarea protecțiilor, contorizării și punctului comun de cuplare. Raportul local dintre producție și consum este de 1,739, iar surplusul de 31.640 kWh/an se injectează și se compensează cantitativ.

O3 - C.P.R.U. Cireșarii II. La acest amplasament nu se realizează investiții. O3 este inclus exclusiv ca loc de consum, cu două puncte de măsurare existente și cu un consum anual de 49.606 kWh, acoperit din rețeaua publică și compensat cantitativ cu energia injectată la O1, O2 și O4, în condițiile art. 73¹ din Legea nr. 123/2012. Consumul O3 este inclus în consumul anual de referință și în bilanțul consolidat al autoconsumului beneficiarului.

O4 - Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități. Generator de 200 module de 500 Wp (100,0 kWp), în 20 de stringuri de câte 10, din care 160 de module dispuse pe acoperișul clădirii C1 cu 3 niveluri, la un grad de ocupare de 48% din suprafața construită, și 40 de module pe structuri metalice în incintă. Două convertoare hibride de câte 50 kW, totalizând 100 kW, și sistem de stocare de 100 kW / 224 kWh, în camera tehnică de 22 m². Trasee de aproximativ 55 m pe partea de curent continuu și 35 m pe partea de curent alternativ. Două aparate generale tetrapolare de 100 A și cabluri 5G50 mm² (secțiuni orientative la faza SF, de verificat la proiectul tehnic, pentru un curent nominal de aproximativ 145 A). Configurația modulară a conversiei asigură redundanță parțială. Fiind amplasamentul cu cea mai mare putere instalată, cu cel mai mare raport local între producție și consum (1,751) și cu cea mai mare energie injectată (49.993 kWh/an), sistemul de management energetic va gestiona cel mai mare volum de injecție compensată, iar parametrizarea sa se va calibra pe curbele de sarcină măsurate după punerea în funcțiune.

5.3.3.3 Principiul funcțional și strategia de operare a stocării

Sistemul de management energetic măsoară în timp real producția fotovoltaică, consumul imobilului, puterea schimbată cu rețeaua în punctul comun de cuplare și starea sistemului de stocare.

ORDINE	FUNCȚIE	FLUX / COMANDĂ
Prioritatea 1	Acoperirea consumului instantaneu	PV → consumatori locali
Prioritatea 2	Stocarea excedentului fotovoltaic	PV → BESS, în limitele stării de încărcare, temperaturii și puterii; încărcarea din rețea este imposibilă prin arhitectură
Prioritatea	Acoperirea consumului după	BESS → consumatori locali, cu respectarea stării de încărcare

ORDINE	FUNCȚIE	FLUX / COMANDĂ
3	reducerea producției	minime
Prioritatea 4	Acoperirea deficitului rămas	Rețea → consumatori locali; rețeaua nu încarcă bateria
Limitare	Încadrarea în puterea aprobată prin avizul tehnic de racordare	EMS → reducerea comandată a puterii active a convertorului
Siguranță	Oprire controlată	La alarmă BMS, incendiu, supratemperatură, defect sau condiții nepermise

Parametrii de exploatare, calibrați inițial pe baza simulării și recalibrați pe date măsurate: prag minim al stării de încărcare 10%; prag maxim 100%, cu evitarea menținerii prelungite la valoarea maximă în perioadele calde; setpoint de import minim 0,5–1 kW în punctul comun de cuplare; timp de răspuns al buclei de limitare ≤ 1 secundă; comportament sigur la pierderea comunicației.

5.3.4 Probe tehnologice și teste

PROBĂ / TEST	CONȚINUT MINIM	CRITERIU DE ACCEPTANȚĂ
Inspecție documentară	Certificate, declarații de performanță, serii, manuale în limba română, scheme, garanții, rapoarte de configurare, documentație as-built	Documentație completă și corelată cu echipamentele livrate
Instalații electrice	Continuitatea conductorului de protecție, rezistența de izolație pe partea de curent continuu și alternativ, polaritate, împământare, descărcătoare, protecții, selectivitate, etichetare	Buletine de încercări conforme cu normativele
Generator fotovoltaic	Verificarea stringurilor, tensiuni și curenți, termografie, pornirea convertoarelor, răspunsul la comenzi de limitare	Absența punctelor fierbinți; parametri în limitele proiectate
Sistem de stocare	Capacitate și putere disponibile, stare de încărcare și de sănătate, funcționarea BMS, echilibrare, temperaturi, alarme, oprire de urgență, cicluri controlate	Capacitate nominală ≥ 403 kWh, capacitate utilizabilă $\geq 362,7$ kWh; putere continuă ≥ 180 kW
Test de blocare a încărcării din rețea	Simularea unei situații cu producție fotovoltaică nulă și stare de încărcare scăzută	Bateria nu se încarcă din rețea în nicio condiție
Test de limitare a puterii active	Simularea unei situații cu producție maximă și consum minim	Puterea activă injectată în PCC nu depășește, în niciun regim testat, valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare; la comanda de limitare, reducerea se produce în ≤ 1 s; energia injectată se înregistrează separat
EMS și contorizare	Sensul și precizia măsurării, prioritățile de flux, limitarea exportului, păstrarea datelor, export de rapoarte	Precizie clasă ≥ 1 ; istoric ≥ 24 luni
Protecția de interfață	Protecția la funcționarea insularizată, timpi de declanșare, reconectare	Conform cerințelor operatorului de distribuție
Comunicații și securitate	Roluri, autentificare, jurnalizare, copii de siguranță, actualizări, comportament la	Funcționare locală sigură; limitare automată la pierderea legăturii

PROBĂ / TEST	CONȚINUT MINIM	CRITERIU DE ACCEPTANȚĂ
	pierderea comunicației	
Probă de funcționare	Operare continuă în regimuri reprezentative, confirmarea alarmelor și a disponibilității	Minimum 72 de ore de funcționare fără incidente
Recepție de performanță	Compararea producției și randamentelor cu simularea, corectată pentru condițiile reale de test	Raport de performanță în limitele garantate contractual

Criteriul general de acceptanță. Recepția nu se bazează pe existența fizică a echipamentelor. Se vor demonstra: funcționarea sigură, puterea și energia disponibile, logica de autoconsum prioritar, interdicția încărcării sistemului de stocare din rețea, limitarea puterii active la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare, măsurarea separată a energiei injectate, monitorizarea și predarea documentației complete de exploatare.

5.4 Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

5.4.1 Indicatori maximali – valoarea totală a obiectivului de investiții

Tabelul 5.3 – Indicatori maximali

INDICATOR	VALOARE	SURSĂ
Valoarea totală a investiției, fără TVA	1.152.015,80 lei	Devizul general – tabelul 3.13
TVA (21%)	241.481,76 lei	Devizul general
Valoarea totală a investiției, cu TVA	1.393.497,56 lei	Devizul general
din care C+M, fără TVA	191.152,10 lei	Cap. 1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1
TVA aferentă C+M	40.141,94 lei	$191.152,10 \times 21\%$
din care C+M, cu TVA	231.294,04 lei	–
Valoarea eligibilă, fără TVA	851.196,60 lei	Echivalent 162.000,00 EUR
TVA aferentă cheltuielilor eligibile	178.751,29 lei	Eligibilă dacă este nedeductibilă
Valoarea eligibilă, cu TVA	1.029.947,89 lei	–
Valoarea neeligibilă, cu TVA	363.549,67 lei	84.700,00 lei elaborarea SF + 2.102,67 lei cote legale ISC și CSC + 276.747,00 lei marja de buget (subcap. 7.1)
Pondere C+M în valoarea totală fără TVA	20,9%	–

5.4.2 Indicatori minimali – capacități și performanțe

Tabelul 5.4 – Indicatori minimali (indicatori de performanță)

ID	INDICATOR	VALOARE	UM	BAZĂ DE CALCUL
I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	0,180	MW	$\min(\sum P_{AC} \text{ convertoare}; \sum P_{module}) = \min(180 \text{ kW}; 180 \text{ kWp})$

ID	INDICATOR	VALOARE	UM	BAZĂ DE CALCUL
I.2	Reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră	115,56	tCO ₂ /an	$P_{an} \times FE = 196,36 \text{ MWh/an} \times 0,5885 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$
I.3	Producția medie anuală de energie electrică din surse regenerabile solare	196,36	MWh/an	Simulare PVGIS 5.3 / SARA3, cu pierderi de sistem 14,5%
I.4	Producția totală de energie electrică pentru perioada de referință	3.927,28	MWh	$I.3 \times 20 \text{ ani}$
I.5	Factorul de capacitate al centralei	12,45	%	$I.3 / (I.1 \times 8.760 \text{ h}) \times 100 = 196,36 / (0,180 \times 8.760) \times 100$
I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei	0,403	MWh	$E_{stoc} = 403 \text{ kWh}$; putere de încărcare/descărcare 180 kW
I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	0 / nu se aplică	kW	Proiectul nu include pompe de căldură

Notă la indicatorul I.4: valoarea de 3.927,28 MWh este calculată liniar, ca produs între producția medie anuală și perioada de referință, fără aplicarea degradării, conform modului uzual de raportare a indicatorului. În modelul financiar (subcapitolul 4.6) degradarea de 0,45%/an este aplicată explicit, rezultând o producție cumulată de aproximativ 3.137 MWh pe 20 de ani, din care 3.073 MWh valorificați.

Alte capacități și performanțe fizice:

Indicator	Valoare
Putere fotovoltaică instalată în curent continuu	180,0 kWp
Număr de module fotovoltaice	360 buc. $\times$ 500 Wp
Număr de convertoare	5 unități hibride, 180 kW AC total
Număr de sisteme de stocare	3 sisteme locale
Energie efectiv autoconsumată, anul 1	104.207 kWh/an
Grad de acoperire a consumului din surse proprii	58,0%
Valorificarea producției (autoconsum și injecție compensată)	98,7%
Suprafață totală a câmpurilor fotovoltaice	993,6 m ² câmp brut / 857,7 m ² amprentă module
Suprafață totală a camerelor tehnice	46 m ²
Număr de locuri de consum deservite	4 locuri de consum / 5 POD-uri, din care 3 amplasamente cu instalații

5.4.3 Indicatorii de autoconsum și stocare AC.1-AC.5

Tabelul 5.5 - Indicatorii AC.1-AC.5 la nivel de proiect

ID	MĂRIME	FORMULĂ	REZULTAT	CRITERIU TEHNIC	REZULTAT CALCUL
AC.1	C _{an} - consum anual de referință	$\Sigma C_{lună, 12 \text{ luni consecutive}}$	179.772 kWh/an	Centralizator lunar pentru 12 luni consecutive și fiecare POD	Valoare calculată; documentele suport se verifică distinct
AC.2	P _{an} - producție anuală estimată	$\Sigma P_{an, loc \text{ din simulare}}$	196.364 kWh/an	Rapoarte de producție și simulare	Valoare calculată; fișierul orar se predă distinct

ID	MĂRIME	FORMULĂ	REZULTAT	CRITERIU TEHNIC	REZULTAT CALCUL
AC.3	R _{ac} – raport de dimensionare pentru autoconsum	$P_{an} / C_{an} = 196.364 / 179.772$	1,0923	Valoarea generală R _{ac} ≤ 1,00; pentru situații justificate, limita maximă este 1,10	1,0923 – încadrare justificată în limita maximă
AC.4	R _P – raport de putere a stocării	$P_{stoc} / P_{PV} = 180 / 180$	1,00	R _P ≥ 1,00	1,00 – la limita criteriului
AC.5	E _{stoc} – capacitatea de stocare	$2 \times 180 \leq 403 \leq 4 \times 180$	403 kWh (362,7 kWh utilizabili)	$360 \leq E_{stoc} \leq 720 \text{ kWh}$	403 kWh – în intervalul admis

Tabelul 5.6 – Verificarea indicatorilor AC.4 și AC.5 pe fiecare obiect

Obiect	P _{PV} [kW]	P _{stoc} [kW]	R _P	E _{stoc} [kWh]	2 h × P _{PV}	4 h × P _{PV}	VERIFICARE TEHNICĂ
O1	20	20	1,00	45	40 ≤ E ≤ 80	2,25 h	În interval
O2	60	60	1,00	134	120 ≤ E ≤ 240	2,23 h	În interval
O4	100	100	1,00	224	200 ≤ E ≤ 400	2,24 h	În interval
TOTAL	180	180	1,00	403	360 ≤ E ≤ 720	2,24 h	În interval

Justificarea încadrării raportului de autoconsum între 1,00 și 1,10. Anexa 1 – Cererea de finanțare stabilește valoarea generală R_{ac} ≤ 1,00 și admite, pentru situații justificate în studiul de fezabilitate, o valoare de până la 1,10. Proiectul are R_{ac} = 1,0923. Depășirea valorii generale de 1,00 este justificată prin următoarele elemente:

Instalațiile se realizează exclusiv la O1 – Respiro, O2 – Baltagulul și O4 – Trompetului. O3 – Cireșarii este inclus fără instalație, ca loc de consum propriu al beneficiarului, cu un consum anual de 49.606 kWh. Puterea de 180 kW este dimensionată pe baza consumului consolidat al celor patru locuri de consum și se amplasează fizic pe cele trei obiecte de investiție.

Decalajul sezonier dintre producție și consum. Producția fotovoltaică este concentrată în semestrul cald, iar 53,4% din consumul beneficiarului se realizează în semestrul rece (octombrie–martie). O dimensionare la R_{ac} = 1,00 ar reduce acoperirea consumului în lunile de iarnă, fără a elimina surplusul de vară, întrucât acesta este determinat de forma curbelor, nu de raportul anual.

Din producția anuală de 196.364 kWh, 179.772 kWh, respectiv 91,6%, se consumă la cele patru locuri de consum declarate în proiect, direct, prin stocare sau prin compensarea importului; 2.616 kWh (1,3%) reprezintă pierderi tehnice în sistemul de stocare; 13.976 kWh (7,1%) sunt destinați compensării cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului. Capacitatea de absorbție a acestei cantități se documentează prin facturile de energie electrică aferente POD-urilor suplimentare. Nicio cantitate nu face obiectul comercializării, iar bilanțul este prezentat în tabelul 3.11quater.

Încadrarea în plafonul ajutorului public. Puterea instalată este de 180 kW, iar ajutorul solicitat de 162.000,00 EUR corespunde plafonului de 900.000 EUR/MW fără TVA. Valoarea ajutorului solicitat nu depășește plafonul aplicabil.

Marja de siguranță și măsura de corecție. Marja față de limita maximă de 1,10 aplicabilă situației justificate este de 0,70% pe consum, respectiv 0,71% pe producție. Dacă, până la depunerea cererii de finanțare, consumul anual de referință se modifică în minus cu peste 0,70% sau simularea post-relevu indică o producție cu peste 0,71% mai mare, puterea instalată se reduce corespunzător, prin eliminarea unui număr echivalent de module la amplasamentul O4, iar studiul, devizul general și hotărârea de aprobare se actualizează corelat. Măsura este înregistrată la poziția R1 din registrul riscurilor.

5.4.4 Indicatori financiari, socioeconomici, de impact și de operare

Tabelul 5.7 – Indicatori financiari și de impact

INDICATOR	VALOARE	OBSERVAȚIE
-----------	---------	------------

INDICATOR	VALOARE	OBSERVAȚIE
Ajutor public nerambursabil solicitat, fără TVA	851.196,60 lei / 162.000,00 EUR	900.000 EUR/MW $\times$ 0,180 MW
Valoare eligibilă solicitată, cu TVA	1.029.947,89 lei	TVA eligibilă dacă este nedeductibilă
Contribuție proprie, cu TVA	363.549,67 lei	Elaborarea SF (84.700,00 lei) + cote legale ISC și CSC (2.102,67 lei) + marja de buget (276.747,00 lei)
Valoarea actualizată netă financiară (VANF, 5%)	1.385.415 lei	Pozitivă
Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF)	16,58%	Peste rata de actualizare
Raportul beneficiu/cost	2,057	Supraunitar
Termen de recuperare (proiect integral)	5,92 ani	-
Termen de recuperare a contribuției proprii	0,46 ani	-
Cost nivelat al energiei utilizate (LCOE)	0,562 lei/kWh	Față de tariful evitat mediu de 1,3489 lei/kWh
Economie brută în anul 1	198.686 lei	Autoconsum 140.565,06 lei + injecție compensată 58.120,58 lei
Flux net în anul 1	187.552 lei	După costurile de operare
Cost total al investiției / kW AC	5.129,44 lei/kW	-
Ajutor public / kW AC	4.728,87 lei/kW	-
Cost total / tCO ₂ evitată	399,49 lei/tCO ₂	-
Emisii evitate în perioada de referință	2.311,20 tCO ₂	115,56 $\times$ 20 ani
Cost anual de operare și mentenanță, anul 1	11.134,12 lei	$\approx$ 1,2% din investiția fără TVA
Disponibilitate țintă a sistemelor	$\geq$ 97% pe an	Se stabilește contractual
Raport de performanță țintă	$\geq$ 80%	Se verifică la recepția de performanță

5.4.5 Durata estimată de execuție și de implementare

INDICATOR DE TIMP	VALOARE	OBSERVAȚIE
Durata totală de implementare	18 luni	Include proiectare, avize, achiziție, execuție, probe, recepție și punere în funcțiune
Durata execuției fizice	9 luni	De la ordinul de începere a lucrărilor până la recepția la terminarea lucrărilor
Durata etapei de pregătire și avizare	8 luni	Etapele 0-4 din graficul de la subcapitolul 3.5
Durata procedurii de achiziție	6 luni	Etapa 5, cu suprapunere parțială

INDICATOR DE TIMP	VALOARE	OBSERVAȚIE
Data-limită absolută de finalizare	31.12.2029	Instalare, conectare la rețea și punere în funcțiune
Perioada de monitorizare ex-post	5 ani de la punerea în funcțiune	Obligație potrivit Ghidului
Perioada de păstrare a documentelor	10 ani de la ultima plată	Obligație potrivit Ghidului

5.5 Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate și cu cerințele fundamentale aplicabile construcțiilor

Proiectarea, verificarea, execuția, recepția și exploatarea vor utiliza formele consolidate ale actelor normative, reglementările tehnice și prescripțiile autorităților valabile la data fiecărei activități. Soluția va fi verificată de specialiști atestați pe domeniile aplicabile.

Tabelul 5.8 – Conformarea cu cerințele fundamentale aplicabile construcțiilor (Legea nr. 10/1995)

CERINȚĂ FUNDAMENTALĂ	MOD DE ASIGURARE
a) Rezistență mecanică și stabilitate	Expertize și relevee structurale pe fiecare obiect; calcule la greutate proprie, vânt, zăpadă și acțiuni seismice, conform reglementărilor în vigoare pentru Municipiul București; prinderi și fundații verificate de proiectant de specialitate; protejarea hidroizolației; verificarea proiectului de către verficator atestat pe cerința A
b) Securitate la incendiu	Analiză de securitate la incendiu pentru generatorul fotovoltaic și pentru sistemele de stocare; tehnologie LFP cu stabilitate termică superioară; dulapuri cu propagare limitată; detectare de fum, temperatură și gaze; oprire de urgență accesibilă; ventilare; separare față de spațiile ocupate; căi de acces pentru intervenție; semnalizare; instruirea personalului; verificarea proiectului pe cerința C
c) Igienă, sănătate și mediu înconjurător	Limitarea zgomotului și a emisiilor de șantier; prevenirea scurgerilor; gestionarea deșeurilor conform planului dedicat; aplicarea principiului DNSH pe întregul ciclu de viață; fără emisii în operare
d) Siguranță și accesibilitate în exploatare	Control acces la camerele tehnice; protecție împotriva electrocutării prin atingere directă și indirectă; căi de circulație și de evacuare menținute libere, inclusiv cele adaptate persoanelor cu dizabilități; intervenții programate, fără afectarea beneficiarilor centrelor; verificarea proiectului pe cerințele aplicabile
e) Protecție împotriva zgomotului	Selectarea și amplasarea convertoarelor și a ventilației camerelor tehnice astfel încât nivelurile de zgomot la spațiile sensibile și la vecinătăți să rămână în limitele admisibile
f) Economie de energie și izolare termică	Randamente minime impuse convertoarelor ($\geq 98\%$) și sistemului de stocare ($\geq 88\%$ la ciclu complet); reducerea pierderilor prin dimensionarea căderilor de tensiune ($\leq 2,5\%$ total); consumuri auxiliare monitorizate; prioritatea utilizării locale a energiei regenerabile
g) Utilizare sustenabilă a resurselor naturale	Durabilitate, reparabilitate, acces la piese minimum 10 ani, trasabilitate, colectare separată și valorificare la sfârșitul ciclului de viață, conform măsurilor DNSH

Tabelul 5.9 – Conformarea energetică, electrică, de mediu și digitală

DOMENIU	CERINȚĂ DE CONFORMARE
Parametrii proiectului	Indicatorii I.1-I.7 și AC.1-AC.5; stocare 2-4 h; încărcare exclusiv din generatorul propriu; tehnologie LFP; valorile se verifică față de documentația oficială a apelului
Racordare și	Documentație distinctă pe fiecare POD; protecție de interfață; protecție la funcționarea

DOMENIU	CERINȚĂ DE CONFORMARE
reglementări ANRE	insularizată; măsurare bidirecțională; regim cu injecție limitată la puterea avizată; respectarea condițiilor operatorului de distribuție
Instalații electrice	Scheme verificate; protecții coordonate și selective; împământare și echipotențializare; descărcătoare de supratensiune; coordonare cu instalația de protecție la trăsnet; inspecții și probe înainte de energizare, conform I7/2011 și SR HD 60364-7-712
Mediu și DNSH	Parcursarea procedurii conform Legii nr. 292/2018; autoevaluare DNSH; măsuri pentru climă, economie circulară și biodiversitate
Deșeuri și baterii	Trasabilitate, responsabilități contractuale, predare către operatori autorizați, plan pentru sfârșitul ciclului de viață
Securitate cibernetică	Segmentarea comunicațiilor, controlul accesului, actualizări securizate, jurnalizare, copii de siguranță, funcționare locală sigură
Securitate și sănătate în muncă	Plan de securitate și sănătate conform HG nr. 300/2006; lucrări etapizate; zone securizate; întreruperi aprobate; protejarea utilizatorilor vulnerabili ai centrelor

5.6 Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice

Tabelul 5.10 – Sursele de finanțare

SURSĂ / COMPONENTĂ	VALOARE	CONDIȚIE
Fondul pentru Modernizare – ajutor public nerambursabil	851.196,60 lei fără TVA	162.000,00 EUR la cursul BCE de 5,2543 lei/EUR; maximum 900.000 EUR/MW pentru 0,180 MW; finanțare 100% din cheltuielile eligibile
TVA aferentă cheltuielilor eligibile	178.751,29 lei	Eligibilă numai dacă este nedeductibilă potrivit legislației fiscale și nerecuperabilă
Total valoare eligibilă solicitată	1.029.947,89 lei cu TVA	Se corelează cu devizul general și cu bugetul din cererea de finanțare
Buget propriu – elaborarea studiului de fezabilitate	84.700,00 lei cu TVA	70.000,00 lei fără TVA + 14.700,00 lei TVA; cheltuială neeligibilă
Buget propriu – cote legale ISC (0,5% + 0,1%) și CSC (0,5%) aplicate la C+M	2.102,67 lei	Nepurtătoare de TVA; cheltuială neeligibilă potrivit Ghidului
Total contribuție proprie	363.549,67 lei	Se prevede prin hotărârea de aprobare a proiectului
VALOARE TOTALĂ A PROIECTULUI	1.393.497,56 lei cu TVA	–
Buget propriu pentru eventuale depășiri	Se prevede prin hotărârea de aprobare	Ajutorul public aprobat nu se poate suplimenta
Buget propriu pentru operare și mentenanță	11.134,12 lei/an, indexat cu 2%/an	Costurile de operare nu sunt eligibile
Buget propriu pentru augmentarea stocării	54.858 lei în anul 12 de operare	Se constituie progresiv, prin alocări anuale

Beneficiarul va asigura, prin hotărârea autorității deliberative, toate resursele proprii necesare și va declara că nu solicită finanțare publică dublă pentru aceleași costuri eligibile. Structura definitivă a surselor se aprobă după confirmarea regimului TVA și după verificarea eligibilității fiecărei poziții din devizul general.

5.6.1 Bugetul proiectului – structura pentru Cererea de finanțare

Bugetul se completează în cererea de finanțare în euro, fără zecimale, la cursul de 5,2543 lei/euro utilizat în studiu. Valorile în lei sunt cele din devizul general (subcapitolul 3.3.2) și din structura eligibil/neeligibil (subcapitolul 3.3.3), iar calculele de bază se păstrează cu precizia integrală.

Tabelul 5.11 – Structura bugetului pentru cererea de finanțare

ELEMENT	LEI	EURO
Valoarea totală a proiectului, fără TVA	1.152.015,80	219.252
TVA aferentă (21%)	241.481,76	45.959
Valoarea totală a proiectului, cu TVA	1.393.497,56	265.211
Valoarea eligibilă, fără TVA	851.196,60	162.000
din care acoperită de plafon – ajutor public solicitat	851.196,60	162.000
din care peste plafon – neeligibilă	0,00	0
TVA aferentă cheltuielilor eligibile	178.751,29	34.020
Ajutor public nerambursabil total solicitat, cu TVA	1.029.947,89	196.020
Valoarea neeligibilă, fără TVA (studiul de fezabilitate 70.000,00 lei; cote ISC și CSC 2.102,67 lei; marja de buget 228.716,53 lei)	300.819,20	57.252
Contribuția proprie a beneficiarului, cu TVA	363.549,67	69.191

Tabelul 5.12 – Bugetul indicativ pe capitole de cheltuieli (euro, fără zecimale)

COD	DENUMIREA CAPITOLELOR DE CHELTUIELI	TOTAL	ELIGIBILE	NEELIGIBILE
Cap. 1	Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului	0	0	0
Cap. 2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare	0	0	0
Cap. 3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică	33.307	19.984	13.323
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru avize, acorduri și autorizații	381	381	0
3.5	Proiectare, din care:	29.881	16.558	13.323
3.5.3	Studiu de fezabilitate și deviz general	13.323	0	13.323
3.5.4	Documentații tehnice pentru avize, acorduri și autorizații	381	381	0
3.5.5	Verificarea tehnică a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	951	951	0
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	15.226	15.226	0
3.7	Consultanță, din care:	1.142	1.142	0
3.7.1	Managementul de proiect	381	381	0
3.7.3	Auditul financiar	761	761	0
3.8	Asistență tehnică, din care:	1.903	1.903	0
3.8.1.1	Asistență tehnică a proiectantului pe perioada execuției	1.142	1.142	0
3.8.2	Dirigenție de șantier	761	761	0
Cap. 4	Cheltuieli pentru investiția de bază	139.289	139.289	0
4.1	Construcții și instalații	24.512	24.512	0
4.2	Montajul utilajelor și al echipamentelor tehnologice	10.346	10.346	0

COD	DENUMIREA CAPITOLELOR DE CHELTUIELI	TOTAL	ELIGIBILE	NEELIGIBILE
4.3	Utilaje și echipamente care necesită montaj	96.933	96.933	0
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	2.741	2.741	0
4.5	Dotări	4.686	4.686	0
4.6	Active necorporale	71	71	0
Cap. 5	Alte cheltuieli	2.398	1.998	400
5.1.1	Organizare de șantier – lucrări de construcții și instalații	1.522	1.522	0
5.2	Cote legale ISC și CSC	400	0	400
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0	0	0
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	476	476	0
Cap. 6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste	729	729	0
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	381	381	0
6.2	Probe tehnologice și teste	348	348	0
Cap. 7	Marja de buget și rezerva de implementare (7.1 și 7.2)	0	0	0
TOTAL	TOTAL GENERAL (fără TVA)	175.723	162.000	13.723

Tabelul 5.13 – Planul financiar al proiectului (euro)

SURSA	ELIGIBILE	NEELIGIBILE	TOTAL	OBSERVAȚIE
Ajutor public nerambursabil	162.000	-	162.000	100% din cheltuielile eligibile, fără TVA
Contribuția proprie – buget local	-	13.723	13.723	Elaborarea studiului de fezabilitate și cotele legale ISC și CSC
TVA	34.020	2.797	36.817	TVA aferentă cheltuielilor eligibile este eligibilă numai dacă este nedeductibilă și nerecuperabilă
TOTAL PROIECT	196.020	16.520	212.540	Aceleași valori se preiau în hotărârea de aprobare

Verificarea plafoanelor. Ajutorul public solicitat, de 162.000 EUR fără TVA, se încadrează în plafoanele Ghidului: 900.000 EUR/MW instalat – respectat exact, pentru 0,180 MW – și 10 milioane EUR pe beneficiar – utilizat în proporție de 1,35%. Cheltuielile de consultanță și de management de proiect, de 2.000,00 lei fără TVA, reprezintă 381 EUR, sub plafonul de 20.000 EUR fără TVA.

Angajamentul preluat în hotărârea de aprobare. Contribuția proprie de 363.549,67 lei cu TVA cuprinde elaborarea studiului de fezabilitate (84.700,00 lei cu TVA), cotele legale ISC și CSC (2.102,67 lei) și marja de buget de la subcapitolul 7.1 (276.747,00 lei cu TVA), mobilizată numai în cazul ajustării prețurilor. Cheltuielile eligibile sunt egale cu plafonul, la leu; devizul nu include cheltuieli diverse și neprevăzute, iar marja de buget de la capitolul 7 este neeligibilă potrivit Ghidului. Ajutorul public aprobat nu se poate suplimenta, astfel încât orice depășire de cost față de devizul aprobat se suportă din bugetul propriu al beneficiarului; hotărârea de aprobare cuprinde acest angajament, alături de contribuția proprie.

Rotunjirea valorilor în euro. Rândurile eligibile se rotunjesc prin metoda celui mai mare rest, astfel încât totalul eligibil să rezulte exact 162.000 EUR, iar rândurile neeligibile astfel încât suma lor să rezulte 13.723 EUR; rotunjirea independentă a fiecărui rând ar conduce la un total diferit de plafon. Valorile în lei rămân cele din devizul general și din devizele pe obiect.

Se adoptă Scenariul 1 – cuplare în curent continuu, cu trei sisteme locale integrate, 180 kW AC fotovoltaic și stocare de 180 kW/403 kWh. Valoarea totală este 1.393.497,56 lei cu TVA, din care C+M 231.294,04 lei cu TVA și marja de buget 276.747,00 lei cu TVA; durata de implementare este 18 luni.

Capitolul 6. Urbanism, acorduri și avize conforme

Capitolul prezintă documentațiile urbanistice, cadastrale, de mediu și de racordare aferente celor trei amplasamente de investiție și condițiile aplicabile celor patru locuri de consum până la autorizarea și punerea în funcțiune.

6.1 Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

Pentru O1, O2 și O4 se obține certificatul de urbanism aferent investiției, cu indicarea denumirii proiectului, a capacității locale și a lucrărilor conexe. Autoritatea emitentă stabilește administrarea unitară sau separată a procedurilor.

OBIECT	ADRESĂ	DOCUMENTAȚIE URBANISTICĂ	CERINȚĂ
O1 – Respiro	Str. Dealul Cotmeana nr. 41C	Instalație fotovoltaică 20 kW AC pe acoperiș și pe structură de tip carport/la sol; sistem de stocare 20 kW/45 kWh în cameră tehnică	Certificat de urbanism aferent investiției
O2 – Baltagului	Str. Baltagului nr. 14	Instalație fotovoltaică 60 kW AC pe acoperiș; sistem de stocare 60 kW/134 kWh în cameră tehnică	Certificat de urbanism aferent investiției
O3 – Cireșarii	Prelungirea Ferentari nr. 72-74	Nu se realizează lucrări; amplasamentul este declarat exclusiv ca loc de consum	Nu se aplică
O4 – Trompetului	Str. Trompetului nr. 117	Instalație fotovoltaică 100 kW AC pe acoperiș și pe structuri metalice în incintă; sistem de stocare 100 kW/224 kWh în cameră tehnică	Certificat de urbanism aferent investiției

CertIFICATELE vor preciza regimul juridic, economic și tehnic al imobilelor, necesitatea autorizației de construire, documentațiile tehnice cerute, avizele de utilități și de autorități, precum și eventualele condiții referitoare la zone protejate, securitate la incendiu, sănătate publică, circulații sau vecinătăți. **Încadrarea lucrărilor într-o eventuală excepție de la autorizare nu se prezumă prin prezentul studiu**, ci se confirmă de autoritatea competentă.

Structurile de tip carport sau la sol prevăzute la amplasamentele O1 și O4 reprezintă construcții noi și se includ în documentația pentru autorizarea executării lucrărilor, potrivit regimului juridic și urbanistic aplicabil.

Corelarea documentațiilor. Condițiile din certificatele de urbanism și din avize se preiau unitar în studiul de fezabilitate, deviz, planurile de amplasament, documentațiile de racordare și graficul de implementare. Modificarea amplasării, puterii sau costului determină actualizarea corelată a documentației.

6.2 Extras de carte funciară

Pentru fiecare amplasament se asigură un drept eligibil asupra imobilului, valabil pe perioada cerută de documentația apelului, și un extras de carte funciară actualizat. Imobilele trebuie să permită realizarea investiției fără sarcini, litigii sau revendicări incompatibile.

OBIECT	IDENTIFICARE	DREPT ASUPRA IMOBILULUI	CERINȚĂ PENTRU ETAPA URMĂTOARE
O1 – Respiro	CF / cad. 238279	Proprietate a DGASPC Sector 5, cotă 1/1	Extras actualizat la data depunerii; verificarea sarcinilor și a litigiilor
O2 – Baltagului	CF / cad. 218793	Domeniul public al Municipiului București; drept de administrare al DGASPC Sector 5, intabulat	Extras actualizat; confirmarea duratei dreptului de administrare pentru cel puțin 5 ani de la plata finală
O3 – Cireșarii	CF / cad.	Proprietar Consiliul Local	Extras actualizat; la acest amplasament nu se

OBIECT	IDENTIFICARE	DREPT ASUPRA IMOBILULUI	CERINȚĂ PENTRU ETAPA URMĂTOARE
	227211	Sector 5; administrator DGASPC Sector 5	realizează investiții, astfel încât referirile istorice la suprapuneri cadastrale nu condiționează proiectul; imobilul se declară exclusiv ca loc de consum, pe baza facturilor emise pe cele două POD-uri
O4 – Trompetului	CF / cad. 227304	Proprietar Municipiul București; drept de administrare al DGASPC Sector 5	Extras actualizat; confirmarea inexistenței sarcinilor incompatibile

Pentru amplasamentul O3, extrasul de carte funciară curent și încheierile de carte funciară se verifică în raport cu referirile istorice privind suprapunerile cadastrale. Întrucât la acest amplasament nu se realizează investiții, o eventuală incompatibilitate juridică sau cadastrală nu afectează realizarea proiectului; consecința ar fi exclusiv excluderea consumului de 49.606 kWh/an din consumul anual de referință, cu recalcularea indicatorului R_{ac} și reducerea corespunzătoare a puterii instalate, potrivit măsurii de la poziția R1 din registrul riscurilor.

6.2.1 Planul de amplasament solicitat de Ghid

Pentru fiecare imobil se va întocmi un plan de amplasament pe care vor fi evidențiate: limitele cadastrale, construcțiile existente, poziția exactă a modulelor fotovoltaice, a convertoarelor, a sistemului de stocare, a traseelor principale și a punctului comun de cuplare. Conform Ghidului, **acest plan nu trebuie să poarte viza Oficiului de Cadastru și Publicitate Imobiliară, dar trebuie asumat prin semnătură de proiectant și de solicitant.** Amplasamentul aprobat nu poate fi modificat ulterior.

ELEMENT	BAZĂ DE PROIECTARE	CERINȚĂ DE DEFINITIVARE
Plan cadastral / releveu suport	Documente grafice cu grade diferite de actualitate	Verificare față de extrasul de carte funciară curent și față de situația din teren
Layout fotovoltaic și poziția sistemului de stocare	Planșele-cadru PS-01...PS-04 și schemele funcționale P-01...P-04	Definitivarea geometriei pe suport cadastral și asumarea prin semnăturile proiectantului și solicitantului
Corelarea cu POD-ul și punctul comun de cuplare	Delimitarea electrică se verifică pentru fiecare POD	POD-ul și punctul de cuplare se înscriu pe plan și în schema monofilară
Suprafața ocupată	Calculată la subcapitolul 3.1.5	Se înscrie distinct pentru acoperiș, structură la sol/carport și cameră tehnică

6.3 Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului

Procedura de reglementare de mediu se derulează pentru proiectul integrat și descrie cele trei amplasamente la care se realizează lucrări, capacitățile și lucrările aferente. Autoritatea competentă stabilește forma și numărul actelor administrative necesare.

Potrivit Ghidului: la **contractare** se prezintă documentul final (clasarea notificării, decizia etapei de încadrare ca document final, acordul sau avizul de mediu, emise de autoritatea teritorială competentă conform Legii nr. 292/2018) **sau dovada depunerii documentației** în relație cu autoritățile de mediu; la **ultima cerere de plată sau de rambursare** este obligatorie depunerea actului de reglementare pentru protecția mediului.

ELEMENT	ETAPĂ	MOD DE TRATARE
Notificarea și dovada depunerii documentației	Inițierea procedurii de mediu	Se depune după clarificarea layoutului și a lucrărilor pe toate amplasamentele, în etapa M2-M7

ELEMENT	ETAPĂ	MOD DE TRATARE
Actul administrativ final	Finalizarea procedurii de mediu	Se integrează în proiectare, în deviz și în condițiile de execuție
Declarația privind respectarea principiului DNSH și autoevaluarea (Anexa 3)	Documentația de finanțare	Se depun semnate de reprezentantul legal, obligatoriu la depunerea cererii de finanțare
Măsurile de compensare	După caz	Se aplică numai dacă sunt impuse prin actul de mediu

Măsurile de prevenire și diminuare integrate în soluție sunt:

DOMENIU	MĂSURĂ
Climă și energie	Producerea a 196,36 MWh/an din sursă regenerabilă și reducerea estimată a emisiilor cu 115,56 tCO ₂ /an; proiectare rezilientă la căldură, vânt, zăpadă, grindină și ploi intense
Sol și apă	Prioritate soluțiilor pe acoperiș; fundațiile structurilor la sol se limitează la strictul necesar; prevenirea scurgerilor și menținerea drenajului
Poluare și zgomot	Lucrări etapizate, controlul prafului și al zgomotului, echipamente amplasate astfel încât să nu afecteze spațiile sensibile și vecinătățile
Biodiversitate	Verificarea prealabilă a zonelor de montaj; evitarea afectării vegetației și a cuiburilor; iluminat tehnic limitat la necesarul de securitate
Economie circulară	Colectare separată, trasabilitatea modulelor, echipamentelor electronice și bateriilor, predarea către operatori autorizați la sfârșitul ciclului de viață
Securitate la incendiu și substanțe	Tehnologie de stocare admisă de Ghid, prevenirea propagării termice, detectare, oprire, intervenție conform proiectului și avizelor

Declarația DNSH nu înlocuiește procedura de mediu, iar actul de mediu nu înlocuiește autoevaluarea DNSH.

6.4 Avize conforme privind asigurarea utilităților

Funcționarea investiției utilizează alimentarea electrică și comunicațiile existente. Nu sunt prevăzute bransamente noi de apă, canalizare, gaze naturale sau agent termic.

UTILITATE	NECESITATE	DOCUMENT / ACȚIUNE
Energie electrică	Esențială	Documentație de racordare și aviz tehnic de racordare pentru fiecare loc de producere, cu limitarea puterii active injectate la valoarea avizată
Comunicații de date	Necesară exploatarei	Contract sau soluție de comunicații securizată; nu implică automat un aviz de utilitate
Apă și canalizare	Fără consum tehnologic	Aviz de amplasament sau de coexistență numai dacă este solicitat prin certificatul de urbanism ori dacă apar interferențe cu traseele sau fundațiile
Gaze naturale și agent termic	Fără consum tehnologic	Aviz de amplasament sau de coexistență, după caz
Alte rețele	După caz	Se identifică prin releveu și prin lista de avize din certificatul de urbanism

6.4.1 Racordarea electrică pe amplasamente

OBIECT	POD IDENTIFICAT	PUTERE PV	ACȚIUNE
--------	-----------------	--------------	---------

OBIECT	POD IDENTIFICAT	PUTERE PV	ACȚIUNE
O1 - Respiro	RO001E111179031	20 kW	Stabilirea punctului comun de cuplare, a puterii aprobate și a condițiilor operatorului de distribuție
O2 - Baltagului	RO001E111655883	60 kW	Corelarea racordării existente (măsurare la medie tensiune, putere aprobată 230 kW) cu soluția de producere pe joasă tensiune
O3 - Cireșarii	RO001E108636486 și RO001E108913956	-	Nu se realizează instalații de producere; cele două POD-uri se mențin exclusiv ca locuri de consum, incluse în compensarea cantitativă
O4 - Trompetului	RO001E108556173	100 kW	Confirmarea oficială a asocierii POD - Str. Trompetului nr. 117, înaintea depunerii documentației de racordare

Calendarul avizului tehnic de racordare, potrivit Ghidului. Avizul tehnic de racordare **nu este obligatoriu la depunerea cererii de finanțare.** La contractare se solicită dovada depunerii documentației, dacă este cazul, iar avizul poate fi transmis cel târziu la prima cerere de prefinanțare, de plată sau de rambursare. Sunt acceptate inclusiv avize tehnice de racordare fără injectare în rețea; soluția propusă solicită însă avize cu injecție, necesare compensării cantitative, iar un aviz fără injectare la vreunul dintre amplasamente reduce numai energia valorificată la acel loc de consum. Nedepunerea avizului tehnic de racordare în termenul prevăzut conduce la rezilierea contractului de finanțare și la recuperarea ajutorului.

Pentru soluția propusă se urmăresc trei racordări locale distincte, corespunzătoare amplasamentelor O1, O2 și O4; compensarea între locurile de consum este exclusiv cantitativă, pe factură, fără transfer fizic de energie între adrese. Puterile injectate rezultate din simulare sunt de cel mult 10,8 kW la O1, 34,0 kW la O2 și 54,3 kW la O4, cu mult sub plafonul de 400 kW pe loc de producere prevăzut de Ghid, iar limitarea dinamică a puterii active asigură încadrarea permanentă în valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare.

6.5 Studiul topografic vizat de Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

Studiile topografice actualizate, întocmite pentru investiție și vizate în condițiile aplicabile, fundamentează amplasarea structurilor la sol sau de tip carport, traseele exterioare și corelarea cu limitele cadastrale și utilitățile. Acestea se finalizează anterior documentației tehnice pentru autorizare și proiectului tehnic pe care le condiționează.

OBIECT	ETAPA DE REALIZARE	CERINȚĂ ȘI PRIORITATE
O1 - Respiro	La faza PT/DTAC, anterior proiectării fundațiilor	Prioritar - necesar pentru soluția de structură la sol/carport și pentru fundații
O2 - Baltagului	La faza PT, pentru cote, obstacole și trasee	Ridicare a clădirii, cotelor și obstacolelor; viză OCPI dacă este cerută prin certificatul de urbanism
O3 - Cireșarii	Nu se aplică	Nu se realizează lucrări la acest amplasament
O4 - Trompetului	La faza PT/DTAC, anterior proiectării fundațiilor structurilor din incintă	Prioritar - necesar pentru poziționarea structurilor în incintă, a acceselor și a camerei tehnice

Planul de amplasament prevăzut de Ghid pentru depunere nu necesită viză OCPI și se semnează de proiectant și de solicitant. Studiul topografic prevăzut în structura HG nr. 907/2016 este un studiu de specialitate distinct și, atunci când este necesar pentru autorizare sau proiectare, se întocmește și se vizează potrivit cerințelor aplicabile.

6.6 Avize, acorduri și studii specifice care pot condiționa soluțiile tehnice

DOCUMENT	APLICABILITATE	FAZA DE REALIZARE	ROL ÎN SOLUȚIE
----------	----------------	-------------------	----------------

DOCUMENT	APLICABILITATE	FAZA DE REALIZARE	ROL ÎN SOLUȚIE
Expertiză sau verificare structurală	Toate amplasamentele cu montaj pe acoperiș	Anterior definitivării soluției de prindere	Confirmă capacitatea portantă, prinderile și verificările la vânt, zăpadă și seism, înaintea înghețării layoutului
Relevu arhitectural și tehnic	Toate cele trei obiecte de investiție	La relevuul de teren și faza PT	Geometrie, obstacole, hidroizolații, acces, trasee, spații tehnice
Studiu geotehnic	Fundații pentru structurile la sol/carport la O1 și pentru structurile din incintă la O4	Anterior proiectării fundațiilor	Natura terenului, apa subterană, recomandări de fundare
Analiză de umbră și simulare tridimensională	Fiecare amplasament echipat	La faza PT, după relevu	Confirmă orientarea, înclinarea, pierderile și producția locală
Studiu electric și de protecții	Fiecare POD / punct comun de cuplare	La faza PT și în etapa de racordare	Curenți de scurtcircuit, selectivitate, cabluri, împământare, descărcătoare, protecție la funcționarea insularizată, limitarea exportului
Analiză de securitate la incendiu pentru sistemele de stocare	Fiecare amplasament	La faza PT/DTAC, anterior execuției	Poziționare, separare, detectare, ventilare, oprire, acces pentru intervenție
Audit electroenergetic	Numai dacă se justifică noi consumatori	Nu se aplică în configurația analizată	Devine obligatoriu numai dacă dimensionarea ar include consum suplimentar față de facturile istorice
Avize de patrimoniu, arheologie, sănătate publică	După regimul amplasamentelor și lista din certificatele de urbanism	După caz, conform certificatului de urbanism	Se obțin numai când sunt impuse de autoritatea competentă

6.6.1 Matricea etapelor de obținere și integrare

MOMENT	DOCUMENTE / ACȚIUNI	RESPONSABIL PRINCIPAL
Înainte de aprobarea SF prin hotărâre	Confirmarea POD – adresă la O4; clarificarea situației juridice la O3; extrase CF actualizate	Beneficiar
La depunerea cererii de finanțare	Studiul de fezabilitate aprobat; hotărârea de aprobare a proiectului și a indicatorilor; extrase CF valabile; actele dreptului real; planurile de amplasament semnate; Anexa 3 (DNSH); documentul emis de auditor privind activitățile economice (dacă este cazul); planul de informare și publicitate; certificatul de atestare fiscală; documentele de identitate; toate facturile lunare de energie din perioada de referință 01.07.2025 – 30.06.2026, pentru fiecare POD, cu centralizatorul din anexa AN-01	Beneficiar
Până la contractare	Actul final de mediu sau dovada depunerii documentației; dovada depunerii documentațiilor pentru avizul tehnic de racordare; cazierul judiciar; adresa de trezorerie cu IBAN dedicat	Beneficiar
Înainte de prima cerere de	Avizele tehnice de racordare pentru cele trei locuri de	Beneficiar +

MOMENT	DOCUMENTE / ACȚIUNI	RESPONSABIL PRINCIPAL
prefinanțare/plată/rambursare	producere	operator de distribuție
Înainte de autorizarea și execuției	Certificatele de urbanism, avizele solicitate, studiile topografice și geotehnice, expertizele structurale, documentația tehnică pentru autorizare, proiectul tehnic verificat și autorizația de construire	Beneficiar + proiectant
La recepție și punere în funcțiune	Procese-verbale, buletine de încercări, documentație as-built, certificate de racordare și de măsurare, documente de mediu și de securitate la incendiu	Executant + beneficiar
La ultima cerere de plată/rambursare	Actul de reglementare pentru protecția mediului; fișele tehnice ale echipamentelor livrate, din care să rezulte P_PV și P_stoc	Beneficiar

Documentația pentru etapele ulterioare include extrasele de carte funciară actualizate, verificarea situației juridice a amplasamentului O3, planurile de amplasament semnate, confirmarea corelării POD-adresă-titular și facturile lunare ale perioadei de referință. Certificatele de urbanism, procedura de mediu, avizele tehnice de racordare și studiile de specialitate se elaborează și se obțin în etapele pe care le condiționează.

Capitolul 7. Implementarea investiției

7.1 Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă pentru implementarea proiectului este **Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5**, în calitate de solicitant și viitor beneficiar al finanțării. DGASPC Sector 5 păstrează responsabilitatea juridică, tehnică și financiară pentru întregul proiect integrat, chiar dacă anumite activități sunt realizate prin contracte de proiectare, execuție, dirigenție sau audit.

ROL	IDENTIFICARE	RESPONSABILITATE PRINCIPALĂ
Beneficiar / entitate responsabilă	DGASPC Sector 5	Aprobă, contractează, asigură drepturile asupra imobilelor, resursele și raportarea către finanțator
Reprezentant legal	Persoana desemnată prin actele beneficiarului	Semnează cererea de finanțare, contractul și actele de implementare
Responsabil pentru implementarea proiectului	Persoana desemnată prin actele beneficiarului	Coordonează proiectul și reprezintă beneficiarul în relația cu finanțatorul
Structura de achiziții	Compartimentul competent al beneficiarului	Planifică și derulează procedurile potrivit Legii nr. 98/2016
Structura financiar-contabilă	Compartimentul competent al beneficiarului	Buget, plăți, evidență contabilă distinctă, cereri de plată și de rambursare, arhivare
Responsabil tehnic	Persoana sau echipa desemnată de beneficiar	Urmărește proiectarea, avizele, lucrările, testele, recepția și indicatorii tehnici
Responsabili locali	Câte o persoană pentru fiecare amplasament	Acces, programarea opririlor, situația din teren, confirmarea recepției locale

ELECTRO VOX S.R.L. este elaboratorul prezentului studiu de fezabilitate. Coordonarea documentației revine colectivului de elaborare, iar responsabilul beneficiarului pentru implementarea contractului de finanțare se desemnează distinct prin act administrativ al DGASPC Sector 5.

7.1.1 Structura minimă a echipei de implementare

FUNCȚIE	RESURSĂ	SARCINĂ
Coordonare	Responsabil de implementare	Decizii, calendar, relația cu finanțatorul, managementul modificărilor
Tehnic	Responsabil tehnic + proiectanți + verificatori atestați	Corelarea celor trei obiecte de investiție, calitatea, racordarea, autorizarea, probele și documentația as-built
Achiziții	Expert sau compartiment de achiziții	Strategie, documentație de atribuire, publicitate, evaluare, contractare, dosarul achiziției
Financiar	Responsabil financiar + auditor financiar extern	Buget, eligibilitate, plăți, reconciliere, raport pentru fiecare cerere
Juridic și patrimoniu	Consilier juridic	Drepturi reale, carte funciară, contracte, acte administrative, arhivă
Șantier	Diriginte de șantier autorizat	Urmărirea execuției, situații de lucrări, calitate, recepții, cartea tehnică a construcției
Operare	Responsabil energie/mentenanță + responsabili locali	Monitorizare, alarme, mentenanță, continuitate, raportarea indicatorilor

Persoanele nominalizate, timpul alocat și sursa de asigurare – personal propriu sau servicii contractate – se aprobă înainte de semnarea contractului de finanțare. Funcțiile incompatibile se separă: verificarea de proiect, dirigenția de șantier și auditul financiar nu vor fi subordonate executantului ale cărui prestații le controlează.

7.2 Strategia de implementare

7.2.1 Durata și graficul de implementare

Durata totală estimată este de 18 luni de la data ordinului sau deciziei de începere a implementării, fără depășirea datei de 31.12.2029. Durata fizică estimată a execuției este de 9 luni. Activitățile care nu se condiționează reciproc se derulează în paralel, conform graficului de implementare.

ETAPĂ	INTERVAL	ACTIVITĂȚI PRINCIPALE	CONDIȚIE DE TRECERE
0. Mobilizare	M1	Desemnarea echipei, deschiderea evidenței, actualizarea planului de achiziții și a registrului de riscuri	Decizie internă și calendar aprobat
1. Confirmarea condițiilor inițiale	M1–M5	Extrase CF, planuri semnate, certificate de urbanism, procedura de mediu, relevee, expertize, clarificarea POD-urilor, documentațiile de racordare	Dosar tehnic și juridic coerent
2. Achiziții	M2–M7	Documentații de atribuire, publicare, evaluare, contractare, soluționarea clarificărilor și eventualelor contestații	Contracte semnate
3. Proiectare și autorizare	M6–M9	Proiect tehnic și detalii de execuție, verificare tehnică, avize, avize tehnice de racordare, documentație pentru autorizare, autorizație de construire	Proiect aprobat pentru execuție
4. Furnizare și execuție	M9–M15	Comenzi, livrare, lucrări la O1, O2 și O4, montajul generatoarelor și al sistemelor de stocare, protecții, comunicații și refaceri	Sisteme instalate
5. Teste și racordare	M14–M17	Probe, parametrizarea EMS, verificări, recepție, racordare și punere în funcțiune	Trei sisteme funcționale
6. Finalizare	M16–M18	Documentație as-built, instruire, audit financiar, cererea finală de rambursare, raportarea indicatorilor, predarea arhivei	Proiect recepționat și operabil

Ordinul de începere se emite după contractare, finalizarea proiectării verificate, obținerea autorizărilor aplicabile, îndeplinirea condițiilor de racordare și confirmarea disponibilității amplasamentelor. Certificatele de urbanism, studiul de fezabilitate și avizele nu reprezintă începerea execuției lucrărilor.

7.2.2 Organizarea execuției pe amplasamente

OBIECT	CONFIGURAȚIE	PARTICULARITATE DE IMPLEMENTARE	CONDIȚIE DE CONTROL
O1 – Respiro	20 kW AC; 20 kW/45 kWh	Suprafață restrânsă; soluție mixtă acoperiș – structură la sol/carport; centru rezidențial cu funcționare continuă, cu beneficiari prezenți permanent	Execuție numai după expertiză, studiu topografic și layout validat; lucrări cu impact minim asupra rezidenților
O2 – Baltagului	60 kW AC; 60 kW/134 kWh	Clădire funcțională, cu program de zi; verificarea acoperișului, a traseelor și a instalației de joasă tensiune în aval de postul de transformare; raport local producție/consum 1,739	Opriri electrice programate în afara programului cu beneficiarii
O4 –	100 kW AC; 100	Cel mai mare obiect al proiectului; 160 de	Trasabilitate fără dublă

OBIECT	CONFIGURAȚIE	PARTICULARITATE DE IMPLEMENTARE	CONDIȚIE DE CONTROL
Trompetului	kW/224 kWh	module pe acoperiș și 40 pe structuri în incintă; confirmarea asocierii POD – adresă; separarea față de documentația neimplementată din 2024	finanțare; execuție etapizată pe tronsoane de acoperiș

Lucrările se organizează astfel încât serviciile sociale să rămână funcționale. Întreruperile alimentării se aprobă în prealabil cu responsabilul locației, se programează în intervale cu impact minim și se limitează la operațiunile de cuplare și testare. Zonele de lucru, materialele și accesul la camerele tehnice se separă fizic de traseele beneficiarilor, vizitatorilor și personalului neautorizat. La O1, amplasament cu funcționare continuă în care se execută lucrări, se prevăd măsuri suplimentare de protecție acustică și de limitare a prafului.

7.2.3 Strategia de contractare și pachetele funcționale

Pentru dimensiunea și caracterul integrat al proiectului se prevede o achiziție unitară de proiectare tehnică, furnizare, execuție, integrare și punere în funcțiune, structurată intern pe cele trei obiecte de investiție. Oportunitatea împărțirii pe loturi se analizează și se justifică potrivit legislației achizițiilor publice.

PACHET	CONȚINUT	REGULĂ
P1 – Proiectare și execuție	Proiect tehnic și detalii de execuție, autorizare, echipamente, montaj, EMS, teste, racordare, instruire	Contract integrat recomandat; trei obiecte de investiție, indicatori consolidați; garanție integrată de sistem PV-BESS-EMS
P2 – Verificarea proiectului	Verificatori atestați pe cerințele aplicabile	Independent de proiectant și de executant
P3 – Dirigenție de șantier	Urmărire pe specialități și pe fiecare amplasament	Independentă de executant
P4 – Audit financiar	Raport separat pentru fiecare cerere de rambursare sau de plată	Se contractează după semnarea contractului de finanțare
P5 – Informare și publicitate	Măsuri conform Manualului de identitate vizuală elaborat de Ministerul Energiei	Poate fi inclusă distinct sau în contractele relevante

Cerințe obligatorii în documentația de atribuire, rezultate din analiza de risc:

- specificații exprimate în parametri de performanță, fără mărci, modele sau origini;
- **interfețe și protocoale deschise și documentate** (Modbus TCP/RTU), cu drept nelimitat al beneficiarului de acces la date și la configurări;
- **garanție integrată de sistem** pentru ansamblul generator-converter-stocare-EMS, cu un singur responsabil contractual;
- **disponibilitate garantată a pieselor de schimb minimum 10 ani** și acord de nivel al serviciului cu timp de intervenție definit pentru alarme critice;
- **probe de acceptanță obligatorii: testul de blocare a încărcării din rețea și testul de limitare a puterii active la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare (subcapitolul 5.3.4);**
- garanții de performanță energetică, cu mecanism contractual de remediere;
- obligații DNSH transpuse explicit: minimum 70% valorificare a deșeurilor, preluare la sfârșitul ciclului de viață, trasabilitatea bateriilor și a modulelor;
- condiții suspensive înaintea comenzii de echipamente: expertiza structurală, scenariul de securitate la incendiu, confirmarea punctului comun de cuplare și a POD-ului, valabilitatea autorizărilor ANRE ale personalului.

Executantul va deține atestările și autorizările aplicabile lucrărilor contractate, iar personalul propus va avea competențele necesare pentru instalații electrice, sisteme fotovoltaice, sisteme de stocare, automatizări și securitate la incendiu.

7.2.4 Eșalonarea investiției și mecanismul financiar

Eșalonarea estimată la faza studiului de fezabilitate se raportează la valoarea investiției fără marja de buget, de 1.116.750,56 lei cu TVA; marja de la subcapitolul 7.1 se mobilizează numai în cazul ajustării prețurilor și nu se eșalonează. Graficul calendaristic și financiar contractual se stabilește după semnarea contractului de finanțare și finalizarea procedurilor de achiziție.

PERIOADĂ	INTERVAL	PONDERE	VALOARE CU TVA	DESTINAȚIE
Anul de implementare 1	M1-M8	30%	335.025,17 lei	Pregătire, avize, achiziții, proiectare, avansuri și livrări justificate
Anul de implementare 2	M9-M18	70%	781.725,39 lei	Execuție, echipamente, racordare, recepție, audit și închidere
TOTAL	18 luni	100%	1.116.750,56 lei	Fără depășirea datei de 31.12.2029

MECANISM	UTILIZARE	CONTROL
Prefinanțare	Până la 30% din ajutorul public, respectiv maximum 255.358,98 lei	Se solicită după contractare, conform graficului de eșalonare; se justifică până la ultima cerere de rambursare
Cerere de plată (DCF)	Pe baza facturilor și a documentelor de recepție	Se corelează cu graficul de eșalonare
Cerere de rambursare aferentă cererii de plată (DCRF)	În maximum 10 zile lucrătoare de la încasarea sumelor	Include documentele de plată justificative
Cerere de rambursare (DCR)	Pentru cheltuieli eligibile efectiv plătite	Raport de audit financiar separat pentru fiecare cerere
Limită operațională	Maximum 5 cereri DCF/DCR, fără cererea de prefinanțare	Ultima cerere se depune după punerea în funcțiune și conectarea la rețea

Asigurarea bugetară. Beneficiarul asigură din buget propriu cheltuielile neeligibile, eventualele depășiri, TVA neeligibilă și costurile de operare. Devizul include sau tratează distinct auditul financiar, dirigenția de șantier, probele și obligațiile de publicitate, cu respectarea valorii totale aprobate și a ajutorului public.

7.2.5 Resurse necesare implementării

CATEGORIE	CONȚINUT	MOD DE ASIGURARE
Umane – beneficiar	Echipă de implementare, achiziții, financiar, juridic, patrimoniu, responsabili locali	Personal propriu, prin decizie internă
Umane – contractate	Proiectanți, verficatori atestați, executant autorizat, diriginte de șantier, auditor financiar, specialiști în securitate la incendiu și mediu	Prin proceduri de achiziție
Tehnice	Spații de lucru, acces controlat, comunicații, platformă de monitorizare, arhivă electronică	Se integrează în soluție și în predarea către exploatare
Financiare	Ajutor public, TVA eligibilă condiționat, buget propriu și lichidități pentru mecanismul ales	Conform Capitolului 5 și graficului de plăți
Administrative	Extrase CF, planuri, certificate de urbanism, acte de mediu, avize tehnice de racordare, autorizații, contracte, registre de proiect	Conform Capitolului 6

7.3 Strategia de exploatare, operare și întreținere

După recepție, fiecare dintre cele trei amplasamente echipate funcționează ca sistem local, în spatele contorului de decontare, iar sistemele sunt urmărite unitar la nivelul proiectului. Energia produsă deservește prioritar consumul instantaneu al locației; excedentul încarcă bateria locală, iar energia stocată este utilizată ulterior pentru consumul aceluiași loc de consum.

Regula fundamentală de operare a stocării. Bateriile se vor încărca în proporție de 100% din producția fotovoltaică proprie. Încărcarea din rețea este imposibilă prin arhitectură, este dezactivată suplimentar prin software și este verificabilă prin EMS și contorizare. Descărcarea bateriilor în rețea este interzisă și blocată prin parametrizare.

7.3.1 Secvența funcțională și parametrizarea pe amplasamente

PRIORITATE	FLUX	REGULĂ
1	PV → consum local	Producția instantanee acoperă sarcina clădirii înaintea oricărei alte utilizări
2	PV → sistem de stocare	Excedentul solar încarcă bateria, în limitele stării de încărcare, temperaturii și puterii admise
3	Sistem de stocare → consum local	Descărcarea acoperă deficitul față de producția fotovoltaică, cu respectarea stării de încărcare minime
4	Rețea → consum	Rețeaua acoperă diferența când producția și stocarea nu sunt suficiente; nu încarcă bateria
5	Limitare	După satisfacerea consumului și saturarea stocării, EMS reduce puterea activă a convertorului

AMPLASAMENT	STOCARE	DURATĂ	PRINCIPIU DE PARAMETRIZARE	CICLURI ESTIMATE/AN
O1 - Respiro	20 kW / 45 kWh	2,25 h	Sarcină de bază permanentă; descărcare seara și noaptea; solicitare intensă a bateriei	92
O2 - Baltagului	60 kW / 134 kWh	2,23 h	Consum concentrat în programul de zi, suprapus peste producție; producție superioară consumului, cu injecție compensată semnificativă	56
O4 - Trompetului	100 kW / 224 kWh	2,24 h	Cel mai mare subsistem; producție superioară consumului; gestionarea injecției compensate este funcția determinantă	65
TOTAL	180 kW / 403 kWh	2,24 h	$R_P = 1,00; 2\text{ h} \times P_{PV} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4\text{ h} \times P_{PV}$	-

Valorile finale ale pragurilor stării de încărcare, ale ferestrelor de descărcare, ale puterii reactive și ale setpointului de limitare se stabilesc după punerea în funcțiune, pe baza datelor măsurate, și **nu vor reduce capacitatea nominală sub valorile asumate** și nu vor permite utilizarea energiei din rețea pentru încărcarea sistemului de stocare.

7.3.2 Monitorizarea performanței și raportarea

DOMENIU	DATE MINIME	FRECVENȚĂ	SCOP
Producție fotovoltaică	kWh și kW, pe convertor și pe locație	Continuu; centralizare lunară	Compararea cu simularea; detectarea pierderilor
Consum local	kWh și profil de putere în punctul comun de cuplare	Continuu; centralizare lunară	Trasabilitatea autoconsumului

DOMENIU	DATE MINIME	FRECVENȚĂ	SCOP
Schimb cu rețeaua	Import și export, energie și putere	Continuu	Verificarea încadrării în puterea aprobată și a evidenței energiei injectate
Sistem de stocare	Stare de încărcare și de sănătate, putere, energie încărcată și descărcată, cicluri, temperaturi	Continuu; analiză lunară	Sănătatea bateriei; confirmarea încărcării exclusiv din generatorul propriu
Energie limitată	kWh de producție limitată prin comandă EMS	Continuu; raport lunar	Verificarea funcționării corecte a strategiei
Disponibilitate	Ore de funcționare, alarme, indisponibilități	Continuu; raport lunar	Timp de răspuns și mentenanță
Indicatori de proiect	P_an, I.1-I.7, AC.1-AC.5	Anual și la solicitarea finanțatorului	Raportare consolidată pentru cele patru locații

Ținte și verificare. Producția de proiect este 196.364 kWh/an, consumul anual de referință 179.772 kWh/an, energia efectiv autoconsumată estimată prin simulare este 104.207 kWh/an, iar energia injectată și compensată cantitativ 89.541 kWh/an. Producția reală va varia climatic, iar gradul efectiv de autoconsum și cantitatea compensată se vor determina din măsurări sincronizate la fiecare loc de consum. Raportarea se face anual către finanțator.

Datele se păstrează minimum 24 de luni în sistemul de monitorizare și se arhivează pe întreaga perioadă de monitorizare ex-post de 5 ani.

7.3.3 Planul de mentenanță la nivelul studiului de fezabilitate

FRECVENȚĂ	OBIECT	ACTIVITATE	RESPONSABIL
Continuu / automat	EMS, convertoare, BMS, contoare, comunicații	Alarme, indisponibilitate, temperaturi, stare de încărcare și de sănătate, fluxuri energetice	Responsabil operare + prestator
Lunar	Întregul sistem	Analiza producției, consumului, energiei limitate, alarmelor și jurnalului de intervenții	Responsabil energie
Trimestrial	Module, structuri, trasee, camere tehnice	Inspecție vizuală, acces, etanșări, coroziune, vegetație și obstacole, curățenie	Prestator autorizat / responsabil local
Semestrial	Tablouri, convertoare, ventilație, protecții	Curățare, verificarea conexiunilor, filtre, semnalizări, opriri de urgență, condiții de securitate la incendiu	Prestator autorizat
Anual	Instalația electrică și protecțiile	Prize de pământ, continuitate, izolație, descărcătoare, coordonarea cu protecția la trăsnet, termografie, selectivitate, probe funcționale	Personal autorizat
Condiționat	Module fotovoltaice	Curățare numai pe baza inspecției și a pierderii de performanță măsurate	Prestator instruit
După eveniment meteorologic sever	Structuri, module, etanșări, drenaj	Inspecție post-furtună, post-grindină, post-ninsoare abundentă	Responsabil local + prestator
La eveniment	Orice echipament	Izolare, diagnostic, intervenție corectivă, garanție, analiza cauzei, repunere în funcțiune	Prestator + beneficiar

Frecvențele definitive vor respecta manualele producătorilor, condițiile de garanție, proiectul tehnic și reglementările aplicabile. Intervențiile se consemnează în registrul de mentenanță, cu data, cauza, măsura, persoana autorizată, piesele înlocuite, perioada de indisponibilitate și confirmarea repunerii în funcțiune.

7.3.4 Siguranță, continuitate, mediu și predarea către exploatare

DOMENIU	CERINȚĂ DE EXPLOATARE
Siguranță electrică	Proceduri de blocare și etichetare la intervenții, acces limitat, semnalizare, echipamente individuale de protecție, intervenții numai de personal autorizat
Sisteme de stocare și securitate la incendiu	Detectare, oprire, ventilare și management termic, distanțe de siguranță, intervenție conform proiectului, avizelor și instrucțiunilor; instruire și exercițiu anual
Continuitatea serviciilor	Planificarea opririlor pentru intervenții în afara programului cu beneficiarii și informarea prealabilă a locațiilor
Mediu și deșeuri	Colectare separată, trasabilitate, predare către operatori autorizați; gestionarea bateriilor și a modulelor la sfârșitul ciclului de viață
Securitate cibernetică	Conturi individuale, parole schimbate la predare, roluri, actualizări, jurnalizare, copii de siguranță, acces la distanță controlat
Asigurări și garanții	Inventarierea garanțiilor și menținerea polițelor și contractelor necesare pe durata exploatării

Dosarul de predare către exploatare va cuprinde minimum: documentația tehnică (proiect tehnic verificat, scheme monofilare, planuri as-built, calcule, buletine de încercări, procese-verbale); documentele echipamentelor (fișe tehnice, declarații de performanță, serii, garanții, instrucțiuni în limba română, consumabile); software și date (conturi de administrator, licențe, configurări, copii de siguranță, drept de export al datelor, manualul EMS și BMS); documentele de racordare (avize tehnice de racordare, setări de protecție, contorizare, regimul de export); documentele de exploatare (plan de mentenanță, registru de incidente, contacte de escaladare, plan de securitate la incendiu și de securitate în muncă, dovada instruirii personalului).

Costurile de operare și mentenanță nu sunt eligibile în cadrul apelului și se prevăd anual în bugetul beneficiarului. Investiția și imobilele se mențin disponibile și funcționale pe perioada de monitorizare de **5 ani** de la punerea în funcțiune, cu acces la date și la verificările finanțatorului. Beneficiarul nu va înstrăina către terți imobilele pe care se implementează proiectul; transferurile între entități publice sunt permise, cu menținerea destinației publice și cu notificarea prealabilă a finanțatorului.

7.4 Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Capacitatea instituțională se asigură printr-un mecanism unic de decizie și control, aplicat celor trei obiecte de investiție și corelat cu monitorizarea celor patru locuri de consum.

MECANISM	COMPONENTĂ	REZULTAT
Coordonare și responsabil unic	Conducerea DGASPC + persoana desemnată prin actul de aprobare	Decizii asupra termenelor, modificărilor și riscurilor; punct unic de contact cu finanțatorul
Responsabili locali	Câte o persoană pentru fiecare amplasament	Acces, programarea opririlor, situația din teren, confirmarea recepției locale
Control tehnic independent	Verificatori atestați și diriginte de șantier	Validarea proiectării, calității și conformității înaintea acceptării plăților
Control financiar	Responsabil financiar + auditor extern	Evidență distinctă, pistă de audit, validarea fiecărei cereri
Administrator energetic	Responsabil intern sau serviciu contractat	Monitorizare pe 5 ani, mentenanță, raportarea performanței

Măsuri manageriale recomandate:

DIRECȚIE	MĂSURĂ
Guvernanță	Emiterea actului de numire, a matricei de responsabilități și a procedurii de aprobare a modificărilor, înainte de contractare
Documente și calendar	Registru electronic unic, cu versiuni și arhivare; ședință lunară de progres; plan pe 4 săptămâni; urmărirea dependențelor certificat de urbanism – mediu – aviz tehnic de racordare – execuție
Indicatori și calitate	Tablou de bord consolidat; plan de inspecții și teste; puncte de oprire; acceptarea echipamentelor numai după verificarea parametrilor minimi asumați
Competențe	Instruirea personalului beneficiarului înainte de recepție; exercițiu de răspuns la incident pentru fiecare amplasament
Buget de operare	Linie bugetară anuală distinctă pentru mentenanță, comunicații, verificări, asigurări și înlocuiri neacoperite de garanție; constituirea progresivă a fondului pentru augmentarea stocării din anul 12
Managementul riscurilor	Revizuirea lunară a registrului de riscuri din subcapitolul 4.9; escaladarea oricărui risc rezidual peste 8 sau a oricărei abateri de cost ori termen peste 10%

Implementarea investiției este fezabilă în 18 luni, prin guvernanță unică și execuție coordonată la O1, O2 și O4. Înaintea începerii etapelor dependente se obțin documentele juridice, urbanistice, de mediu și de racordare prevăzute în Capitolul 6 și se desemnează echipa DGASPC Sector 5. Exploatarea menține autoconsumul prioritar, încărcarea sistemelor de stocare exclusiv din generatoarele proprii, limitarea puterii active la valoarea aprobată prin avizul tehnic de racordare, monitorizarea separată pe fiecare loc de consum, evidența energiei injectate și compensate și raportarea consolidată pe perioada de monitorizare de 5 ani.

Capitolul 8. Concluzii și recomandări

8.1 Concluzia generală asupra fezabilității

Analizele prezentate susțin realizarea unui singur proiect integrat pentru cele patru locuri de consum administrate de DGASPC Sector 5. Soluția recomandată cuprinde trei sisteme fotovoltaice locale la O1, O2 și O4, fiecare racordat în spatele contorului aferent și echipat cu sistem propriu de stocare cuplat în curent continuu, coordonate printr-o strategie comună de monitorizare, operare și raportare. O3 – Cireșarii este inclus fără instalație, ca loc de consum, iar consumul său se acoperă prin compensarea cantitativă a surplusului injectat la celelalte trei amplasamente. Investiția nu include pompe de căldură.

CONCLUZIE DE FEZABILITATE

Opțiunea recomandată este fezabilă tehnic, energetic, economic și financiar în condițiile analizate și cu îndeplinirea cerințelor documentare aferente etapelor ulterioare.

- **Tehnic:** soluția este realizabilă pe cele trei amplasamente echipate, cu utilizarea de tehnologii curente, standardizate și disponibile pe piață. Suprafețele necesare au fost verificate prin calcul; la amplasamentul O1, unde acoperișul este insuficient, și la O4, unde 40 din cele 200 de module nu încap pe acoperiș, soluția prevede structuri complementare la sol sau de tip carport, cheltuială eligibilă potrivit Ghidului.
- **Energetic:** simularea orară pe 8.760 ore, calibrată pe profilul de consum documentat, indică acoperirea din surse proprii locale a 58,0% din consumul anual al celor patru locuri de consum, 52,3% din orele anului fără import din rețea la amplasamentele echipate, utilizarea efectivă a 104.207 kWh/an și valorificarea prin compensare cantitativă a 89.541 kWh/an, respectiv 98,7% din producție. Bilanțul din tabelul 3.11quater alocă 91,6% locurilor de consum declarate în proiect, 1,3% pierderilor tehnice în sistemul de stocare și 7,1% compensării cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului.
- **De eligibilitate:** indicatorii I.1-I.7 și AC.1-AC.5 au valorile calculate în prezentul studiu; $R_{ac} = 1,0923$ se încadrează în limita de 1,10 aplicabilă situației justificate, $R_P = 1,00 \geq 1,00$, iar $E_{stoc} = 403$ kWh se încadrează în intervalul 360-720 kWh. Confirmarea documentară a indicatorilor AC.1 și AC.2 se realizează prin anexele și documentele prevăzute de Ghid.
- **Financiar:** VANF = 1.385.415 lei, RIRF = 16,58%, raport beneficiu/cost = 2,057, termen de recuperare 5,92 ani – valori care demonstrează fezabilitatea chiar și în absența finanțării nerambursabile. Din perspectiva beneficiarului, contribuția proprie de 86.802,67 lei se recuperează în aproximativ 6 luni.
- **Economic:** costul de 399,49 lei/tCO₂ evitată și costul nivelat al energiei de 0,562 lei/kWh, față de un tarif mediu de achiziție de 1,3489 lei/kWh, confirmă eficiența utilizării fondurilor publice.
- **De risc:** analiza de senzitivitate arată marje foarte largi la variabilele financiare (proiectul rămâne fezabil la o scădere cu peste 51% a energiei valorificate sau cu peste 69% a tarifului), în timp ce indicatorul R_{ac} are o marjă de 0,70% pe consum față de limita maximă de 1,10 admisibilă pentru situația justificată; măsura de corecție, constând în reducerea proporțională a puterii instalate înaintea depunerii cererii de finanțare, este prevăzută la poziția R1 din registrul riscurilor.

Fezabilitatea este confirmată pentru configurația și datele analizate. Trecerea la etapele ulterioare se realizează după emiterea actelor de aprobare, verificarea drepturilor asupra imobilelor și completarea documentelor tehnice și energetice aferente amplasamentelor.

8.2 Sinteza soluției tehnico-economice recomandate

Tabelul 8.1 – Sinteza soluției pe obiecte

ID	AMPLASAMENT	MODULE	PUTERE DC	PUTERE AC	STOCARE	PRODUCȚIE	ENERGIE VALORIFICATĂ	VALOARE CU TVA
O1	Centrul de Tip Respiro – Str. Dealul Cotmeana	40 × 500 Wp	20,0 kWp	20 kW	20 kW / 45 kWh	21.818 kWh/an	21.405 kWh/an	139.410,52 lei

ID	AMPLASAMENT	MODULE	PUTERE DC	PUTERE AC	STOCARE	PRODUȚIE	ENERGIE VALORIFICATĂ	VALOARE CU TVA
	nr. 41C							
O2	Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14	120 × 500 Wp	60,0 kWp	60 kW	60 kW / 134 kWh	65.454 kWh/an	64.700 kWh/an	372.006,17 lei
O3	C.P.R.U. Cireșarii II – Prel. Ferentari nr. 72-74 (numai loc de consum)	-	-	-	-	-	-	-
O4	Complexul de Servicii Sociale de Zi – Str. Trompetului nr. 117	200 × 500 Wp	100,0 kWp	100 kW	100 kW / 224 kWh	109.092 kWh/an	107.643 kWh/an	605.333,87 lei
TOTAL	PROIECT INTEGRAT	360 module	180,0 kWp	180 kW	180 kW / 403 kWh	196.364 kWh/an	193.748 kWh/an	1.393.497,56 lei

Arhitectura recomandată este cuplarea sistemului de stocare pe magistrala de curent continuu, prin convertoare hibride. Această soluție se încadrează exact în plafonul de ajutor public, oferă o garanție structurală a cerinței de eligibilitate privind proveniența energiei stocate și realizează aceleași efecte fizice ca alternativa AC-cuplată, cu un cost mai mic cu 97.947,45 lei fără TVA.

Documentația elaborată în anul 2024 pentru O4 nu a fost finanțată și nu a fost implementată și nu reprezintă o capacitate instalată. Prevenirea dublei finanțări se asigură prin declarația beneficiarului și prin verificarea situației existente.

8.3 Sinteza indicatorilor proiectului

Tabelul 8.2 – Indicatorii de realizare și rezultat

ID	INDICATOR	VALOARE PROIECT	UM	BAZA DE DETERMINARE
I.1	Capacitate nou instalată de producere din sursă solară	0,180	MW	Putere instalată rezultată din dimensionare
I.2	Reducerea anuală estimată a emisiilor de GES	115,56	tCO ₂ /an	Calculat cu FE = 0,5885 tCO ₂ /MWh
I.3	Producția medie anuală de energie din sursă solară	196,36	MWh/an	AN-02 – centralizarea simulărilor PVGIS; rapoartele finale se generează la puterile proiectului
I.4	Producția totală în perioada de referință	3.927,28	MWh	20 ani × I.3
I.5	Factorul de capacitate al centralei	12,45	%	I.3 / (I.1 × 8.760)
I.6	Capacitate nou instalată de stocare	0,403	MWh	Putere 180 kW
I.7	Capacitate pentru pompe de căldură	0 / nu se aplică	kW	Proiect fără pompe de căldură

Tabelul 8.3 - Indicatorii de autoconsum și stocare

ID	MĂRIME	FORMULĂ	REZULTAT	CRITERIU TEHNIC	BAZĂ DOCUMENTARĂ / CALCUL
AC.1	C_an	$\Sigma C_{\text{lună}}, 12$ luni consecutive	179.772 kWh/an	Trasabilitate documentară	Centralizator AN-01; facturile lunare se verifică distinct
AC.2	P_an	Σ producții locale simulate	196.364 kWh/an	Raport de simulare	AN-02 – rapoarte PVGIS și centralizarea rezultatelor; AN-03 – fișier de simulare orară pe 8.760 de ore
AC.3	R_ac	$P_{\text{an}} / C_{\text{an}}$	1,0923	Valoarea generală $R_{\text{ac}} \leq 1,00$; pentru situații justificate, limita maximă este 1,10	1,0923 – încadrare justificată în limita maximă; fundamentarea este prezentată la subcapitolul 5.4.3
AC.4	R_P	$P_{\text{stoc}} / P_{\text{PV}}$	1,00	$R_P \geq 1,00$	1,00 – la limita criteriului
AC.5	E_stoc	$2 \text{ h} \times P_{\text{PV}} \leq E_{\text{stoc}} \leq 4 \text{ h} \times P_{\text{PV}}$	403 kWh (362,7 kWh utilizabili)	$360 \leq E_{\text{stoc}} \leq 720 \text{ kWh}$	403 kWh – în intervalul admis

Încadrarea proiectului rezultă din analizele tehnice, energetice, economice, financiare și instituționale prezentate în capitolele 1-7, în sinteza condițiilor de conformare și eligibilitate și în anexele tehnice.

8.4 Sinteza financiară

Tabelul 8.4 - Sinteza financiară a proiectului

ELEMENT	FĂRĂ TVA	TVA (21%)	TOTAL
Valoarea totală a investiției	1.152.015,80 lei	241.481,76 lei	1.393.497,56 lei
din care C+M	191.152,10 lei	40.141,94 lei	231.294,04 lei
Valoarea eligibilă solicitată	851.196,60 lei	178.751,29 lei*	1.029.947,89 lei
Cheltuială proprie / neeligibilă – elaborare SF	70.000,00 lei	14.700,00 lei	84.700,00 lei
Cheltuială proprie / neeligibilă – cote legale ISC și CSC	2.102,67 lei	0,00 lei	2.102,67 lei
Total contribuție proprie	300.819,20 lei	62.730,47 lei	363.549,67 lei

* TVA este tratată ca eligibilă numai dacă este nedeductibilă potrivit legislației fiscale naționale și nerecuperabilă, situație care se documentează conform Ghidului.

Ajutorul public net este echivalent cu **162.000,00 EUR** la cursul BCE de 5,2543 lei/EUR valabil la data întocmirii studiului, respectiv 900.000 EUR/MW pentru 0,180 MW instalați eligibil, la plafonul aplicabil proiectelor fără pompe de căldură.

Indicatori de performanță financiară: VANF (5%) = 1.385.415 lei • RIRF = 16,58% • RBC = 2,057 • Termen de recuperare = 5,92 ani • LCOE = 0,562 lei/kWh • Venit brut în anul 1 = 198.686 lei • Flux net în anul 1 = 187.552 lei.

Implementabilitate: durata totală 18 luni, execuție fizică 9 luni, finalizare cel târziu la 31.12.2029, prefinanțare disponibilă de până la 255.358,98 lei, maximum 5 cereri de plată sau de rambursare.

8.5 Cerințe pentru fazele ulterioare

Cerințele de mai jos stabilesc documentațiile tehnice și grafice necesare pentru proiectare, autorizare, execuție și punere în funcțiune.

8.5.1 Documentații tehnice pentru proiectare și execuție

#	Document	Moment
T1	Relevee arhitecturale și electrice pentru cele 3 obiecte de investiție	Înainte de proiectul tehnic
T2	Expertize sau verificări structurale pentru toate soluțiile pe acoperiș	Condiție suspensivă înainte de comenzi de echipamente
T3	Studii topografice, prioritar la O1 și O4 (structuri la sol/carport și structuri în incintă)	Înainte de autorizare
T4	Studii geotehnice pentru fundațiile structurilor la sol	Înainte de proiectarea fundațiilor
T5	Analiză de umbră și simulare tridimensională post-relevu	Înainte de proiectul tehnic
T6	Studiu electric și de protecții pentru fiecare punct comun de cuplare	Înainte de proiectul tehnic
T7	Analiză și scenariu de securitate la incendiu pentru sistemele de stocare	Condiție suspensivă înainte de comenzi de echipamente
T8	Certificate de urbanism și avizele solicitate prin acestea	Înainte de autorizare
T9	Autorizația de construire, pentru lucrările care o necesită	Înainte de execuție
T10	Avizele tehnice de racordare	Cel târziu la prima cerere de prefinanțare/plată/rambursare
T11	Documentație fotografică datată și fișe de teren pentru fiecare obiect	La relevu de teren, anterior definitivării proiectului tehnic
T12	Actul final de reglementare pentru protecția mediului	Conform procedurii de mediu și calendarului proiectului
T13	Fișele tehnice ale echipamentelor livrate, din care să rezulte P_PV și P_stoc	La achiziție și recepție

8.5.2 Documentația grafică a amplasamentelor

Figurile, schemele și graficele sunt incluse în corpul studiului. Imaginile cartografice de amplasament sunt prezentate în subcapitolele 3.1.1-3.1.4. Documentația fotografică proprie, releveele și fișele de teren se realizează pentru amplasamentele de investiție O1, O2 și O4 în cadrul ridicărilor de teren.

Cod	Conținut	FAZA	Sursa / observații
IMG-01-A / B / C	O1 – încadrare în zonă, detaliu satelit, vedere stradală (Str. Dealul Cotmeana nr. 41C)	Studiu de fezabilitate	Google Maps / Street View, © 2026 Google; captură 18.08.2026
IMG-01-D	O1 – fotografii ale acoperișului, ale tabloului general și ale spațiului pentru camera tehnică	Relevu de teren	Documentație foto proprie, minimum 4 fotografii datate; se realizează la relevu de teren (poziția T11 din subcapitolul 8.5.1)
IMG-02-A / B / C	O2 – încadrare în zonă, detaliu satelit, vedere stradală (Str. Baltagului nr. 14)	Studiu de fezabilitate	Google Maps / Street View, © 2026 Google; captură 18.08.2026
IMG-02-D	O2 – fotografii ale acoperișului, ale tabloului general și ale spațiului pentru camera tehnică	Relevu de teren	Documentație foto proprie, minimum 4 fotografii datate; se realizează la relevu de teren (poziția T11 din subcapitolul 8.5.1)
IMG-03-A / B / C	O3 – încadrare în zonă, detaliu satelit, vedere stradală (Prelungirea Ferentari nr. ...)	Studiu de fezabilitate	Google Maps / Street View, © 2026 Google; captură 18.08.2026

Cod	Conținut	FAZA	Sursa / observații
	72-74)		
IMG-03-D	O3 – fotografii ale tabloului general și ale punctelor de măsurare (amplasament declarat numai ca loc de consum)	Relevu de teren	Documentație foto proprie, minimum 4 fotografii date; se realizează la relevuul de teren (poziția T11 din subcapitolul 8.5.1)
IMG-04-A / B / C	O4 – încadrare în zonă, detaliu satelit, vedere stradală (Str. Trompetului nr. 117)	Studiu de fezabilitate	Google Maps / Street View, © 2026 Google; captură 18.08.2026
IMG-04-D	O4 – fotografii ale acoperișului, ale tabloului general și ale spațiului pentru camera tehnică	Relevu de teren	Documentație foto proprie, minimum 4 fotografii date; se realizează la relevuul de teren (poziția T11 din subcapitolul 8.5.1)

Documentația cartografică.

1. Capturile satelitare au fost realizate cu orientarea nord sus, la scări nominale de aproximativ 1:5.000 (încadrare în zonă) și 1:500 (detaliu), cu bara grafică de scară și indicatorul de nord vizibile în imagine. Sursa și data capturii sunt înscrise în legenda fiecărei imagini, conform condițiilor de utilizare ale furnizorului.
2. Imaginile au caracter ilustrativ și susțin identificarea vizuală a amplasamentelor. Poziționarea investiției se stabilește prin planurile PS-01...PS-04, întocmite pe suport cadastral actualizat și asumate prin semnătura proiectantului și a solicitantului.
3. Pentru amplasamentul O1 se utilizează adresa Str. Dealul Cotmeana nr. 41C, indicată în documentele beneficiarului. Identificarea exactă se realizează pe baza extrasului de carte funciară, a planului cadastral și a planului de amplasament semnat.
4. Pentru amplasamentul O4, identificarea vizuală a clădirii se realizează prin documentația fotografică proprie și prin planul de amplasament PS-04.

8.6 Recomandarea finală

Se recomandă **aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici** și continuarea pregătirii investiției în configurația recomandată:

- trei sisteme fotovoltaice locale, cu stocare cuplată în curent continuu, la imobilele O1, O2 și O4;
- putere fotovoltaică instalată: 180 kW AC / 180,0 kWp DC;
- capacitate de stocare: 180 kW / 403 kWh, tehnologie LFP;
- producție estimată: 196,36 MWh/an;
- valoare totală a investiției: 1.393.497,56 lei cu TVA, din care C+M 231.294,04 lei cu TVA și marja de buget 276.747,00 lei cu TVA;
- ajutor public nerambursabil solicitat: **1.029.947,89 lei cu TVA** (851.196,60 lei fără TVA = 162.000,00 EUR);
- contribuție proprie: 363.549,67 lei cu TVA (elaborarea SF 84.700,00 lei + cote legale ISC și CSC 2.102,67 lei + marja de buget 276.747,00 lei);
- durata de implementare: **18 luni**, cu finalizare cel târziu la 31.12.2029.

Aprobarea și depunerea documentației se realizează după completarea documentelor administrative, juridice, energetice și tehnice cerute de apelul de finanțare. Actul de aprobare cuprinde denumirea proiectului, valorile totale, eligibile și neeligibile, indicatorii tehnico-economici și persoanele desemnate pentru reprezentarea și implementarea proiectului.

La faza proiectului tehnic se verifică efectul regularizărilor de consum, al releveelor, al expertizelor și al simulărilor asupra suprafețelor utilizabile, puterilor, producției, stocării și costurilor. Indicatorii R_{ac} și R_P , limitele E_{stoc} și plafonul ajutorului public se mențin în limitele aprobate. Reducerea consumului documentat cu mai mult de 0,70% față de 179.772 kWh/an impune recalibrarea puterii instalate, prin eliminarea unui număr echivalent de module la O4.

Execuția începe după contractarea finanțării, finalizarea proiectării verificate, realizarea expertizelor structurale și a documentației de securitate la incendiu, confirmarea punctelor comune de cuplare și a POD-urilor și obținerea

autorizărilor aplicabile. Se recomandă continuarea proiectului în configurația propusă, cu îndeplinirea condițiilor administrative, juridice și tehnice aferente etapelor ulterioare.

Volumul B – Piese desenate

B.0 Borderoul pieselor desenate

COD	DENUMIRE	TIP	SCARĂ	FAZA
PD-01	Arhitectura generală a proiectului integrat – trei fluxuri independente	Schemă funcțională	–	Studiu de fezabilitate
ÎZ-01	O1 Respiro – plan de încadrare în zonă	Extras cartografic	≈ 1:5.000	Studiu de fezabilitate
ÎZ-02	O2 Baltagului – plan de încadrare în zonă	Extras cartografic	≈ 1:5.000	Studiu de fezabilitate
ÎZ-03	O3 Cireșarii – plan de încadrare în zonă	Extras cartografic	≈ 1:5.000	Studiu de fezabilitate
ÎZ-04	O4 Trompetului – plan de încadrare în zonă	Extras cartografic	≈ 1:5.000	Studiu de fezabilitate
P-01	O1 Respiro – schemă de dispunere a modulelor și a camerei tehnice	Schemă funcțională	fără scară	Studiu de fezabilitate
P-02	O2 Baltagului – schemă de dispunere a modulelor și a camerei tehnice	Schemă funcțională	fără scară	Studiu de fezabilitate
P-04	O4 Trompetului – schemă de dispunere a modulelor și a camerei tehnice	Schemă funcțională	fără scară	Studiu de fezabilitate
EL-01	O1 Respiro – schemă monofilară de principiu	Schemă electrică	–	Studiu de fezabilitate
EL-02	O2 Baltagului – schemă monofilară de principiu	Schemă electrică	–	Studiu de fezabilitate
EL-04	O4 Trompetului – schemă monofilară de principiu	Schemă electrică	–	Studiu de fezabilitate
TR-01	O1 Respiro – trasee, protecții, împământare și protecție la trăsnet	Schemă de principiu	–	Studiu de fezabilitate
TR-02	O2 Baltagului – trasee, protecții, împământare și protecție la trăsnet	Schemă de principiu	–	Studiu de fezabilitate
TR-04	O4 Trompetului – trasee, protecții, împământare și protecție la trăsnet	Schemă de principiu	–	Studiu de fezabilitate
G-01	Graficul general de realizare a investiției	Diagramă temporală	–	Studiu de fezabilitate
PS-01...PS-04	Planuri de amplasament cu poziționarea investiției — O1, O2 și O4, și plan de identificare pentru locul de consum O3	Plan de amplasament	1:200 ... 1:500	Studiu de fezabilitate; geometria se definitivează pe suport cadastral actualizat și se asumă prin semnături
SM-01...SM-03	Scheme monofilare cotate, protecții, cabluri și punct comun de cuplare	Proiect tehnic verificat	–	Faza PT/DE

Volumul cuprinde 20 de planșe format A3 — borderoul B-00 și 19 planșe de proiect —, fiecare cu cartuș, cod de planșă și rubrică de semnătură. Planșele se predau ca volum distinct, pe suport hârtie și în format PDF.

Convenții și limite. Pieseile PD-01, ÎZ-01...ÎZ-04, P-01, P-02, P-04, EL-01, EL-02, EL-04, TR-01, TR-02, TR-04 și G-01 fundamentează soluția la nivel de studiu de fezabilitate. Ele reprezintă poziționări funcționale, scheme de principiu și distribuții cantitative, nu piese de execuție. Planșele PS-01...PS-04 sunt planșe-cadru: elementele de investiție, suprafețele ocupate, traseele principale și punctul comun de cuplare sunt reprezentate, iar geometria limitelor de proprietate și a construcțiilor se preia din documentația cadastrală valabilă la data depunerii, planșele fiind asumate prin semnătură de proiectant și de solicitant. Schemele monofilare cotate SM-01...SM-04 se elaborează la faza de proiect tehnic verificat.

B.1 PD-01 - Arhitectura generală a proiectului integrat

NIVEL	FUNCȚIE
Nivel local (x 3)	Generator fotovoltaic → protecții de curent continuu → convertor hibrid → tablou PV → tablou general de distribuție; sistem de stocare cuplat pe magistrala de curent continuu, cu BMS; EMS și analizor bidirecțional în punctul comun de cuplare; POD propriu
Nivel proiect	Consolidarea indicatorilor, monitorizare centralizată, raportare către finanțator, coordonarea mentenanței
Separare electrică	Energia produsă și stocată deservește cu prioritate locul de consum aferent, iar surplusul se compensează cantitativ; nu se transferă fizic energie între amplasamente
Regim de funcționare	Consum local prioritar; încărcarea bateriei exclusiv din generatorul propriu; limitarea dinamică a puterii active la valoarea aprobată

B.2 P-01, P-02 și P-04 - Planuri de amplasare

Cod	Obiect	Module	Câmp PV brut	Amprentă module	Orientare	Cameră tehnică	Soluție de amplasare
P-01	O1 Respiro	40 × 500 Wp	110,4 m ²	≈ 95,3 m ²	E/V, 10°	8 m ²	Mixtă: acoperiș C1 (Sc 81 m ²) + structură carport/la sol pe terenul liber (≈ 125 m ²)
P-02	O2 Baltagului	120 × 500 Wp	331,2 m ²	≈ 285,8 m ²	E/V, 10°	16 m ²	Integral pe acoperișul C1 (Sc 665 m ² ; grad de ocupare 50%)
P-04	O4 Trompetului	200 × 500 Wp	552,0 m ²	≈ 476,5 m ²	E/V, 10°	22 m ²	Mixtă: 160 de module pe acoperișul C1 (Sc 915 m ² ; grad de ocupare 48%) + 40 de module pe structuri metalice în incintă
TOTAL		360 module	993,6 m²	≈ 857,7 m²	-	46 m²	-

Pe fiecare plan se reprezintă: limitele imobilului, construcțiile existente, conturul câmpului fotovoltaic cu numărul de rânduri, retragerile față de atic și față de trapele de acces, culoarele de intervenție, poziția camerei tehnice, traseele principale de curent continuu și alternativ, poziția tabloului general de distribuție și a punctului comun de cuplare, orientarea nord.

B.3 EL-01, EL-02 și EL-04 - Scheme monofilare de principiu

Cod	Obiect	Stringuri	U _{DC} max	I _{AC} nominal	Aparat general	Cablu AC	PCC
EL-01	O1 Respiro	4 × 10 module	≤ 1.000/1.100 V	≈ 29 A	4P, 40 A	5G10 mm ² *	0,4 kV

Cod	Obiect	Stringuri	U_DC max	I_AC nominal	Aparat general	Cablu AC	PCC
EL-02	O2 Baltagului	12 × 10 module	≤ 1.000/1.100 V	≈ 87 A	2 × (4P, 63 A)	5G25 mm ² *	0,4 kV
EL-04	O4 Trompetului	20 × 10 module	≤ 1.000/1.100 V	≈ 145 A	2 × (4P, 100 A)	5G50 mm ² *	0,4 kV

* Secțiuni orientative la faza SF; calculul la faza proiectului tehnic include lungimea, metoda de pozare, curentul de scurtcircuit prezumat și căderea de tensiune.

Elemente comune reprezentate pe fiecare schemă: siguranțe fuzibile pe string (după caz) și separator de curent continuu; descărcătoare tip 1+2 pe partea de curent continuu; convertor hibrid cu intrări multiple de urmărire a punctului de putere maximă; port DC bidirecțional către sistemul de stocare, cu BMS; tablou de curent alternativ cu întreruptor general, protecție de interfață și protecție la funcționarea insularizată, descărcătoare tip 1+2; bară de protecție și legături echipotențiale; analizor trifazat bidirecțional în punctul comun de cuplare; EMS cu funcție de limitare a puterii active; racord la tabloul general de distribuție existent.

B.4 TR-01, TR-02 și TR-04 - Trasee, protecții, împământare și protecție la trăsnet

Cod	Obiect	Traseu DC	Traseu AC	Elemente specifice
TR-01	O1 Respiro	≈ 25 m	≈ 20 m	Cablu solar Cu 1×6 mm ² conform SR EN 50618, separat pe polarități; jgheab metalic legat la conductorul de protecție; conductor de împământare Cu ≥ 16 mm ² ; cameră tehnică 8 m ² cu acces controlat, ventilație, detectare și procedură de izolare de urgență
TR-02	O2 Baltagului	≈ 30 m	≈ 25 m	Trasee protejate la radiație ultravioletă și mecanic, etichetate la ambele capete, separate de circuitele de date; treceri rezistente la foc și etanșe, după clasa elementului străpuns; verificarea prizei de pământ existente
TR-04	O4 Trompetului	≈ 55 m	≈ 35 m	Întreruptor reglabil în carcasă turnată, releu de interfață dacă este solicitat, declanșare de urgență accesibilă; verificarea riscului de trăsnet și a distanțelor de separare; cameră tehnică 22 m ² cu compartimentare și climatizare redundantă

Elemente comune: descărcătoare tip 1+2 pe partea de curent continuu, alternativ și de date, cu lungimi minime de racordare și coordonare energetică cu descărcătoarele din tabloul general; legarea echipotențială a ramelor, structurilor, tablourilor și camerei tehnice; măsurarea continuității și a rezistenței de dispersie înainte și după lucrări; analizor rapid în punctul comun de cuplare, cu timp de răspuns al comenzii de limitare ≤ 1 secundă și comportament sigur la pierderea comunicației.

B.5 Cerințe de definitivare a pieselor desenate

PIESĂ	CONȚINUT MINIM	SUPORT NECESAR
Plan de amplasare în zonă	Încadrarea fiecărui imobil, identificarea neechivocă a adresei și a numărului cadastral	Extras de plan cadastral + semnături
Plan de situație	Contur clădire și teren, acces, orientare nord, limite, cote, zone de câmp fotovoltaic, cameră tehnică, tablouri, trasee	Relevu, studiu topografic, documente cadastrale
Plan de acoperiș	Disponerea reală a modulelor, retrageri, obstacole, căi de acces, zone tehnice, detalii de prindere	Expertiză și proiect de structură
Plan structuri la sol / carport (O1) și structuri în incintă (O4)	Amplasare, gabarit, fundații, cote, distanțe față de limitele de proprietate și față de circulații	Studiu topografic și geotehnic
Schemă monofilară cotate	Stringuri, intrări de urmărire, convertor, sistem de	Relevu electric + aviz

PIESĂ	CONȚINUT MINIM	SUPORT NECESAR
	stocare, tablouri, protecții, contorizare, punct comun de cuplare, legare la pământ, comunicații	tehnic de racordare
Plan cameră tehnică și securitate la incendiu	Poziție, acces, ventilare și management termic, detectare, oprire de urgență, distanțe, cale de intervenție	Scenariu sau punct de vedere privind securitatea la incendiu
Detalii de execuție	Structuri, etanșări, trasee, treceri, protecție mecanică, etichetare, împământare	Proiect tehnic verificat

Pieșele proiectului tehnic se numerează distinct pe obiect, poartă cartușul proiectului, numele și semnătura proiectantului, iar planurile de amplasament necesare depunerii poartă semnătura proiectantului și a solicitantului. La faza proiectului tehnic se verifică menținerea amplasamentelor, puterilor și indicatorilor tehnico-economici aprobați.

Volumul C – Anexe

C.0 Borderoul general al anexelor

COD	ANEXĂ	CONȚINUT ÎN DOCUMENTAȚIE	OBSERVAȚIE
AN-01	Centralizatorul lunar al consumului de energie electrică, pe fiecare loc de consum	AN-01, 10 pagini și fișier tabelar	C _{an} = 179.772 kWh/an pentru cinci POD-uri
AN-02	Rapoarte de simulare a producției fotovoltaice (PVGIS) și profile lunare	AN-02, 5 pagini și 6 rapoarte PVGIS	Șase rulări PVGIS 5.3, câte două pe amplasament echipat; rapoartele originale atașate
AN-03	Simularea orară producție–consum–stocare pe 8.760 ore/an	AN-03, fișier de simulare orară pe 8.760 de ore	Metodologia și rezultatele sunt prezentate în corpul studiului; fișierul de simulare orară se predă distinct
AN-04	Calculul indicatorilor I.1–I.7 și AC.1–AC.5	Inclus în studiul de fezabilitate	Calcul consolidat și verificări pe obiect
AN-05	Fișa parametrilor tehnici minimi asumați	Inclus în studiul de fezabilitate	Fără mărci sau modele; se confirmă la achiziție și recepție
AN-06	Devizul general și devizele pe obiect	Inclus în studiul de fezabilitate	Deviz general conform HG nr. 907/2016 și trei devize pe obiect
AN-07	Analiza financiară detaliată și analizele de sensibilitate	Inclus în studiul de fezabilitate	Flux pe 20 de ani, VANF, RIRF, RBC, TR, LCOE, sensibilități
AN-08	Registrul riscurilor	Inclus în studiul de fezabilitate	15 riscuri, cu scoruri inerente și reziduale
AN-09	Autoevaluarea DNSH și evaluarea riscurilor climatice	Inclus în studiul de fezabilitate	Se semnează de reprezentantul legal, conform modelului din Anexa 3 la Ghid
AN-10	Graficul general de implementare	Inclus în studiul de fezabilitate	18 luni; termen absolut 31.12.2029
AN-13	Atestate și autorizări ANRE; pagina de semnături	Copii valabile ale atestatului societății și ale celor două autorizații individuale	Atestat societate + 2 autorizări individuale

Anexele se prezintă lizibil, sunt valabile și se asumă de emitent sau de persoanele responsabile. Datele acestora se corelează cu denumirea proiectului, obiectul, adresa, POD-ul și valorile utilizate în studiu.

C.1 AN-01 – Centralizatorul consumului de energie electrică

ID	LOC DE CONSUM	POD	PERIOADĂ	CONSUM ANUAL
01	Centrul de Tip Respiro	RO001E111179031	01.07.2025 – 30.06.2026 (AN-01)	30.226 kWh/an – preluat din facturi
02	Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagulului nr. 14	RO001E111655883	01.07.2025 – 30.06.2026 (AN-01)	37.639 kWh/an – preluat din facturi
03	C.P.R.U. Cireșarii II	RO001E108636486 și RO001E108913956	01.07.2025 – 30.06.2026, pe fiecare POD (AN-01)	49.606 kWh/an – preluat din facturi (30.448 + 19.158)

ID	LOC DE CONSUM	POD	PERIOADĂ	CONSUM ANUAL
O4	Complexul de Servicii Sociale de Zi	RO001E108556173	01.07.2025-30.06.2026 (AN-01); corelarea POD-adresă-titular se documentează distinct	62.301 kWh/an – preluat din facturi
TOTAL PROIECT		5 POD-uri	01.07.2025 – 30.06.2026	179.772 kWh/an

Centralizatorul lunar al consumului de energie electrică pentru perioada 01.07.2025-30.06.2026 constituie anexa AN-01; tabelul următor prezintă valorile pe locuri de consum.

LUNĂ	O1 [kWh]	O2 [kWh]	O3 – POD ...636486	O3 – POD ...913956	O4 [kWh]	TOTAL [kWh]
Luna 1 ... Luna 12	conform AN-01, foaia „Centralizator lunar”					
TOTAL	30.226	37.639	30.448	19.158	62.301	179.772

Centralizatorul prezintă perioada de referință și cantitățile de energie pe fiecare POD. Facturile lunare aferente perioadei de referință se includ în documentația de finanțare, iar regularizările se reflectă o singură dată în consumul anual AC.1.

C.2 AN-02 – Rapoarte de simulare a producției fotovoltaice

OBIECT	DC	AC	Coordonate	Rezultat PVGIS scalat	Raport P_an / rezultat scalat	P_an utilizat	Randament specific
O1 Respiro	20,0 kWp	20 kW	44,3934385 N / 26,0419630 E	21.928,67 kWh/an	0,994953	21.818 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp
O2 Baltagului	60,0 kWp	60 kW	44,4217764 N / 26,0618183 E	65.445,08 kWh/an	1,000136	65.454 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp
O4 Trompetului	100,0 kWp	100 kW	44,3952033 N / 26,0713782 E	109.429,05 kWh/an	0,996920	109.092 kWh/an	1.090,9 kWh/kWp
TOTAL	180,0 kWp	180 kW	-	196.802,80 kWh/an	-	196.364 kWh/an	Factor de capacitate 12,45%

IPOTEZĂ	VALOARE
Program și versiune	PVGIS 5.3, Centrul Comun de Cercetare al Comisiei Europene
Bază meteorologică	SARAH3, seria 2005-2023
Tehnologie module	Siliciu cristalin
Tip de montaj	Fix, fără urmărire
Orientare	Est/Vest, 50%/50%
Înclinare	10°
Pierderi de sistem	14,5% (temperatură, neadaptare, cabluri, convertor, murdărire, indisponibilitate)
Incertitudine la faza SF	±8-12%
Degradare	0,45%/an, aplicată în modelul financiar; indicatorul I.4 se raportează liniar

Profilele lunare pe fiecare amplasament și consolidat sunt prezentate în tabelul 3.5.

C.3 AN-03 – Simularea orară producție-consum-stocare

Metodologia, profilele de consum, algoritmul de dispecerizare și rezultatele complete sunt prezentate la subcapitolul 3.2.5. Sinteza rezultatelor:

Amplasament	Consum	Producție	Autoconsum direct	Din stocare	Utilizat	Injectat și compensat	Import	Valorificat	Acoperire	Cicluri/an
O1	30.226	21.818	9.784	3.713	13.497	7.908	16.729	98,1%	44,7%	92
O2	37.639	65.454	26.273	6.787	33.060	31.640	4.579	98,8%	87,8%	56
O3	49.606	-	-	-	-	-	49.606	-	-	-
O4	62.301	109.092	44.613	13.037	57.650	49.993	4.651	98,7%	92,5%	65
TOTAL	179.772	196.364	80.670	23.537	104.207	89.541	75.565	98,7%	58,0%	-

Bilanțul energetic se încheie: 80.670 (autoconsum direct) + 26.153 (energie încărcată în stocare) + 89.541 (energie injectată și compensată) = 196.364 kWh; pierderile în sistemul de stocare sunt 26.153 - 23.537 = 2.616 kWh/an.

C.4 AN-04 – Calculul indicatorilor

ID	FORMULĂ	CALCUL	REZULTAT
I.1	$\min(\Sigma P_{AC}; \Sigma P_{module})$	$\min(180 \text{ kW}; 180 \text{ kWp})$	0,180 MW
I.2	$P_{an} \times FE$	$196,36 \text{ MWh/an} \times 0,5885 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$	115,56 tCO ₂ /an
I.3	$\Sigma P_{an,loc}$	$21.818 + 65.454 + 109.092$	196,36 MWh/an
I.4	$I.3 \times 20$	$196,36 \times 20$	3.927,28 MWh
I.5	$I.3 / (I.1 \times 8.760) \times 100$	$196,36 / (0,180 \times 8.760) \times 100$	12,45%
I.6	E_{stoc}	403 kWh	0,403 MWh
I.7	-	Nu se aplică	0
AC.1	$\Sigma C_{lună}$	$30.226 + 37.639 + 49.606 + 62.301$	179.772 kWh/an
AC.2	$\Sigma P_{an,loc}$	-	196.364 kWh/an
AC.3	P_{an} / C_{an}	$196.364 / 179.772$	1,0923; încadrare justificată în limita maximă de 1,10
AC.4	P_{stoc} / P_{PV}	$180 / 180$	1,00 $\geq$ 1,00
AC.5	$2 \text{ h} \times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 \text{ h} \times P_{PV}$	$360 \leq 403 \leq 720$	Conform

Verificare pe obiect	O1	O2	O4	TOTAL
P _{PV} [kW]	20	60	100	180
P _{stoc} [kW]	20	60	100	180

Verificare pe obiect	O1	O2	O4	TOTAL
R_P	1,00	1,00	1,00	1,00
E_stoc [kWh]	45	134	224	403
Interval 2-4 h	40-80	120-240	200-400	360-720
Verdict	Conform	Conform	Conform	Conform

C.5 AN-05 – Fișa parametrilor tehnici minimi

Fișa completă este prezentată la subcapitolul 3.2.12. Parametrii minimi asumați, care se confirmă la achiziție și recepție prin fișele tehnice ale echipamentelor livrate:

SUBSISTEM	PARAMETRU MINIM ASUMAT
Generator fotovoltaic	360 module $\times$ 500 Wp = 180,0 kWp DC; eficiență modul $\geq$ 22%; SR EN IEC 61215 și 61730; garanție produs $\geq$ 15 ani, performanță $\geq$ 30 ani
Convertoare	5 unități hibride; putere nominală AC totală P_PV = 180 kW ; randament maxim $\geq$ 98%; protecție la funcționarea insularizată; limitare comandată a puterii active; Modbus TCP/RTU
Sistem de stocare	3 sisteme locale; P_stoc = 180 kW; E_stoc = 403 kWh; tehnologie LFP; DoD util $\geq$ 90%; $\geq$ 6.000 cicluri; randament la ciclu complet $\geq$ 88%; SR EN 62619
BMS și EMS	Monitorizare pe niveluri, protecții, oprire sigură; blocarea încărcării din rețea ; limitarea exportului; istoric $\geq$ 24 luni; export de date
Structuri	Compatibile cu suportul; calcul la vânt, zăpadă și seism; protecție anticorozivă; acces pentru mentenanță
Protecții	Separare, scurtcircuit, supracurent, defect de izolație, descărcătoare tip 1+2, protecție la funcționarea insularizată, împământare și coordonare cu protecția la trăsnet
Măsurare	Analizor trifazat bidirecțional clasă $\geq$ 1 în punctul comun de cuplare; contorizare separată producție și stocare

Repartizarea parametrilor pe obiect:

ID	MODULE / DC	CONVERTOARE	P_stoc	E_stoc	DURATĂ	R_P	R_DC/AC
O1	40 $\times$ 500 Wp / 20,0 kWp	1 $\times$ 20 kW	20 kW	45 kWh	2,25 h	1,00	1,00
O2	120 $\times$ 500 Wp / 60,0 kWp	2 $\times$ 30 kW	60 kW	134 kWh	2,23 h	1,00	1,00
O4	200 $\times$ 500 Wp / 100,0 kWp	2 $\times$ 50 kW	100 kW	224 kWh	2,24 h	1,00	1,00
TOTAL	360 / 180,0 kWp	5 unități / 180 kW	180 kW	403 kWh	2,24 h	1,00	1,00

Fișele tehnice comerciale nu se solicită la depunerea cererii de finanțare. Ele se prezintă la achiziție, la recepție și la prima cerere de plată sau de rambursare aferentă echipamentelor, demonstrând parametri cel puțin egali cu cei asumați.

C.6 AN-06 – Devizul general și devizele pe obiect

Devizul general este prezentat la subcapitolul 3.3.2 (tabelul 3.13), devizele pe obiect la subcapitolul 3.3.4 (tabelele 3.15–3.18), iar devizul general al scenariului alternativ la subcapitolul 3.3.5.

Sursele de finanțare sunt prezentate în tabelul următor:

SURSĂ	FĂRĂ TVA	TVA	CU TVA	DESTINAȚIE
Fondul pentru Modernizare	851.196,60 lei	178.751,29 lei	1.029.947,89 lei	Investiție eligibilă; maximum 162.000,00 EUR
Buget propriu DGASPC Sector 5 – elaborarea SF	70.000,00 lei	14.700,00 lei	84.700,00 lei	Cheltuială neeligibilă
Buget propriu DGASPC Sector 5 – cote legale ISC și CSC	2.102,67 lei	0,00 lei	2.102,67 lei	Cheltuială neeligibilă
TOTAL	1.152.015,80	241.481,76	1.393.497,56	Valoarea totală a proiectului

SURSĂ	FĂRĂ TVA	TVA	CU TVA	DESTINAȚIE
	lei	lei	lei	

C.7 AN-07 - Analiza financiară

Fluxul financiar pe 20 de ani este prezentat în tabelul 4.7, indicatorii de performanță în tabelul 4.8, iar analizele de sensibilitate în tabelele 4.10-4.13.

Sinteza: VANF (5%) = 1.385.415 lei • RIRF = 16,58% • RBC = 2,057 • TR = 5,92 ani • LCOE = 0,562 lei/kWh • Câștig mediu anual = 204.972 lei • Fluxul net este pozitiv în fiecare an al perioadei de analiză.

C.8 AN-08 - Registrul riscurilor

Registrul cu 15 riscuri evaluate în stare inerentă și reziduală este prezentat în tabelul 4.14. Riscurile cu scor inerent de 15 și peste privesc reducerea consumului de referință prin regularizări, corelarea POD-adresă la O4 și capacitatea portantă a acoperișurilor. Riscurile se revizuiesc lunar pe durata implementării.

C.9 AN-09 - Autoevaluarea DNSH și evaluarea riscurilor climatice

Analiza DNSH pe cele șase obiective de mediu este prezentată la subcapitolul 4.4.4, iar evaluarea riscurilor climatice și soluțiile de adaptare la subcapitolele 4.2.1-4.2.4. Declarația formală se emite separat, conform modelului din Anexa 3 la Ghid, se corelează cu actul autorității de mediu și se semnează de reprezentantul legal sau de responsabilul pentru implementarea proiectului.

Prezentul studiu de fezabilitate a fost întocmit de ELECTRO VOX S.R.L. în conformitate cu Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare, și cu cerințele documentației apelului de finanțare aplicabil.

INDICATORII TEHNICO-ECONOMICI

pentru obiectivul de investiții „Realizarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5”

OBIECTIVUL DE INVESTIȚII	Realizarea de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu sisteme de stocare integrate, pentru autoconsum, în cadrul imobilelor administrate de DGASPC Sector 5
BENEFICIAR	Direcția Generală de Asistență Socială și Protecția Copilului Sector 5
AMPLASAMENTE	Instalații la: Str. Dealul Cotmeana nr. 41C · Str. Baltagului nr. 14 · Str. Trompetului nr. 117. Loc de consum declarat, fără instalație: Prolungirea Ferentari nr. 72–74. Sectorul 5, municipiul București
FAZA DE PROIECTARE	Studiu de fezabilitate, conform HG nr. 907/2016
ELABORATOR	S.C. ELECTRO VOX S.R.L., atestat ANRE nr. 17513/R1/12.07.2021, tip B
DATA DOCUMENTAȚIEI	06.08.2026 · revizia 2 din 22.09.2026
SURSA DE FINANȚARE VIZATĂ	Fondul pentru Modernizare – Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei
CURS DE REFERINȚĂ	1 EUR = 5,2543 lei, curs BCE la data de 06.08.2026
COTA TVA	21%

1. Indicatori tehnico-economici maximali

Nr.	INDICATOR	VALOARE
1.1	Valoarea totală a investiției, fără TVA	1.152.015,80 lei
1.2	TVA aferentă	241.481,76 lei
1.3	Valoarea totală a investiției, cu TVA	1.393.497,56 lei
1.4	din care construcții-montaj (C+M), fără TVA	191.152,10 lei
1.5	TVA aferentă C+M	40.141,94 lei
1.6	din care construcții-montaj (C+M), cu TVA	231.294,04 lei
1.7	Ponderea C+M în valoarea totală fără TVA	16,6%

2. Structura valorii pe categorii de cheltuieli și surse de finanțare

Nr.	CATEGORIE	FĂRĂ TVA [lei]	TVA [lei]	CU TVA [lei]	SURSA DE FINANȚARE
2.1	Cheltuieli eligibile, solicitate la finanțare	851.196,60	178.751,29	1.029.947,89	Fondul pentru Modernizare – 100% din valoarea eligibilă
2.2	Elaborarea studiului de fezabilitate (neeligibilă)	70.000,00	14.700,00	84.700,00	Bugetul local al Sectorului 5
2.3	Cote legale ISC și Casa Socială a Constructorilor (neeligibile)	2.102,67	0,00	2.102,67	Bugetul local al Sectorului 5

Nr.	CATEGORIE	FĂRĂ TVA [lei]	TVA [lei]	CU TVA [lei]	SURSA DE FINANȚARE
2.4	Marja de buget pentru ajustarea prețurilor, subcapitolul 7.1 (neeligibilă)	228.716,53	48.030,47	276.747,00	Bugetul local al Sectorului 5
	Total contribuție proprie	300.819,20	62.730,47	363.549,67	Bugetul local al Sectorului 5
	TOTAL GENERAL	1.152.015,80	241.481,76	1.393.497,56	–

Ajutorul public nerambursabil solicitat este de 851.196,60 lei fără TVA, echivalentul a 162.000,00 EUR, la un plafon aplicabil de $900.000 \text{ EUR/MW} \times 0,180 \text{ MW} = 162.000,00 \text{ EUR}$. Gradul de utilizare a plafonului este de 100,00%, fără depășire. Contribuția proprie a beneficiarului este de 363.549,67 lei cu TVA și cuprinde marja de buget de la subcapitolul 7.1 (276.747,00 lei), elaborarea studiului de fezabilitate și cotele legale datorate Inspectoratului de Stat în Construcții și Casei Sociale a Constructorilor.

3. Indicatori tehnico-economici minimali — capacități și performanțe

ID	INDICATOR	VALOARE	UM
I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile solare	0,180	MW
I.2	Reducerea anuală estimată a emisiilor de gaze cu efect de seră	115,56	tCO ₂ /an
I.3	Producția medie anuală de energie electrică din surse regenerabile	196,36	MWh/an
I.4	Producția totală de energie electrică pe perioada de referință de 20 de ani	3.927,28	MWh
I.5	Factorul de capacitate al centralei	12,45	%
I.6	Capacitate nou instalată de stocare a energiei	0,403	MWh
I.7	Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	nu se aplică	kW

Alte capacități fizice: 360 module fotovoltaice $\times$ 500 Wp = 180,0 kWp $\cdot$ 5 convertoare hibride însumând 180 kW în curent alternativ $\cdot$ 3 sisteme de stocare, 180 kW / 403 kWh capacitate nominală, respectiv 362,7 kWh capacitate utilizabilă, tehnologie LiFePO₄ $\cdot$ 46 m² camere tehnice $\cdot$ 4 locuri de consum deservite, prin 5 puncte de măsurare.

Puterea în module (180,0 kWp) este egală cu puterea însumată a convertoarelor (180 kW). În consecință, indicatorul

I.1 și puterea P_{PV} folosită la indicatorii AC.4 și AC.5 au aceeași valoare, indiferent de lectura aplicată.

4. Indicatori de autoconsum și stocare, potrivit Ghidului solicitantului

ID	MĂRIME	REZULTAT	CONDIȚIA DIN GHID ȘI DIN CEREREA DE FINANȚARE
AC.1	Consum anual de referință (C_an)	179.772 kWh/an	trasabilitate la ultimele 12 facturi consecutive, pe fiecare loc de consum
AC.2	Producție anuală estimată (P_an)	196.364 kWh/an	raport de simulare

ID	MĂRIME	REZULTAT	CONDIȚIA DIN GHID ȘI DIN CEREREA DE FINANȚARE
AC.3	Raport de dimensionare pentru autoconsum ($R_{ac} = P_{an} / C_{an}$)	1,0923	Valoarea generală prevăzută în Anexa 1 – Cererea de finanțare este $R_{ac} \leq 1,00$, iar pentru situațiile justificate în studiul de fezabilitate se admite o valoare de până la 1,10; proiectul se încadrează în limita maximă aplicabilă situației justificate, cu justificarea din subcapitolul 5.4.3 al studiului
AC.4	Raport de putere a stocării ($R_P = P_{stoc} / P_{PV}$)	1,00	$\geq 1,00$
AC.5	Capacitatea de stocare (E_stoc)	403 kWh nominal / 362,7 kWh utilizabil	între 2 h și 4 h $\times P_{PV}$, respectiv 360–720 kWh

5. Defalcarea pe obiecte de investiție

Obiect	Denumirea centrului și adresa	Putere c.a.	Putere c.c.	Stocare	Valoare fără TVA [lei]	Valoare cu TVA [lei]
O1	Centrul de Tip Respiro pentru Persoane Adulte cu Dizabilități, Str. Dealul Cotmeana nr. 41C	20 kW	20,0 kWp	20 kW / 45 kWh	115.255,85	139.410,52
O2	Centrele / Serviciile sociale care funcționează în Str. Baltagului nr. 14	60 kW	60,0 kWp	60 kW / 134 kWh	307.564,76	372.006,17
O3	Centrul de Primire în Regim de Urgență „Cireșarii II”, Prelungirea Ferentari nr. 72–74 — loc de consum declarat, fără instalație	—	—	—	—	—

04	Complexul de Servicii Sociale de Zi pentru Recuperarea Copiilor cu Dizabilități, Str. Trompetului nr. 117	100 kW	100,0 kWp	100 kW / 224 kWh	500.478,66	605.333,87
–	Marja de buget pentru ajustarea prețurilor (subcapitolul 7.1), nedefalcabilă pe obiecte	–	–	–	228.716,53	276.747,00
	TOTAL	180 kW	180,0 kWp	180 kW / 403 kWh	1.152.015,80	1.393.497,56

6. Bilanțul energetic anual

Obiect	Consum [kWh/an]	Producție [kWh/an]	Consumat direct sau prin stocare [kWh/an]	Injectat și compensat [kWh/an]	Raport local producție / consum
O1	30.226	21.818	13.497	7.908	0,722
O2	37.639	65.454	33.060	31.640	1,739
O3	49.606	–	–	–	–
O4	62.301	109.092	57.650	49.993	1,751
TOTAL	179.772	196.364	104.207	89.541	1,0923

Valorile rezultă din simularea orară pe 8.760 de ore. Energia valorificată este de 193.748 kWh/an, respectiv 98,7% din producție; diferența de 2.616 kWh/an reprezintă pierderile din sistemele de stocare. Din energia injectată și compensată cantitativ, de 89.541 kWh/an, cantitatea de 75.565 kWh acoperă integral importul din rețea al celor patru locuri de consum declarate, iar diferența de 13.976 kWh se compensează cu celelalte locuri de consum ale beneficiarului. Întreaga producție a capacității finanțate se regăsește astfel în consumul propriu.

7. Durata de realizare a investiției

INDICATOR DE TIMP	VALOARE
Durata totală de implementare	18 luni de la semnarea contractului de finanțare
Durata execuției fizice	9 luni
Durata etapei de pregătire, proiectare și avizare	8 luni
Data-limită de finalizare, instalare, conectare și punere în funcțiune	31.12.2029
Perioada de monitorizare ex-post	5 ani de la punerea în funcțiune

8. Indicatori de eficiență economică

INDICATOR	VALOARE
-----------	---------

Valoarea actualizată netă financiară (VANF), la rata de actualizare de 5%	1.385.415 lei
Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF)	16,58%
Raportul beneficiu/cost	2,057
Termen de recuperare a investiției totale	5,92 ani
Termen de recuperare a contribuției proprii	0,46 ani — circa 6 luni — pentru contribuția efectivă de 86.802,67 lei; 1,94 ani dacă marja de buget se utilizează integral
Costul nivelat al energiei valorificate (LCOE)	0,562 lei/kWh, față de 1,3792 lei/kWh, tariful mediu ponderat de achiziție
Venitul brut estimat în primul an de operare	198.686 lei, din care 140.565 lei economie la factură și 58.121 lei energie injectată și compensată
Costul anual de operare și mentenanță, anul 1	11.134,12 lei

INDICATOR	VALOARE
Beneficiul net în primul an de operare	187.552 lei
Emisii de gaze cu efect de seră evitate în 20 de ani	2.311,20 tCO ₂

9. Precizări

1. Valorile sunt exprimate în prețuri la data de **06.08.2026**, la cursul BCE de 5,2543 lei/EUR, cu cota de TVA de 21%.
2. Cheltuielile diverse și neprevăzute (subcapitolul 5.3) au fost menținute la valoarea zero, întrucât valoarea eligibilă se situează exact la plafonul de ajutor public și nicio sumă suplimentară nu poate fi solicitată la finanțare. În schimb, devizul cuprinde la subcapitolul 7.1 marja de buget de 25% prevăzută de capitolul 7, în valoare de 228.716,53 lei fără TVA, respectiv 276.747,00 lei cu TVA, integral neeligibilă și asigurată din bugetul local. Marja se mobilizează numai în cazul ajustării prețurilor; riscul de depășire a costurilor se acoperă din bugetul local, angajament care se prevede expres în hotărârea de aprobare.
3. Indicatorii se recalculează și se supun reaprobării dacă, la faza de proiect tehnic sau ca urmare a documentelor obținute ulterior — modificări ale ghidului, regularizări ale consumului facturat, expertize structurale, avize tehnice de racordare —, se modifică puterea instalată, producția estimată ori valoarea investiției.
4. Tariful evitat este cel din facturile celor trei amplasamente echipate: 1,55 lei/kWh la O1, 1,23 lei/kWh la O2 și 1,37 lei/kWh la O4, cu TVA, ponderat cu energia autoconsumată la fiecare. Energia injectată se compensează cantitativ, potrivit art. 73¹ din Legea nr. 123/2012, astfel cum a fost modificată prin Legea nr. 160/2026, la prețul energiei active din contractul de furnizare, fără TVA și fără tarife, diminuat prudent cu 0,10 lei/kWh; după 31.12.2030, la prețul pieței pentru ziua următoare. Compensarea se acordă la cererea beneficiarului și presupune același furnizor și același operator de distribuție pentru toate locurile de consum.
5. Consumul anual de referință de 179.772 kWh/an este preluat din facturile de energie electrică emise pentru perioada 01.07.2025 – 30.06.2026, pe fiecare dintre cele cinci puncte de măsurare, și este centralizat în anexa AN-01 a studiului. Indicatorul AC.3 rămâne sub limita maximă de 1,10 aplicabilă situației justificate cât timp consumul de referință nu

scade sub 178.513 kWh/an; dacă regularizările ulterioare ale furnizorului reduc consumul sub această valoare, puterea instalată se reduce proporțional, iar indicatorii se re aprobă.

6. Marja de buget 7.1 - Rezerva pentru scumpiri este pe bugetul local. Valoarea eligibilă se situează exact la plafonul maxim de ajutor public, așa că nicio rezervă nu poate fi cerută finanțatorului. Bugetul cuprinde, la capitolul 7, o marjă de 25% pentru ajustarea prețurilor — 276.747,00 lei cu TVA —, integral din bugetul local. Ea se cheltuiește numai dacă prețurile cresc până la execuție; dacă nu, rămâne neutilizată. Se recomandă ca hotărârea să prevadă expres acest angajament.

**PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ,
ALEXANDRU - SEBASTIAN LAZAROV**

