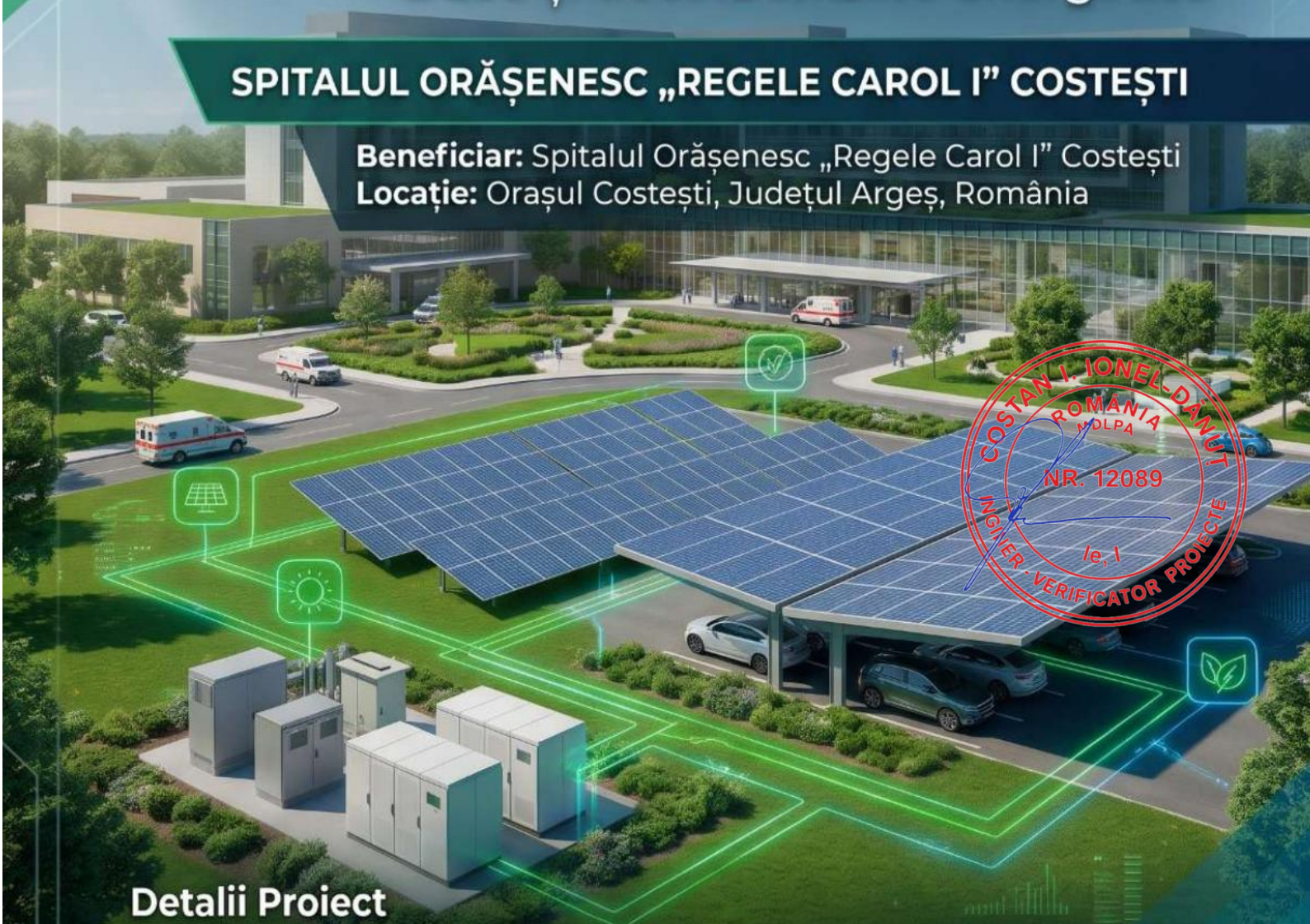
ELABORATOR:
ENINVEST
www.eninvest.eu

STUDIU DE FEZABILITATE

Sistem fotovoltaic de 399,32 kWp, stocare BESS și decarbonizare energetică

SPITALUL ORĂȘENESC „REGELE CAROL I" COSTEȘTI

Beneficiar: Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești
Locație: Orașul Costești, Județul Argeș, România



COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MDLPA
NR. 12089
Ie, I
INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Detalii Proiect

399,32 kWp
Putere Instalată (panouri solare pe sol & carport)

-293 t CO_2/an
Reducerea emisiilor de carbon

Stocare BESS
Tehnologie LFP pentru independență energetică

Fondul pentru Modernizare
Sursă estimată de finanțare

Nr. 203/06.11.2026

PAGINA DE SEMNĂTURI

Prin semnăturile de mai jos, elaboratorul își însușește și își asumă datele și soluțiile propuse în prezentul studiu de fezabilitate (HG nr. 907/2016, anexa nr. 4, nota *4).

Calitatea	Numele și prenumele / datele	Semnătura
Studiul de fezabilitate	Nr. 203 din 06.11.2026	
Contractul	Contractul de servicii nr. _____ din _____, atribuit prin achiziție directă (anunțul de publicitate ADV1555300/30.10.2026; caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026)	
Elaboratorul	ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L., Bacău	L.S.
Șef de proiect; proiectant instalații electrice	ing. Laurențiu Măgureanu – electrician autorizat ANRE, gradele IVA și IVB	
Proiectant structuri și fundații	ing. Gabriel Hriscu	
Proiectant instalații termice	ing. Cristian Pârvulescu	
Mediu și principiul DNSH	ing. Cristina-Maria Lungu	
Ridicarea topografică	Dragoș Georgescu	

Data: 06.11.2026

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 Ie, I INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Cuprins

A. PIESE SCRISE 6
1. Informații generale privind obiectivul de investiții 6
1.1. Denumirea obiectivului de investiții 6
1.2. Ordonator principal de credite/investitor 6
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar) 7
1.4. Beneficiarul investiției 7
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate 7
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții 9
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză 9
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare 9
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor 16
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 31
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice 35
3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții 37
3.1. Particularități ale amplasamentului 37
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic . 42
3.3. Costurile estimative ale investiției 102
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz 144
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției 145
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e) 148
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință 148
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția 152
4.3. Situația utilităților și analiza de consum: 156
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții: 159

4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții 162

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară .. 164

4.7. Analiza economică*3), inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate 178

4.8. Analiza de senzitivitate*3) 185

4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor 191

5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă) 197

5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor 197

5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) 198

5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind: 200

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții 203

5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice 206

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite 212

6. Urbanism, acorduri și avize conforme 213

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire 213

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege 213

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică 226

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților 226

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară 226

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice 227

7. Implementarea investiției 228

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției 228

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare 228
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare 229
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale 231
8. Concluzii și recomandări 232
B. PIESE DESENATE 233



A. PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

Obiectivul este o centrală fotovoltaică de 399,32 kWp, cu stocare de energie și pompe de căldură, pentru autoconsumul Spitalului Orășenesc „Regele Carol I" Costești. Investiția se propune spre finanțare din Fondul pentru Modernizare, prin apelul pentru autoconsum la entități publice.

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Parc fotovoltaic de cca 400 kW cu stocare integrată și sistem de pompe de căldură, pentru autoconsum – Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești

Element	Date
Amplasament	Str. Industriei nr. 19, oraș Costești, județul Argeș
Terenul	CF 80844 Costești, teren intravilan de 29.628 mp
Coordonatele zonei fotovoltaice	44,6646° N, 24,8739° E; altitudine circa 230 m
Natura investiției	Obiectiv nou de investiții: centrală fotovoltaică pe sol și pe carport, sistem de stocare a energiei, pompe de căldură la centrala termică existentă și instalațiile electrice de legătură
Faza de proiectare	Studiu de fezabilitate (etapa a II-a, HG nr. 907/2016, art. 1 alin. (2) lit. b))
Sursa de finanțare propusă	Fondul pentru Modernizare – Ghidul solicitantului pentru autoconsum la entități publice, versiunea 09.09.2026

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Județul Argeș, prin Consiliul Județean Argeș, Piața Vasile Milea nr. 1, Pitești, județul Argeș.

Terenul pe care se face investiția aparține domeniului public al Județului Argeș (CF 80844, B1). Dreptul de administrare este înscris în favoarea Consiliului Județean Argeș (B2) și, prin încheierea nr. 39100 din 11.11.2026 a OCPI Argeș – BCPI Costești, în favoarea spitalului (B3), pe baza Actului administrativ nr. 108/30.08.2006 al Consiliului Județean Argeș. Studiul de fezabilitate și indicatorii tehnico-economici se aprobă de spital, solicitantul finanțării, prin hotărârea Consiliului de Administrație (H.C.A.), și de Consiliul Județean Argeș, ordonatorul principal de credite, prin hotărâre (H.C.J.), conform Legii nr. 273/2006 privind finanțele publice locale.

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești, prin manager, ordonator terțiar de credite, unitate sanitară publică în subordinea Consiliului Județean Argeș.

1.4. Beneficiarul investiției

Element	Date
Denumirea	Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești
Cod fiscal	5172597
Sediul	Str. Industriei nr. 19, oraș Costești, județul Argeș
Tipul unității	Spital orășenesc cu 135 de paturi, categoria IV de clasificare
Locul de consum al investiției	Str. Industriei nr. 19; POD 594010200000069378702102 92; cod loc de consum 5004048799 (E.ON Energie România)
Operatorul de distribuție	Distribuție Energie Oltenia
Reprezentantul legal	Managerul spitalului

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Element	Date
Elaborator	ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L.
Sediul	Str. Banca Națională nr. 25, Bacău
Cod fiscal / Registrul comerțului	RO45987689 / J2022000647041
Contractul	Contractul de servicii nr. _____ din _____, atribuit prin achiziție directă (anunțul de publicitate ADV1555300/30.10.2026; caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026)
Numărul și data elaborării	Nr. 203 din 06.11.2026

Specialitatea	Nume	Calificare
Șef de proiect; instalații electrice (centrală fotovoltaică, stocare, racordare, management energetic)	ing. Laurențiu Măgureanu	Electrician autorizat ANRE, gradele IVA și IVB; auditor energetic clasa I

Specialitatea	Nume	Calificare
Structuri și fundații	ing. Gabriel Hriscu	Inginer constructor
Instalații termice (pompe de căldură, centrala termică)	ing. Cristian Pârvulescu	Proiectant instalații termice și de ventilație
Mediu și principiul DNSH	ing. Cristina-Maria Lungu	Inginer de mediu
Ridicarea topografică	Dragoș Georgescu	Topograf

Echipa de elaborare cuprinde personal autorizat de ANRE în domeniul instalațiilor electrice, așa cum cere Ghidul solicitantului FM pentru studiul de fezabilitate.



2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții

Spitalul cumpără anual 343,3 MWh de energie electrică și arde 98.670 kg de combustibil lichid ușor (CLU) pentru încălzire. La prețurile din 2026, energia îl costă 1.070.810 lei pe an și produce circa 498 t CO2. Nu are nicio sursă proprie de energie regenerabilă. Investiția răspunde acestor trei deficiențe: costul, dependența de combustibil fosil și emisiile.

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

Pentru acest obiectiv nu s-a elaborat un studiu de prefezabilitate. HG nr. 907/2016 prevede studiul de prefezabilitate „după caz” (art. 1 alin. (2) lit. b) pct. (i)), iar tema de proiectare a beneficiarului (caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026) a cerut direct studiul de fezabilitate, cu analiza a cel puțin două soluții.

Situația actuală, necesitatea investiției și scenariile au fost stabilite pe baza:

- auditului electroenergetic al spitalului (noiembrie 2026), care analizează consumul din ultimele 12 luni și dimensionează pompele de căldură;
- facturilor de energie electrică din august 2025 – iulie 2026 și a registrului de CLU al centralei termice;
- răspunsului spitalului din 06.11.2026 privind centrala termică, grupul electrogen și postul de transformare;
- planului de amplasament P01 (scara 1:500, Stereo 70), întocmit pe ridicarea topografică a amplasamentului;
- cerințelor din Ghidul solicitantului FM și din caietul de sarcini.

Nota *2) din anexa nr. 4 la HG nr. 907/2016 nu se aplică, pentru că scenariile nu provin dintr-un studiu de prefezabilitate.

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

Investiția se încadrează în obiectivele europene și naționale de decarbonizare, de creștere a ponderii energiei regenerabile și de eficiență energetică în sectorul public. Finanțarea vine din Fondul pentru Modernizare, alimentat din veniturile schemei europene de comercializare a certificatelor de emisii.

2.2.1 Politici și strategii europene

Document	Ce stabilește	Legătura cu proiectul
Acordul de la Paris (2015)	Limitarea încălzirii globale sub 2 °C, cu eforturi pentru 1,5 °C	Reducerea emisiilor spitalului cu 293,0 t CO2/an

Document	Ce stabilește	Legătura cu proiectul
Regulamentul (UE) 2021/1119 (Legea europeană a climei)	Reducerea emisiilor nete cu cel puțin 55% până în 2030 față de 1990 și neutralitatea climatică în 2050	Proiectul contribuie direct la ținta de reducere
Directiva (UE) 2018/2001, modificată prin Directiva (UE) 2023/2413	Ponderea energiei din surse regenerabile de cel puțin 42,5% la nivelul Uniunii în 2030; energia furnizată de pompele de căldură se consideră regenerabilă (anexa VII)	496,5 MWh/an energie solară și 533,3 MWh/an căldură regenerabilă din pompele de căldură
Directiva (UE) 2023/1791 privind eficiența energetică	Organismele publice își reduc consumul de energie finală și au un rol exemplar	Spitalul își reduce energia cumpărată cu 65,6%
Directiva (UE) 2024/1275 privind performanța energetică a clădirilor	Utilizarea energiei solare în clădirile publice și decarbonizarea încălzirii	Energie solară și pompe de căldură pentru clădirile spitalului
Directiva 2003/87/CE, art. 10d, și Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2020/1001	Constituirea și funcționarea Fondului pentru Modernizare	Sursa de finanțare a investiției

2.2.2 Politici și strategii naționale

Document	Legătura cu proiectul
Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021–2030 (PNIESC), în forma actualizată	Creșterea ponderii energiei regenerabile, electrificarea încălzirii, rolul exemplar al clădirilor publice
Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică	Obligațiile autorităților publice privind eficiența energetică și auditul energetic
Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile	Cadrul general al energiei din surse regenerabile
Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale	Statutul de prosumator al spitalului și regimul energiei livrate în rețea

Document	Legătura cu proiectul
Ghidul solicitantului FM pentru autoconsum la entități publice (09.09.2026)	Condițiile de eligibilitate, indicatorii I.1–I.7 și AC.1–AC.5, plafonul de 1.100.000 euro/MW

2.2.3 Cadrul legislativ și normativ aplicabil

Soluția respectă Ghidul solicitantului FM (09.09.2026), reglementările ANRE privind racordarea, măsurarea și prosumatorii, normativele tehnice naționale și standardele europene adoptate în România. Stadiul actelor ANRE a fost verificat la 06.11.2026. Regulamentul de racordare (Ordinul ANRE nr. 59/2013) a fost modificat ultima dată prin Ordinul ANRE nr. 15/2026, iar la depunerea ATR-ului se aplică forma consolidată în vigoare.

2.2.3.1 Legislație primară

Act normativ	Ce reglementează
Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare	Producerea, racordarea, consumul, statutul de prosumator
Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare	Auditul energetic și măsurile de eficiență
Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile, republicată	Energia din surse regenerabile
Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții, republicată	Prevederile rămase în vigoare după Legea nr. 169/2026
Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor	Autorizarea lucrărilor; montarea sistemelor fotovoltaice pe sol fără autorizație de construire (art. 299); cerințele fundamentale (art. 386)
Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor	Securitatea la incendiu
Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă	SSM în execuție și exploatare
Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului	Actul de mediu

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER VERIFICATOR PROIECTE Ie, I

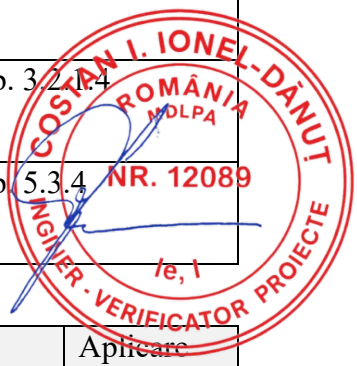
Act normativ	Ce reglementează
HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice	Conținutul SF-ului
HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile	Organizarea șantierului



2.2.3.2 Reglementări ANRE

Reglementare	Ce reglementează	Aplicare în proiect
Ordinul ANRE nr. 59/2013, Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, cu modificările ulterioare (inclusiv Ordinele ANRE nr. 20/2025 și 15/2026)	Etapele racordării, ATR, contractul de racordare	Cap. 3.2.1.8
Ordinul ANRE nr. 74/2014	Conținutul-cadru al avizelor tehnice de racordare	Cap. 3.2.1.8
Ordinul ANRE nr. 105/2022	Contractul-cadru de racordare	Cap. 3.2.1.8
Ordinul ANRE nr. 208/2018, Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare	Cerințele pentru modulele generatoare (aplicarea Regulamentului (UE) 2016/631)	Cap. 3.2.1.4, 3.2.1.9
Ordinul ANRE nr. 15/2022, Metodologia de comercializare a energiei electrice produse în centrale de cel mult 400 kW pe loc de consum aparținând prosumatorilor	Regimul energiei livrate în rețea	Cap. 3.2.1.8
Ordinul ANRE nr. 128/2008, Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție	Cerințele tehnice ale rețelei de distribuție, calitatea energiei	Cap. 3.2.1.9
Ordinul ANRE nr. 103/2015, Codul de măsurare a energiei electrice	Grupul de măsurare la punctul de delimitare	Cap. 3.2.1.8

Reglementare	Ce reglementează	Aplicare în proiect
Ordinul ANRE nr. 66/2023, Regulamentul pentru autorizarea electricienilor	Autorizarea proiectantului și a executantului	pagina de semnături
NTE 007/08/00, Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice	Rețelele de cabluri	Cap. 3.2.1.4
PE 116, Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice	Probele la punerea în funcțiune	Cap. 5.3.4



2.2.3.3 Normative tehnice și reglementări de securitate

Normativ	Subiect	Aplicare
I7/2011	Instalații electrice aferente clădirilor, inclusiv instalații de protecție împotriva trăsnetului	Cap. 3.2.1.4, 3.2.1.9
I13-2015	Instalații de încălzire centrală	Cap. 3.2.1.6
P118/1999	Siguranța la foc a construcțiilor	Cap. 5.5.3
CR 1-1-3/2012 și CR 1-1-4/2012	Acțiunea zăpezii și a vântului asupra construcțiilor	Cap. 3.2.1.3
P100-1/2013	Proiectarea seismică	Cap. 3.2.1.3
NP 112-2014	Proiectarea fundațiilor directe	Cap. 3.2.1.3
Ordinul MAI nr. 129/2016	Avizarea și autorizarea de securitate la incendiu	Cap. 5.5.3
Ordinul MAI nr. 163/2007	Normele generale de apărare împotriva incendiilor	Cap. 5.5.3

2.2.3.4 Legislație europeană

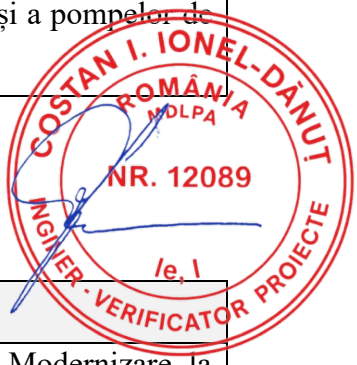
Act	Subiect
Regulamentul (UE) 2016/631 (cod de rețea RfG)	Cerințele de racordare a generatoarelor
Directiva 2014/35/UE (joasă tensiune) și Directiva 2014/30/UE (compatibilitate electromagnetică)	Conformitatea echipamentelor electrice

Act	Subiect
Regulamentul (UE) 2023/1542 privind bateriile	Cerințele pentru bateriile industriale
Regulamentul (UE) 2024/573	Gazele fluorurate din pompele de căldură
Regulamentul (UE) nr. 813/2013 și Regulamentul delegat (UE) nr. 811/2013	Proiectarea ecologică și etichetarea pompelor de căldură
Regulamentul (UE) 2020/852 și Regulamentul delegat (UE) 2021/2139	Principiul DNSH

2.2.3.5 Standarde

Standard	Subiect
SR HD 60364-7-712	Instalații electrice de joasă tensiune: sisteme fotovoltaice
IEC 62548	Cerințe de proiectare pentru câmpurile fotovoltaice
SR EN IEC 61215 și SR EN IEC 61730	Module fotovoltaice: calificarea proiectului și siguranța
SR EN IEC 62109-1 și -2	Siguranța convertoarelor pentru sisteme fotovoltaice
SR EN 50549-1	Cerințe pentru centralele racordate în paralel cu rețelele de distribuție de joasă tensiune
SR EN 50618	Cabluri pentru sisteme fotovoltaice
SR EN 61439-1 și -2	Ansambluri de aparataj de joasă tensiune (tablouri)
SR EN 60947-2	Întrerupătoare automate
SR EN 61643-11 și SR EN 61643-31	Dispozitive de protecție la supratensiuni, AC și DC
SR EN 62305-1–4	Protecția împotriva trăsnetului
SR EN 62446-1	Sisteme fotovoltaice: încercări, documentație și mentenanță
SR EN IEC 62619 și seria SR EN IEC 62933	Baterii cu litiu industriale și sisteme de stocare a energiei
SR EN 14511 și SR EN 14825	Pompe de căldură: performanță și SCOP

Standard	Subiect
SR EN 378-1–4	Siguranța sistemelor frigorifice și a pompelor de căldură



2.2.4 Structuri instituționale și financiare

Instituție	**Rolul în proiect**
Ministerul Energiei	Coordonarea Fondului pentru Modernizare la nivel național; Manualul de identitate vizuală pentru FM
Agenția pentru Finanțarea Investițiilor Rurale (AFIR)	Aplicația electronică prin care se depune cererea de finanțare și se încheie contractul de finanțare, conform ghidului
Consiliul Județean Argeș	Ordonatorul principal de credite; reprezintă proprietarul terenului, Județul Argeș; aprobă SF-ul și indicatorii tehnico-economici prin hotărâre (H.C.J.); dă acordul proprietarului pentru lucrări
Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești	Beneficiarul și solicitantul finanțării; titularul dreptului de administrare asupra terenului (CF 80844, B3); aprobă SF-ul prin hotărârea Consiliului de Administrație (H.C.A.); implementează și exploatează investiția
Distribuție Energie Oltenia	Operatorul de distribuție; emite avizul tehnic de racordare (ATR)
Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE)	Reglementarea racordării, a măsurării și a regimului prosumatorilor; autorizarea electricienilor și a operatorilor economici
Primăria orașului Costești	Primirea înștiințării prealabile pentru montarea centralei pe sol (Legea nr. 169/2026, art. 299) și autorizarea lucrărilor care o cer
Agenția pentru Protecția Mediului Argeș	Procedura de evaluare a impactului asupra mediului (Legea nr. 292/2018)

Instituție	Rolul în proiect
Inspectoratul pentru Situații de Urgență Argeș	Avizul de securitate la incendiu pentru stocarea energiei, la faza de proiect tehnic
Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Argeș	Recepția studiului topografic
Inspectoratul de Stat în Construcții	Controlul calității lucrărilor și al fazelor determinante

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Din punct de vedere financiar, ghidul acoperă până la 100% din cheltuielile eligibile, în limita plafonului de 1.100.000 euro pe MW instalat pentru proiectele cu pompe de căldură. TVA aferentă cheltuielilor eligibile este eligibilă dacă nu este deductibilă. Cheltuielile neeligibile, inclusiv depășirea plafonului, se suportă de beneficiar.

2.2.5 Acorduri relevante

- **Acordul de la Paris (2015)**, la care România și Uniunea Europeană sunt părți, prin obiectivul de reducere a emisiilor.
- **Hotărârile de aprobare a SF și a indicatorilor tehnico-economici:** H.C.A. a spitalului și H.C.J. a Consiliului Județean Argeș, înainte de depunerea cererii de finanțare; dreptul de administrare al spitalului asupra terenului este intabulat (capitolul 6.2).
- **Contractul de racordare și contractul de furnizare** cu statut de prosumator, după emiterea ATR-ului.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Spitalul funcționează într-o incintă de 29.628 mp cu 33 de construcții. Toate clădirile sunt încălzite de centrala termică C9, cu două cazane pe CLU. Energia electrică vine din rețeaua Distribuție Energie Oltenia, la joasă tensiune. Spitalul nu are surse proprii de energie regenerabilă.

2.3.1 Spitalul și incinta

Construcțiile din CF 80844 însumează 5.030 mp construiți la sol:

Grupa	Construcții	mp la sol
Medicale (8)	C19 secția medicală, C20 urgențe, C24 pediatrie, C25 dispensar TBC, C26 maternitate, C27 chirurgie septică, C28 farmacie, C32 laborator radiologie	2.869
Servicii și administrație (6)	C5 spălătorie, C13 serviciu ambulanță, C17 morgă, C18 cabină poartă, C22 bucătărie și sală de mese, C33 pavilion administrativ	859

Grupa	Construcții	mp la sol
Biserică (2)	C29 biserică, C30 clopotniță	78
Tehnice (8)	C4 rampă, C6 grup electrogen, C9 centrală termică, C14 coș, C15 ghenă, C16 incinerator, C23 oxigen, C31 rezervor	356
Magazii și garaje (9)	C1, C2 magazie carburanți, C3 depozit deschis carburant, C7, C8 garaj, C10, C12, C14 garaj, C21 magazie alimente	868
Total (33)		**5.030**

Instalația	Situația existentă
Centrala termică C9	248 mp; cazan Vulcan de 3.488 kW (1995) și cazan Greenox E200 de 2.000 kW (2012), ambele pe CLU, apă caldă la 90 °C
Rețeaua termică	Conducte preizolate în canale termice subterane, spre toate clădirile; instalațiile interioare au fost refăcute în ultimii ani
Apa caldă de consum	Boilere electrice locale de 80–200 l, incluse în consumul de energie electrică
Alimentarea cu energie electrică	Joasă tensiune, dintr-un post de transformare aerian, pe stâlp, al Distribuție Energie Oltenia, prin două cabluri subterane până la tabloul general din C6 (întrerupător general de 400 A, circa 277 kVA); categoria tarifară UI-NMI-JT
Alimentarea de rezervă	Grup electrogen EMSA ED 110, 110 kVA, cu pornire automată (AAR), în construcția C6; AAR-ul alimentează tabloul de distribuție de lângă post și, prin el, corpurile spitalului; generator mobil de 5 kVA
Instalația electrică interioară	Releveu cu schema monofilară și planul incintei, revizia 7 din 10.11.2026: trasee de cabluri D1–D8 și tablourile corpurilor (2.3.2.6, planșele B.3.5 și B.3.6)
Consumatori sensibili	UPS-uri mici, la consumatori: circa 60 la calculatoare, 10–15 în laborator, 2 la radiologie și unul la blocul operator

2.3.2 Datele energetice și de amplasament

Spitalul consumă 343.287 kWh de energie electrică pe an, la o putere medie de 39,2 kW. Este alimentat la 0,4 kV dintr-un post de transformare aerian, pe stâlp, al Distribuție Energie Oltenia, prin tabloul general din construcția C6. Căldura vine dintr-o centrală termică pe CLU de 5.488 kW, de 16 ori mai mare decât necesarul real.

2.3.2.1 Consumul de energie electrică

Mărime	Valoare	Sursă
Consumul anual (AC.1), august 2025 – iulie 2026	343.287 kWh	12 facturi Nova Power & Gas și E.ON Energie România
Consumul lunar	24.117 kWh (iunie) – 34.021 kWh (ianuarie)	Facturi
Puterea medie absorbită	39,2 kW	Calcul
Vârful orar estimat	circa 61 kW	Profilul orar estimat din audit
Factorul de putere mediu anual	0,994 (lunar: 0,987–1,000)	Facturi (energie reactivă inductivă și capacitivă)
Consumul suplimentar al pompelor de căldură	213.309 kWh/an	Auditul electroenergetic
Consumul de referință pentru dimensionare	556.596 kWh/an	AC.1 plus consumul suplimentar

2.3.2.2 Alimentarea cu energie electrică

Element	Situația existentă
Operatorul de distribuție	Distribuție Energie Oltenia; postul de transformare aparține operatorului
Postul de transformare	Aerian, pe stâlp (reperul 11 din releveu), în incintă, lângă tabloul de distribuție al spitalului; puterea transformatorului se ia din ATR
Tabloul general (TG)	În construcția C6, alimentat din post prin două cabluri subterane (traseul D1); întrerupător general automat de 400 A, adică circa 277 kVA la 400 V
Punctul de măsurare	POD 594010200000069378702102 92, cod loc de consum 5004048799, categoria UI-NMI-JT

Element	Situația existentă
Grupul de măsurare	Contorul 98978591, montat pe 28.04.2026; măsurare semidirectă, prin transformatoare de curent de 400/5 A (constanta 80)
Puterea aprobată	Nu este cunoscută, pentru că ATR-ul existent nu a fost pus la dispoziție. Întrerupătorul general al TG, de 400 A, și transformatoarele de curent de 400/5 A limitează puterea la circa 277 kVA
Schema monofilară a instalației interioare	Releveul instalației electrice, revizia 7 din 10.11.2026: schema monofilară și planul incintei, în 16 planșe (capitolul 2.3.2.6)
Grupul electrogen	EMSA ED 110, 110 kVA, 380 V, în construcția C6, lângă tabloul general; pornire automată și comutare prin tabloul de automatizare (AAR) din C6; dat în folosință în septembrie 2011
Generator mobil	5 kVA, 220 V
UPS-uri	Numai unități mici, la consumatori: circa 60 × 0,65–1,5 kW la calculatoare, 10–15 × 1,5–2,5 kW în laborator, 2 × circa 6 kW la radiologie, 1 × circa 10 kW la blocul operator

Releveul din 10.11.2026 stabilește structura instalației (capitolul 2.3.2.6) și punctul de racord al centralei (capitolul 2.3.2.7). Pentru proiectul tehnic mai sunt necesare puterea aprobată, puterea transformatorului și puterea de scurtcircuit la punctul de delimitare, care se obțin de la operatorul de distribuție la cererea de ATR, precum și secțiunea cablurilor D1 și curentul nominal al barelor TG, care se măsoară în incintă.

2.3.2.3 Alimentarea cu căldură

Element	Situația existentă
Centrala termică	C9, 248 mp; cazan Vulcan 3.488 kW (1995) și cazan Greenox E200 2.000 kW (2012), ambele pe CLU, apă caldă la 90 °C
Rețeaua termică	Țevi preizolate în canale subterane, spre toate clădirile spitalului
Instalațiile interioare	Refăcute în ultimii ani, cu țevi din polietilenă și corpuri de încălzire noi

COZAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE
le, I

Element	Situația existentă
Apa caldă de consum	Boilere electrice locale de 80–200 l
Consumul de CLU	98.670 kg/an (1.107,4 MWh), sezonul 25.09.2025 – 06.05.2026
Necesarul de căldură utilă	996,6 MWh/an; 342 kW la −15 °C (medie zilnică)

2.3.2.4 Amplasamentul

Element	Date
Câmpul de pe sol	Câmpul din planul P01: 6 rânduri de mese, circa 68,5 m pe direcția est-vest și 44,7 m pe nord-sud (circa 2.400 mp), în jurul bisericii de lemn, al clopotniței și al fântânii arteziene; ultimul rând este la 8,1 m de biserică
Relieful	Practic plan: cote între 225,9 și 226,5 m în zona câmpului (Stereo 70, sistemul de cote Marea Neagră 1975)
Vecinătăți	Biserica de lemn, clopotnița, fântâna arteziană și elementele decorative din beton rămân neatinse; stația de epurare este la est de câmp
Rețele subterane	Planul P01 arată căminele de vizitare ale canalizării și canalul de evacuare din beton; mesele și traseele de cabluri le ocolesc
Carportul	20 de locuri, în nordul incintei, lângă garajele metalice, paralel cu gardul; circa 53 × 6,1 m, cu cale de acces de 6,0 m (planul P01)
Platforma bateriei	12,0 × 3,0 m, în nordul incintei, lângă acces; la 8,2 m de câmpul fotovoltaic, 17,0 m de clădirea vecină și 3,0 m de gard (planul P01)
Coordonate	44,6646° N, 24,8739° E; altitudine circa 230 m

2.3.2.5 Date climatice și de producție

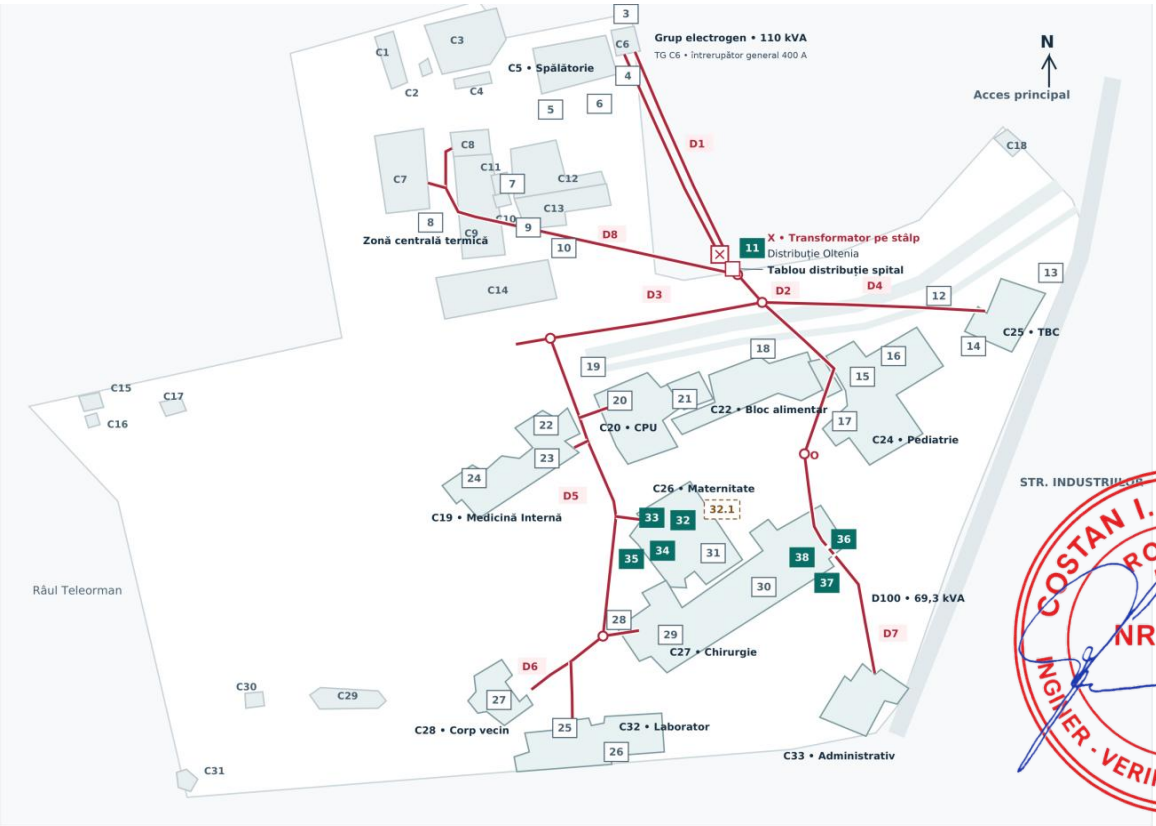
Mărime	Valoare	Sursă
Zona climatică de iarnă	II, temperatura exterioară de calcul −15 °C	SR 1907-1:2014
Temperaturi măsurate, august 2025 – iulie 2026	minimă orară −13,0 °C; maximă orară 36,3 °C; medie 11,9 °C	ERA5

Mărime	Valoare	Sursă
Temperaturi de calcul pentru stringuri	−20 °C (tensiunea maximă în gol) și 70 °C în celulă (tensiunea minimă de lucru)	Ipoteză acoperitoare
Producția specifică, sud, 30°	1.295,36 kWh/kWp/an fără umbrire; 1.255,83 kWh/kWp/an cu umbrirea dintre rândurile din planul P01 (capitolul 3.2.1.3.5)	PVGIS 5.3, SARAH3, pierderi de sistem 14%
Producția specifică, 10°, azimut −11° (carport)	1.194,19 kWh/kWp/an	PVGIS 5.3, SARAH3
Unghiul optim	37°, cu 1.302,54 kWh/kWp/an, fără umbrire; la pasul rândurilor din planul P01, optimul este 30° (capitolul 3.2.1.3.5)	PVGIS 5.3
Încărcările din zăpadă și vânt	Din hărțile de zonare CR 1-1-3/2012 și CR 1-1-4/2012, pentru Costești	Proiectul de structură

2.3.2.6 Instalația electrică existentă

Instalația electrică a spitalului a fost relevată în incintă. Rezultatul este schema monofilară de relevare, revizia 7 din 10.11.2026, cu 16 planșe: sursele de alimentare, tabloul general, comutarea pe grupul electrogen, traseele de cabluri D1–D8 și tablourile din corpuri. Corpurile sunt notate C1–C33, ca în extrasul de carte funciară, iar tablourile au reperele 3–38 din releveu.



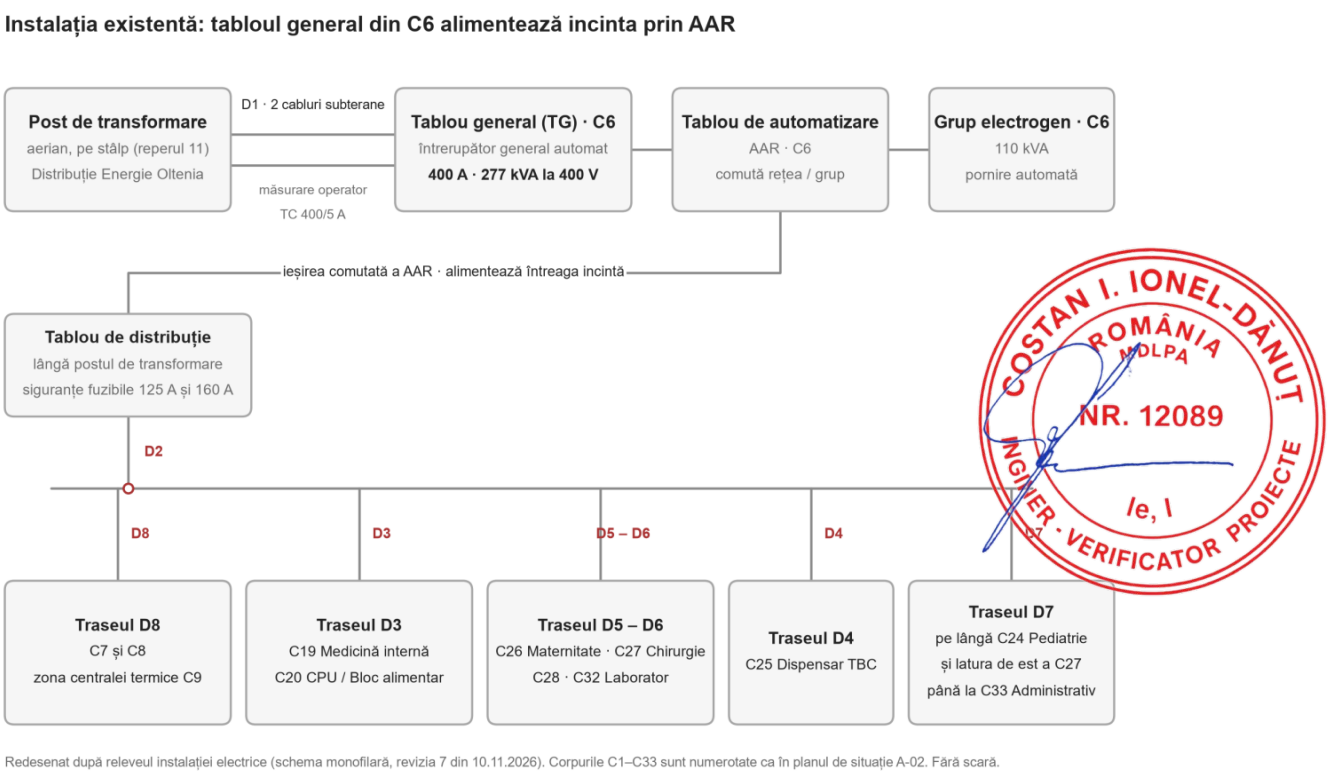




Planul incintei cu tablourile (reperele 3–38) și traseele de distribuție D1–D8, după releveul din 10.11.2026 · fără scară

Sursele și tabloul general. Spitalul are un singur racord la rețea, dintr-un post de transformare aerian, pe stâlp (reperul 11), al Distribuție Energie Oltenia. Din post pleacă două cabluri subterane, pe traseul D1, până la tabloul general (TG) din construcția C6. TG are un întrerupător general automat de 400 A, care corespunde unei puteri de circa 277 kVA la 400 V. Lângă TG sunt tabloul de automatizare (AAR) și grupul electrogen de 110 kVA. AAR-ul comută alimentarea între rețea și grup, iar ieșirea lui alimentează tabloul de distribuție al spitalului, montat lângă post.

Distribuția în incintă. Din tabloul de distribuție, traseul D2 ajunge într-un nod din care pleacă traseele D3–D8. Plecările tabloului sunt protejate cu siguranțe fuzibile de 125 A și 160 A și au inscripționate destinațiile Pediatrie, Chirurgie, ATI, Bloc alimentar și CPU. Releveul arată o singură plecare din TG, spre AAR. Consumatorii relevați sunt deci în aval de AAR și pot fi alimentați de grup, iar barele TG dinaintea AAR sunt singurul punct al instalației legat permanent numai la rețea.

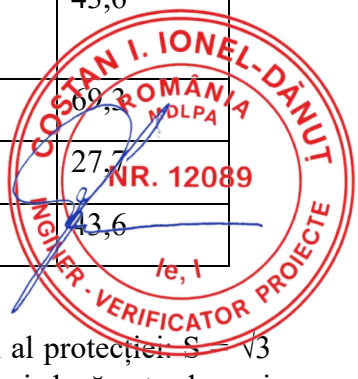


Schema monofilară a instalației existente, redesenată după releveul din 10.11.2026 · fără scară

Traseu	De la – până la	Corpurile deservite
D1	Postul de transformare (11) – TG din C6	Două cabluri subterane; alimentarea întregului spital
D2	Tabloul de distribuție de lângă post – nodul de distribuție	Plecarea comună a traseelor D3–D8
D3	Nodul de distribuție – spre vest	C19 Medicină internă, C20 CPU
D5 și D6	Continuarea traseului D3 spre sud	C26 Maternitate, latura de vest a C27 Chirurgie, C28 și C32 Laborator
D4	Nodul de distribuție – spre est	C25 Dispensar TBC
D7	Nodul de distribuție – spre sud-est	Pe lângă C24 Pediatrie și latura de est a C27, până la C33 Administrativ
D8	Zona postului – spre nord-vest	C7, C8 și zona centralei termice C9

Tabelul următor reunește tablourile și plecările la care releveul a citit curentul protecției de intrare.

Tablou sau plecare	Corp / reper	Protecția de intrare	S de referință, kVA
Tabloul general (TG)	C6	Întrerupător automat, 400 A	277,1
Tabloul de distribuție de lângă post – plecări	Lângă reperul 11	Siguranțe fuzibile de 125 A și 160 A	86,6 / 110,9
Centrala termică – tabloul arzătorului	C9, reperele 7–10	Întrerupător automat 4P, declanșator de 100 A	69,3
Blocul alimentar – server și bucătărie	Reperele 18–21	C63, 3P	43,6
Containere și Medicină internă – două plecări	C19, reperele 22–24	C63, 3P, pe fiecare plecare	43,6 fiecare
Sterilizare – plecarea „AC1”	C26, reperul 32	C80, 4P	55,4
Sterilizare – plecarea „Plasmă”	C26, reperul 32	C100, 4P	69,3
Obstetrică-ginecologie – „Parter general”	C26, reperul 34	C63, 3P	43,6
ATI – tablou exterior	C27, reperul 37	D100, 3P	69,3
Tablou pompă de recirculare	–	C40, 3P	27,7
Tablou prize și diferențiale	–	C63, 3P	43,6



Puterea de referință este puterea aparentă care corespunde curentului nominal al protecției: $S = \sqrt{3} \times 400\ V \times I$. Ea arată capacitatea plecării, nu consumul. Suma acestor valori depășește de mai multe ori consumul real: vârful orar simulat al spitalului este de 61,1 kW fără pompele de căldură și de 107,4 kW cu ele, iar vârful instantaneu cu pompele ajunge la circa 130 kW (capitolul 3.2.1.6.2).

Alte tablouri. Releveul mai cuprinde tabloul mașinilor din spălătoria C5, tablourile centralei termice pentru pompele de apă, cazane și circuitele auxiliare, tablourile de radiologie (reperul 33), obstetrică-ginecologie (reperele 34 și 35), chirurgie septică (reperele 36 și 38) și sala de operație, precum și tablourile de saloane și cabinete. Sala de operație are circuite de iluminat și prize pe UPS. Sterilizarea, radiologia, ATI și blocul operator sunt consumatorii sensibili; ei rămân alimentați ca acum, prin AAR, iar proiectul nu intervine în tablourile lor.

2.3.2.7 Consecințe pentru proiect

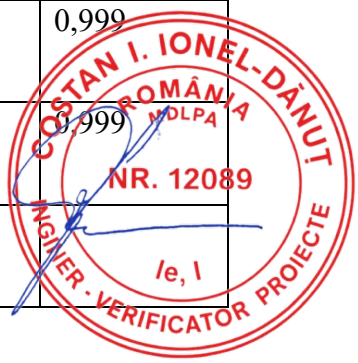
Releveul fixează soluția de racordare pe instalația reală și arată o limită de care proiectul ține seama: capacitatea legăturii dintre post și tabloul general.

- **Punctul de racord.** Centrala fotovoltaică, bateria și pompele de căldură se leagă în TG din C6, pe barele dinaintea AAR, prin celule noi: una de 630 A pentru TDPV și una de 125 A pentru tabloul pompelor de căldură (TD-PdC). Dacă barele TG nu au curentul nominal sau spațiul necesar, celulele se montează într-un tablou nou, alăturat TG și legat la bornele de sosire ale cablurilor D1. Este soluția din capitolul 3.2.1.4.3.
- **Funcționarea pe grup.** La lipsa rețelei, AAR-ul trece consumatorii pe grup și îi separă de barele TG. Centrala, bateria și pompele de căldură rămân pe partea de rețea: invertoarele se opresc prin protecția anti-insularizare, iar interblocarea cu AAR declanșează întrerupătorul TDPV (capitolul 3.2.1.4.3) și deconectează pompele (capitolul 3.2.1.6.3). Grupul de 110 kVA alimentează în continuare numai consumatorii de acum, fără sarcina pompelor de căldură.
- **Capacitatea legăturii post – TG.** Întrerupătorul general de 400 A limitează puterea care trece între rețea și spital la circa 277 kVA, în ambele sensuri. La consum, vârful de circa 130 kW cu pompele de căldură folosește 47% din această capacitate. La injecție, simularea orară fără limitare dă un maxim de 297 kW, peste capacitatea întrerupătorului.
- **Reglajul injecției.** Sistemul de management limitează puterea livrată în rețea la 250 kW, adică 90% din capacitatea întrerupătorului general. Cu această limită, injecția ar depăși 250 kW în 74 de ore pe an, iar energia care nu se mai livrează este de 0,8 MWh/an, 0,16% din producție. Energia consumată direct și cea descărcată din baterie nu se schimbă. Venitul pierdut, de circa 280 lei/an la 0,35 lei/kWh, nu modifică rezultatele analizei cost-beneficiu.
- **Cererea de ATR.** Puterea maximă de evacuat în rețea se cere la 250 kW, sub plafonul de 400 kW din ghid. O putere mai mare ar cere înlocuirea întrerupătorului general și verificarea cablurilor D1 și a postului de transformare, lucrări pe care proiectul nu le include.
- **Măsurarea.** Analizorul sistemului de management se montează pe sosirea cablurilor D1 în TG, înaintea întrerupătorului general, cu transformatoare de curent proprii. Astfel el vede tot schimbul de energie al spitalului cu rețeaua, ca și contorul operatorului.
- **Pompele de căldură.** TD-PdC se alimentează din TG, de pe partea de rețea, nu din tablourile existente ale centralei termice, care sunt în aval de AAR. Tablourile centralei (arzătorul, pompele de apă și circuitele auxiliare) rămân neschimbate și pe grup, iar cazanul preia încălzirea când spitalul merge pe grup.
- **Legătura TDPV – TG.** Traseul cablurilor de la centrală la C6 se stabilește pe ridicarea topografică. Până la circa 180 m ajung două cabluri în paralel; între 180 și 200 m se adaugă al treilea cablu, iar peste 200 m se mărește secțiunea în proiectul tehnic, astfel încât căderea de tensiune să rămână sub 3% (punctul 3.2.1.11).
- **Execuția.** Tablourile din corpuri, traseele D2–D8, AAR-ul și grupul electrogen rămân cum sunt. Celulele noi se racordează cu TG scos de sub tensiune, într-o fereastră programată, cu spitalul alimentat de grup prin AAR.

COSTAN I. IONEL-DANUT
ROMANIA
MDLPA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE
le, I

2.3.3 Consumul și costul energiei în ultimele 12 luni

Luna	Furnizor	Consum (kWh)	Valoare cu TVA (lei)	Preț mediu (lei/kWh, cu TVA)	Factor de putere
aug. 2025	Nova Power & Gas	25.936	35.251,33	1,3592	0,999
sep. 2025	Nova Power & Gas	24.749	33.810,17	1,3661	1,000
oct. 2025	Nova Power & Gas	29.522	40.330,69	1,3661	0,994
nov. 2025	Nova Power & Gas	30.548	41.924,53	1,3724	0,991
dec. 2025	Nova Power & Gas	31.362	43.041,88	1,3724	0,991
ian. 2026	E.ON Energie România	34.021	57.832,10	1,6999	0,988
feb. 2026	E.ON Energie România	31.108	48.602,26	1,5624	0,988
mar. 2026	E.ON Energie România	31.954	54.127,74	1,6939	0,987
apr. 2026	E.ON Energie România	30.069	47.746,10	1,5879	0,988
mai 2026	E.ON Energie România	25.433	41.134,07	1,6174	0,995
iun. 2026	E.ON Energie România	24.117	39.198,23	1,6253	0,999
iul. 2026	E.ON Energie România	24.468	38.710,02	1,5821	0,999
Total / medie		**343.287**	**521.709,12**	**1,5197**	



Prețul mediu a crescut cu 19% din ianuarie 2026, la schimbarea furnizorului. La prețul din 2026, 1,6272 lei/kWh cu TVA, același consum costă 558.614 lei pe an.

Luna	CLU (kg)	Energia combustibilului (MWh)	Căldură utilă (MWh)	Valoare (lei)	Preț (lei/kg)
sep. 2025	1.770	19,9	17,9	7.203,55	4,0698
oct. 2025	10.970	123,1	110,8	44.645,71	4,0698
nov. 2025	10.770	120,9	108,8	46.515,43	4,0698 / 5,1880
dec. 2025	14.490	162,6	146,4	75.174,12	5,1880
ian. 2026	18.670	209,5	188,6	96.859,96	5,1880
feb. 2026	15.070	169,1	152,2	78.183,16	5,1880
mar. 2026	13.310	149,4	134,4	69.052,28	5,1880
apr. 2026	11.340	127,3	114,5	58.865,94	5,1910
mai 2026	2.280	25,6	23,0	11.835,48	5,1910
Total sezon 2025–2026	**98.670**	**1.107,4**	**996,6**	**488.335,63**	**4,949 (medie)**

Prețul CLU a crescut cu 27,5% în timpul sezonului, de la 4,0698 la 5,191 lei/kg. La prețul de la finalul sezonului, același consum costă 512.196 lei pe an. Căldura utilă rezultată, la un randament al cazanelor de 0,90, este de 996,6 MWh pe an.

2.3.4 Emisiile actuale de CO2

Sursa	Energie (MWh/an)	Factor de emisie (t CO2/MWh)	Emisii (t CO2/an)
Energie electrică din rețea	343,3	0,5885 (Ghidul FM)	202,0
CLU ars în centrala termică	1.107,4	0,2668 (IPCC 2006)	295,5
Total	**1.450,7**		**497,5**

2.3.5 Bilanțul energetic actual

În spital intră 1.450,7 MWh de energie pe an, adică 124,76 tep. CLU reprezintă 76% din energia intrată și 48% din costul energiei. 110,8 MWh pe an se pierd la cazane.

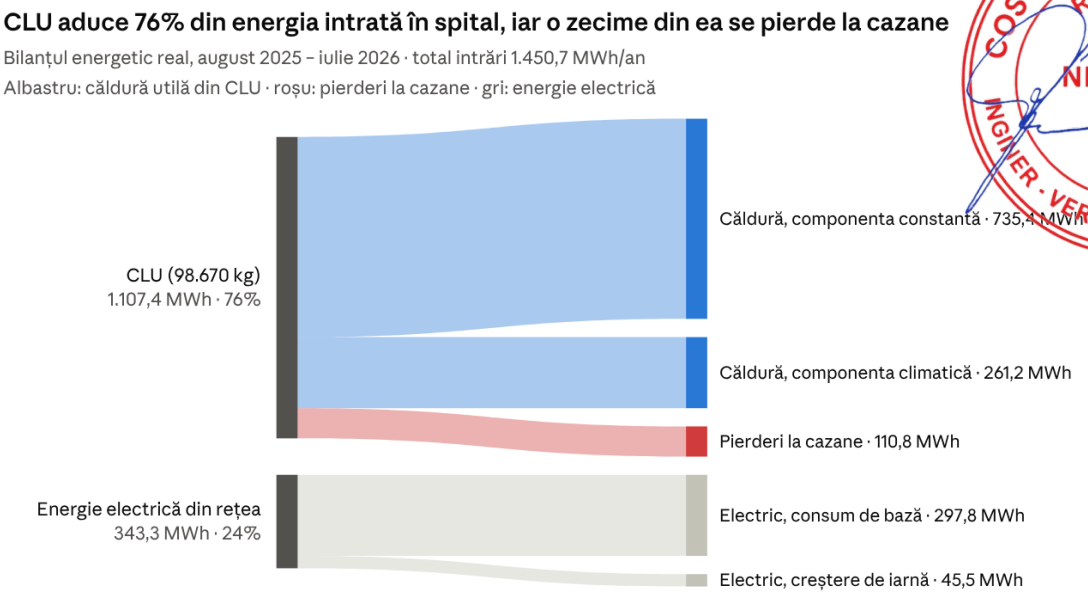
2.3.5.1 Bilanțul energetic real

Intrări	MWh/an	tep/an	Pondere
CLU: 98.670 kg	1.107,4	95,24	76,3%
Energie electrică din rețea	343,3	29,52	23,7%
Total intrări	**1.450,7**	**124,76**	**100%**

Ieșiri	MWh/an	Pondere
Căldură utilă livrată în rețeaua termică, componenta constantă	735,4	50,7%
Căldură utilă livrată în rețeaua termică, componenta climatică	261,2	18,0%
Pierderi la cazane (randament 0,90)	110,8	7,6%
Energie electrică, consum de bază	297,8	20,5%
Energie electrică, creștere de iarnă (octombrie–aprilie)	45,5	3,1%
Total ieșiri	**1.450,7**	**100%**

Pierderile din rețeaua termică exterioară sunt cuprinse în căldura utilă livrată. Fără contoare de energie termică la clădiri, ele nu se pot separa.

2.3.5.2 Diagrama Sankey



COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MDLPA
NR. 12089
Ie, I
INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Calcul din facturile de energie electrică, registrul de CLU și semnătura energetică; randamentul cazanelor 0,90

2.3.5.3 Indicatori de consum și de cost

Indicator	Valoare
Energie totală pe pat	10,75 MWh/pat/an
Energie electrică pe pat	2.543 kWh/pat/an
Căldură utilă pe pat	7,38 MWh/pat/an
Costul total al energiei	1.010.044,75 lei/an (energie electrică 521.709,12 lei și CLU 488.335,63 lei)
Costul energiei pe pat	7.482 lei/pat/an
Ponderea costului CLU	48,3%
Emisii de CO2	497,5 t/an (CLU 295,5 t; energie electrică 202,0 t)
Emisii de CO2 pe pat	3,69 t/pat/an

2.3.5.4 Încadrarea legală

Consumul de 124,76 tep/an este sub pragul de 1.000 tep/an din Legea nr. 121/2014. Spitalul nu are, din acest motiv, obligația de audit periodic și de manager energetic. Auditul electroenergetic al spitalului este elaborat la cererea beneficiarului, pentru cererea de finanțare din Fondul pentru Modernizare.

2.3.6 Deficiențele identificate

Nr.	Deficiența	Efectul	Cum o tratează investiția
1	Încălzirea depinde integral de CLU, 1.107,4 MWh/an	Cost de 512.196 lei/an, cu preț volatil (+27,5% într-un sezon); 295,5 t CO2/an; emisii locale lângă pavilioane	Pompele de căldură preiau 74,9% din căldură; CLU scade cu 73.914 kg/an

Nr.	Deficiența	Efectul	Cum o tratează investiția
2	Cazanele au 5,5 MW instalați față de un vârf real de circa 342 kW (medie zilnică la −15 °C); cazanul Vulcan este din 1995	Funcționare la sarcină mică, cu porniri și opriri dese și randament scăzut	Pompele de căldură preiau baza, iar cazanul Greenox rămâne pentru vârfuri și rezervă
3	Nu există contoare de energie termică	Randamentul real al centralei și pierderile din rețea nu se pot măsura	Contoare MID la ieșirea pompelor de căldură și a cazanului (FT-27)
4	Prețul energiei electrice a crescut cu 19% din ianuarie 2026	Cost de 558.614 lei/an la prețul curent	Centrala PV acoperă 60,2% din consumul de energie electrică, inclusiv al pompelor de căldură
5	Nu există surse proprii de energie regenerabilă	Spitalul nu contribuie la ținta de energie regenerabilă și nu are protecție față de prețul pieței	496,5 MWh/an energie solară și 533,3 MWh/an căldură regenerabilă
6	Factorul de putere scade iarna la 0,987–0,988	Energie reactivă facturată și o problemă care crește după montarea PV	Compensarea puterii reactive prin sistemul de management (3.2.1.9.8)
7	Grupul electrogen de 110 kVA nu poate funcționa în paralel cu o centrală PV	Risc pentru alimentarea de rezervă dacă PV-ul nu se deconectează	Interblocare cu AAR-ul: centrala PV și pompele se deconectează la funcționarea pe grup
8	Legătura dintre post și tabloul general are un întrerupător general de 400 A (circa 277 kVA)	Fără limitare, injecția ar ajunge la 297 kW, peste capacitatea legăturii	Sistemul de management limitează injecția la 250 kW; se pierd 0,8 MWh/an, 0,16% din producție (2.3.2.7)
9	Emisii de circa 498 t CO2/an	Contribuție la schimbările climatice	Reducere cu 293,0 t CO2/an la nivelul spitalului (−58,9%)

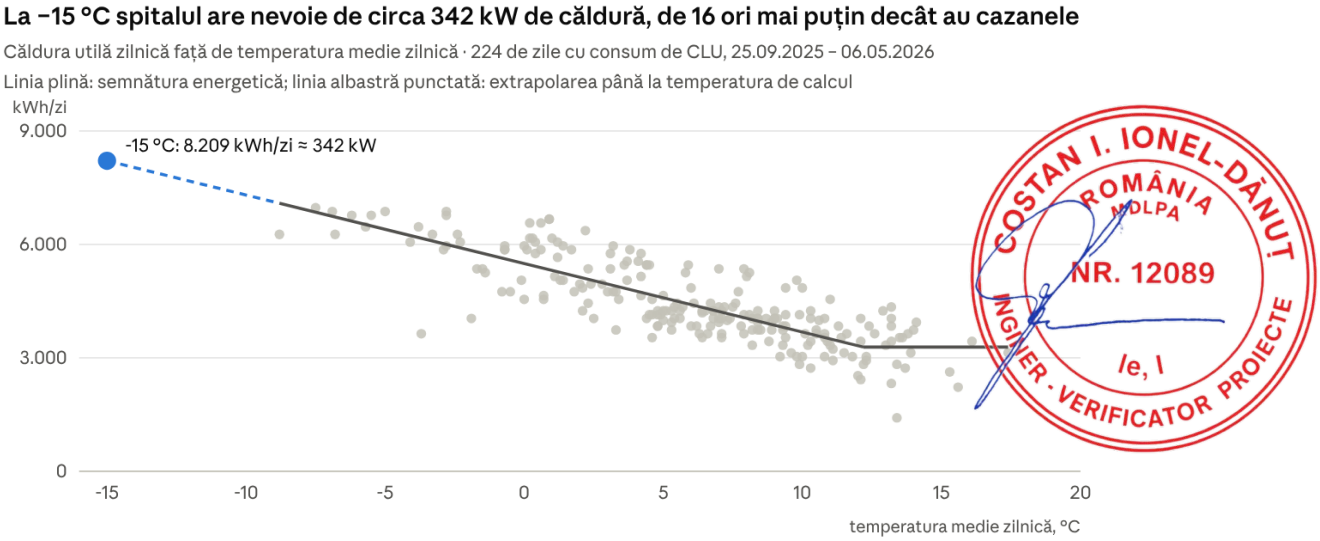
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții

Cererea pe care o deservește investiția este cererea de energie a spitalului: 343,3 MWh/an de energie electrică și 996,6 MWh/an de căldură utilă. Ea este stabilă, pentru că spitalul are 135 de paturi și nu are, în documentele primite, planuri de extindere. Analiza detaliată a cererii și a dimensionării este la punctul 4.5.

2.4.1 Cererea de căldură: semnătura energetică și necesarul anual

La temperatura exterioară de calcul de −15 °C, spitalul are nevoie de circa 342 kW de căldură utilă, ca medie zilnică. Necesarul anual este de 996,6 MWh, din care 74% nu depinde de temperatura exterioară.

2.4.1.1 Semnătura energetică



Registrul zilnic de CLU al spitalului (căldură utilă la randament 0,90) și temperaturi orare ERA5 pentru 44,6646° N, 24,8739° E

Regresia pe cele 224 de zile cu consum dă relația:

$Q_zi = 3.283 + 181{,}1 \times (12{,}2 - \theta m)$ [kWh/zi], pentru $\theta m \leq 12{,}2$ °C, unde θm este temperatura medie zilnică a aerului exterior.

Peste 12,2 °C, necesarul rămâne constant, la 3.283 kWh/zi.

Parametru	Valoare	Ce înseamnă
Număr de zile	224	Toate zilele cu consum din sezonul 2025–2026
Coeficient de determinare R^2	0,677	Temperatura explică 68% din variația zilnică

Parametru	Valoare	Ce înseamnă
Temperatura de echilibru	12,2 °C	Sub ea, necesarul crește cu temperatura
Componenta constantă	3.283 kWh/zi (137 kW)	Pierderi în rețea, ventilare, funcționare continuă, reglaj manual
Componenta climatică	181,1 kWh/zi pe grad (7,5 kW/K)	Pierderile clădirilor prin anvelopă și ventilare

2.4.1.2 Necesarul de putere termică de calcul

Mărime	Valoare
Temperatura exterioară de calcul (zona climatică II, SR 1907-1:2014)	−15 °C
Necesarul zilnic la −15 °C	8.209 kWh/zi, adică 342 kW în medie
Ziua cea mai rece măsurată (03.02.2026, −8,8 °C)	6.262 kWh/zi, adică 261 kW
Ziua cu cel mai mare consum (18.01.2026)	6.969 kWh/zi, adică 290 kW
Vârful orar modelat (13.01.2026, ora 7, −11,3 °C)	320 kW
Puterea instalată în cazane	5.488 kW, de 16 ori necesarul

Pentru dimensionarea pompelor de căldură se folosește necesarul de 342 kW la −15 °C. Metoda semnăturii energetice, aplicată pe consumul măsurat, dă necesarul de putere termică și necesarul anual de energie termică utilă cerute de ghid pentru dimensionarea pompelor de căldură. În proiectul tehnic, calculul se detaliază pe clădiri, conform SR EN 12831-1, pe baza releveelor.

2.4.1.3 Necesarul anual de energie termică utilă

Componentă	MWh/an	Pondere
Constantă: 3.283 kWh/zi × 224 de zile	735,4	74%
Climatică: 181,1 kWh pe grad-zi	261,2	26%
Total (996,6 MWh, adică 7,38 MWh/pat)	**996,6**	**100%**

Necesarul nu a fost normalizat la un an climatic standard. Sezonul 2025–2026 a avut 2.744 de grade-zile la baza de 18 °C și o temperatură orară minimă de −13,0 °C.

2.4.1.4 Ce înseamnă pentru pompele de căldură

- **Componenta constantă mare este favorabilă.** Pompele de căldură lucrează multe ore la sarcină apropiată de nominal, ceea ce le crește acoperirea.

- **Funcționarea va fi bivalent-paralelă.** Pompele de 120 kW acoperă singure necesarul peste circa +9 °C. Sub această temperatură lucrează la putere maximă, iar cazanul pe CLU acoperă diferența.
- **O parte din componenta constantă se poate reduce** prin reglaj după temperatura exterioară și automatizare (măsura M5, capitolul 13 din auditul electroenergetic).

2.4.2 Prognoza cererii pe perioada de referință

Prognoza pe perioada de operare (2028–2047) pornește de la o cerere constantă de energie. Cu proiectul, consumul de energie electrică crește cu 213,3 MWh/an (pompele de căldură), iar energia luată din rețea scade, pentru că o acoperă producția fotovoltaică:

An	Consum de energie electrică, cu pompele de căldură (MWh)	Luat din rețea, S1 (MWh)	Luat din rețea, S2 (MWh)	Fără proiect, din rețea (MWh)	CLU, cu proiect (kg)	CO2 evitat, S1 (t)
2028	556,6	221,5	216,8	343,3	24.756	377,9
2030	556,6	230,3	225,9	343,3	24.756	375,4
2032	556,6	239,0	234,8	343,3	24.756	373,0
2035	556,6	251,8	247,9	343,3	24.756	369,4
2038	556,6	264,2	260,7	343,3	24.756	365,8

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

An	Consum de energie electrică, cu pompele de căldură (MWh)	Luat din rețea, S1 (MWh)	Luat din rețea, S2 (MWh)	Fără proiect, din rețea (MWh)	CLU, cu proiect (kg)	CO2 evitat, S1 (t)
2040	556,6	272,4	269,0	343,3	24.756	363,4
2042	556,6	280,4	277,2	343,3	24.756	361,1
2043	556,6	245,8	241,4	343,3	24.756	357,4
2045	556,6	254,0	249,8	343,3	24.756	355,1
2047	556,6	262,0	258,1	343,3	24.756	352,9

Energia luată din rețea crește ușor în timp, odată cu degradarea modulelor (0,5%/an) și cu îmbătrânirea bateriei, și scade din nou după înlocuirea bateriei din 2042. Prognoza este prudentă: orice creștere a consumului de zi al spitalului (aparatură medicală nouă, climatizare) mărește partea din producție consumată pe loc.

2.4.3 Necesitatea investiției

Necesitatea investiției rezultă din trei elemente:

1. **Cererea este sigură și continuă:** spitalul funcționează 24 de ore din 24, tot anul, deci energia produsă se consumă.
2. **Costul energiei este mare și crește:** 1.070.810 lei/an la prețurile din 2026, cu creșteri de 19% la energia electrică și de 27,5% la CLU într-un singur an.
3. **Soluția existentă nu are alternativă fără investiție:** cazanele pe CLU și cumpărarea integrală din rețea nu pot reduce nici costul, nici emisiile.

COSTIN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER VERIFICATOR PROIECTE le, l

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general este reducerea costurilor cu energia și a emisiilor de gaze cu efect de seră ale spitalului, prin producerea de energie electrică din surse regenerabile pentru autoconsum și prin înlocuirea încălzirii pe CLU cu pompe de căldură.

Obiectivele specifice:

1. Instalarea unei capacități noi de producere a energiei electrice din surse solare de 0,39932 MW, destinată în proporție de 100% autoconsumului (AC.3).
2. Instalarea unei capacități de stocare de 1.075 kWh și cel puțin 400 kW, încărcată numai din producția proprie.
3. Instalarea a 120 kW de pompe de căldură, care înlocuiesc 74,9% din căldura produsă pe CLU.
4. Reducerea energiei cumpărate de spital cu 65,6% și a costului anual cu energia cu circa 587.000 lei.
5. Plafonarea automată a puterii livrate în rețea la 250 kW, sub limita de 400 kW din ghid, prin sistemul de management al energiei.

Indicator (scenariul recomandat S1)	Valoare țintă	Unitate
I.1 Capacitate nou instalată de producere a energiei solare	0,39932	MW
I.2 Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	292,20	t CO2/an
I.3 Producția medie de energie electrică din surse solare	496,518	MWh/an
I.4 Producția totală pe perioada de referință de 20 de ani	9.930,36	MWh
I.5 Factorul de capacitate al centralei	14,19	%
I.6 Capacitate nou instalată de stocare	1,075	MWh
I.7 Capacitate nou instalată pentru pompe de căldură	120	kW
AC.1 Consum anual de referință (C_an), ultimele 12 facturi	343.287	kWh/an

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLDPA NR. 12089 Ie, I INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Indicator (scenariul recomandat S1)	Valoare țintă	Unitate
Consumul suplimentar al pompelor de căldură, justificat prin auditul electroenergetic	213.309	kWh/an
Consumul de referință pentru R_ac, cu pompele de căldură	556.596	kWh/an
AC.2 Producția anuală estimată (P_an)	496.518	kWh/an
AC.3 Raport de dimensionare pentru autoconsum (R_ac = P_an / C_an)	0,892 față de consumul de referință cu pompele de căldură (≤ 1,10); 1,446 față de facturi, excepție admisă de ghid pentru consumul viitor al pompelor de căldură	–
AC.4 Raportul putere stocare / putere PV (R_P)	1,002 (400 / 399,32; ≥ 1,00)	–
AC.5 Capacitatea de stocare (E_stoc)	1.075 (între 798,6 și 1.597,3)	kWh
Reducerea energiei cumpărate de spital	−65,6% (de la 1.450,7 la 499,3 MWh/an)	%
Reducerea consumului de CLU	−73.914 (−74,9%)	kg/an
Reducerea emisiilor la nivelul spitalului	−293,0 (−58,9%)	t CO2/an

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 Ie, I INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

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

Studiul analizează două scenarii. Ele au aceeași centrală fotovoltaică, aceleași pompe de căldură și aceleași instalații de legătură și diferă numai prin capacitatea de stocare. Scenariul S1 este cel recomandat.

Element	Scenariul S1 (recomandat)	Scenariul S2
Centrala fotovoltaică pe sol	428 de module × 745 Wp = 318,86 kWp, spre sud, la 30°, în 6 rânduri (planul P01)	identică
Carportul fotovoltaic	108 module × 745 Wp = 80,46 kWp, 20 de locuri, la 10° (planul P01)	identic
Puterea instalată în module / în invertoare	399,32 kWp / 4 × 100 kW = 400 kW	identice
Stocarea	5 unități LFP × 215 kWh = 1.075 kWh (2,69 h), P_stoc ≥ 400 kW	7 unități LFP × 215 kWh = 1.505 kWh (3,77 h), P_stoc ≥ 400 kW
Pompele de căldură	2 × 60 kW aer-apă, la centrala termică C9	identice
Sistemul de management, măsurarea, protecțiile	EMS cu plafonarea injecției la 250 kW	identice
Valoarea totală, cu TVA	3.467.847 lei	3.856.162 lei

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE le, l

Pentru că scenariile au același amplasament și aceleași componente, cu excepția bateriei, punctele 3.1–3.5 se prezintă o singură dată, cu diferențele marcate S1 și S2 acolo unde există. Anexa nr. 4 la HG nr. 907/2016 permite această adaptare a conținutului-cadru, potrivit notei *1).

3.1. Particularități ale amplasamentului

Amplasamentul este același în ambele scenarii și este cel din planul de amplasament P01 (planșa B.2): câmpul fotovoltaic din partea de vest a incintei, carportul de la nord, lângă garajele metalice, platforma bateriei de lângă acces și centrala termică C9.

3.1.1 a) Descrierea amplasamentului

Element	Date
Localizarea	Intravilanul orașului Costești, Str. Industriei nr. 19, județul Argeș
Suprafața terenului	29.628 mp (CF 80844 Costești), cu 33 de construcții și 5.030 mp construiți la sol
Câmpul fotovoltaic de pe sol	6 rânduri de mese, între limita vestică a proprietății, aleea de la nord și stația de epurare, la nord de biserica de lemn și de clopotniță; ocupă circa 68,5 × 44,7 m (2.376 mp în înfășurătoare)
Rândurile	70 / 80 / 80 / 76 / 66 / 56 de module, cu 4,0 m între rânduri; ultimul rând este la 8,1 m de biserică, iar fântâna arteziană rămâne între două mese
Carportul	20 de locuri de 2,5 × 5,0 m, cu cale de acces de 6,0 m, la nord, lângă garajele metalice, paralel cu gardul; acoperișul cu 108 module are circa 53 × 6,1 m
Platforma bateriei	12,0 × 3,0 m, la nord, lângă acces: 8,2 m față de câmpul fotovoltaic și 17,0 m față de clădirea vecină
Pompele de căldură	Pe o fundație nouă lângă centrala termică C9
Racordul electric	Tabloul general din construcția C6, pe partea de rețea a AAR, conform releveului din 10.11.2026 (2.3.2.6 și 2.3.2.7)
Regimul juridic	Domeniul public al Județului Argeș (B1); drept de administrare al Consiliului Județean Argeș (B2) și al spitalului (B3, încheierea nr. 39100 din 11.11.2026)
Servituți și sarcini	Extrasul CF din 11.11.2026 nu arată sarcini
Drept de preempțiune	Nu este cazul: terenul este bun din domeniul public
Zona de utilitate publică	Incinta este afectată serviciului public de sănătate
Informații din documentațiile de urbanism	Terenul este în intravilan, în incinta spitalului. Montarea centralei pe sol nu necesită certificat de urbanism și autorizație de construire (Legea nr. 169/2026, art. 299 alin. (2) lit. a) pct. 13; capitolul 6.1); regimul platformei bateriei și al împrejmuirii se stabilește la faza de proiect tehnic

Spitalul are drept de administrare intabulat asupra întregului teren și asupra celor 33 de construcții, deci deține dreptul real asupra imobilului cerut de ghid (capitolul 6.2).

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

- **Accesul în incintă** se face din Str. Industriei, prin poarta spitalului (C18, cabina portă).
- **Accesul la câmpul fotovoltaic, la carport și la platforma bateriei** se face din aleea interioară de la nord. Pe aceeași alee ajung utilajele de montaj și echipajele de intervenție la baterie.
- **La vest**, câmpul se învecinează cu limita proprietății; **la est**, cu stația de epurare și cu taluzul spre pavilioane; **la sud**, cu biserica de lemn și clopotnița.
- Planul P01 nu arată rețele subterane sub mese; căminul de vizitare colmatat, canalul de evacuare din beton și elementele decorative rămân în afara lucrărilor.
- Nu sunt necesare drumuri noi în afara incintei.

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

Element	Orientarea	Justificarea
Mesele de module pe sol	Spre sud (azimut 180°), înclinare 30°, rânduri pe direcția est-vest	Pe geometria din P01, 30° dă cea mai mare producție după umbrirea dintre rânduri: 1.255,83 kWh/kWp/an (1.295,36 în PVGIS, minus 3,05% umbrire), față de 1.243,82 la 20° și 1.253,74 la 33°
Distanța dintre rânduri	Pas de 8,2 m, cu 4,0 m liberi între rânduri (planul P01), pentru mese cu 2 module în poziție verticală	Pe 21 decembrie la amiază, umbra acoperă 0,9 m din marginea de jos a rândului următor; pierderea anuală din umbrire, calculată oră cu oră, este de 3,05%
Carportul	Spre sud, cu 11° spre est (paralel cu gardul de nord), la 10°	Înclinare compatibilă cu o parcare acoperită; 1.194,19 kWh/kWp/an
Față de clădiri	Biserica și clopotnița sunt la sud de câmp, dar la peste 8 m și mai joase decât unghiul soarelui de iarnă la acea distanță; pavilioanele sunt la est	Verificat pe planul de amplasament P01

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

3.1.4 d) Surse de poluare existente în zonă

Sursa	Efectul asupra investiției
Arderea CLU în centrala termică C9 (coșul C11)	Particule și depuneri pe module, reduse după proiect, când arderea scade cu 74,9%
Traficul din incintă și din Str. Industriei	Praf; se elimină prin curățarea periodică a modulelor, inclusă în costurile de exploatare
Stația de epurare de la est de câmp	Nu poluează modulele; accesul la ea rămâne liber

Nu sunt cunoscute surse industriale de poluare în vecinătatea spitalului.

3.1.5 e) Date climatice și particularități de relief

Element	Valoare	Sursa
Zona climatică de iarnă	II, temperatura exterioară de calcul −15 °C	SR 1907-1:2014
Temperaturi măsurate, august 2025 – iulie 2026	Minima orară −13,0 °C; maxima orară 36,3 °C; media 11,9 °C	ERA5 (Copernicus)
Producția specifică, sud, 30°	1.295,36 kWh/kWp/an în PVGIS; 1.255,83 după umbrirea dintre rânduri	PVGIS 5.3, baza SARAH3, pierderi de sistem 14%; umbrirea pe geometria din P01
Producția specifică, carport, 10°, azimut −11°	1.194,19 kWh/kWp/an	PVGIS 5.3, baza SARAH3
Încărcările din zăpadă și vânt	Din hărțile de zonare CR 1-1-3/2012 și CR 1-1-4/2012 pentru Costești	Proiectul de structură
Relieful	Practic plan în câmp, cote între circa 225,9 și 226,5 m; la nord și la est, taluzuri spre platforma pavilioanelor (cote de circa 228–229 m)	Planul de amplasament P01, cote Marea Neagră 1975

3.1.6 f) Existența unor rețele edilitare, monumente, zone protejate sau terenuri ale sistemului de apărare

Element	Situația
Rețele edilitare care ar necesita relocare sau protejare	Planul de amplasament P01 nu arată rețele subterane sub mese. Căminele de vizitare și canalul de evacuare din apropiere rămân accesibile, iar cablurile noi le ocolesc. Nu se prevăd relocări (capitolul 1.4 din devizul general are valoarea zero)
Monumente istorice, situri arheologice, zone protejate	Lucrările se fac pe teren liber și în centrala termică, fără intervenții asupra clădirilor existente. Biserica de lemn din incintă (C29) și clopotnița (C30) nu figurează în Lista monumentelor istorice la adresa Str. Industriei nr. 19; monumentele de lemn ale orașului sunt bisericile din cartierele Telești (AG-II-m-A-13609) și Zorile (AG-II-m-A-13611)
Terenuri ale instituțiilor din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională	Nu este cazul: terenul aparține Județului Argeș și este afectat serviciului de sănătate

3.1.7 g) Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

Studiul geotehnic se elaborează în cadrul aceluiași contract, ca studiu de specialitate separat. Forajele se execută în zona centralei fotovoltaice, la platforma bateriei și la locul carportului. Ghidul solicitantului FM acceptă studiul de fezabilitate fără studii de specialitate, dacă acestea nu sunt disponibile la data elaborării lui. Datele cerute de HG nr. 907/2016 se preiau din studiul geotehnic astfel:

Cerința din HG nr. 907/2016	Sursa datelor	Ce se urmărește pentru această investiție
(i) Date privind zonarea seismică	Normativul P100-1/2013, pentru orașul Costești	Accelerația de proiectare și perioada de control, pentru calculul meselor, carportului și ancorarea unităților de stocare

Cerința din HG nr. 907/2016	Sursa datelor	Ce se urmărește pentru această investiție
(ii) Natura terenului de fundare, presiunea convențională, nivelul maxim al apelor freatice	Forajele și încercările de laborator	Lungimea pilonilor bătuți sau a șuruburilor de fundare și fundațiile carportului
(iii) Date geologice generale	Documentarea geologică a zonei	Încadrarea stratificației
(iv) Date geotehnice	Planul forajelor, fișele de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic	Recomandările de fundare și agresivitatea apei față de oțelul zincat
(v) Încadrarea în zone de risc	Hărțile de hazard la cutremur, alunecări de teren și inundații	Măsurile de protecție, dacă este cazul
(vi) Caracteristici hidrologice	Studii existente și documentare	Nivelul apei și drenarea platformelor

Terenul este plan și înierbat și nu prezintă semne de instabilitate. Soluția de fundare prevăzută, pilonii metalici bătuți sau înșurubați, se adaptează la datele studiului geotehnic prin lungimea și secțiunea pilonilor, fără să modifice soluția tehnică sau costul estimat în mod semnificativ.

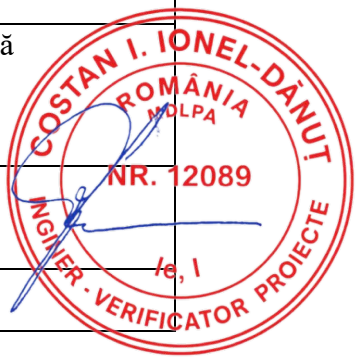
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic

Descrierea urmează cele trei elemente cerute de HG nr. 907/2016: caracteristicile tehnice și parametrii specifici, varianta constructivă aleasă și echiparea specifică funcțiunii. Ea se bazează pe memoriul tehnic de specialitate (instalații electrice), integrat mai jos.

3.2.1 Caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții

Parametru	S1 (recomandat)	S2
Puterea instalată în module (P_PV)	399,32 kWp (536 × 745 Wp: 428 pe sol, 108 pe carport)	399,32 kWp
Puterea invertoarelor și I.1	4 × 100 kW = 400 kW; I.1 = 0,39932 MW	identice
Producția anuală (AC.2, I.3)	496.518 kWh	496.518 kWh
Capacitatea de stocare (E_stoc, I.6)	1.075 kWh; utilă 967,5 kWh	1.505 kWh; utilă 1.354,5 kWh

Parametru	S1 (recomandat)	S2
Puterea de stocare (P_stoc)	≥ 400 kW	≥ 400 kW
Pompele de căldură (I.7)	2 × 60 kW la A-7/W55; SCOP ≥ 3,5	identice
Căldura livrată de pompe	746,6 MWh/an (74,9% din căldura utilă)	identică
Puterea maximă livrată în rețea	250 kW, plafonată de EMS (limita din ghid: 400 kW; fără limitare, maximul simulat ar fi 297 kW)	identică
Raportul de dimensionare R_ac	0,892	0,892
Tensiunea de racordare	0,4 kV	0,4 kV



3.2.1.1 Obiectul și scopul proiectului

Proiectul produce energie electrică din surse solare pentru consumul propriu al spitalului și înlocuiește circa trei sferturi din căldura produsă acum din combustibil lichid ușor (CLU). Producția este de 496.518 kWh/an, iar 100% din ea este destinată autoconsumului, în sensul indicatorului AC.3 din ghid.

3.2.1.1.1 Obiectele proiectului

Obiect	Conținut	Amplasare
Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol	428 de module × 745 Wp (318,86 kWp), în 6 rânduri de mese fixe spre sud la 30°, cu invertoarele INV1–INV3	Câmpul din planul de amplasament P01, de circa 68,5 × 44,7 m, în jurul bisericii de lemn, al clopotniței și al fântânii arteziene
Ob. 2 – Carport fotovoltaic	Structură metalică pentru 20 de autoturisme, cu 108 module × 745 Wp (80,46 kWp) la 10°, și invertorul INV4	În nordul incintei, lângă garajele metalice, paralel cu gardul (planul P01)
Ob. 3 – Sistemul de stocare	Baterii LFP în unități de 215 kWh: 5 unități (S1) sau 7 unități (S2), cu convertoare de cel puțin 400 kW în total	Platformă betonată de 12,0 × 3,0 m, în nordul incintei, lângă acces (planul P01)

Obiect	Conținut	Amplasare
Ob. 4 – Pompele de căldură	2 pompe aer-apă × 60 kW, vas tampon de 3.000 l, schimbător cu plăci, automatizare în cascadă	La centrala termică C9
Ob. 5 – Instalații electrice de legătură	Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV), cabluri, protecția de interfață, sistemul de management al energiei, contorizarea, monitorizarea, priza de pământ și instalația de paratrăsnet	Între zona fotovoltaică, tabloul general al spitalului și punctul de măsurare

3.2.1.1.2 Cerințele beneficiarului

Caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026 cere, la pct. 2.6 și 2.7:

- putere eligibilă țintă de 400 kW, cu puterile panourilor (DC) și ale invertoarelor (AC) indicate separat;
- stocare de cel puțin 400 kW, cu capacitate nominală de 800–1.600 kWh și precizarea capacității utile;
- excluderea tehnologiilor cu plumb, NiCd și NiMH;
- încărcarea stocării din producția solară proprie, cu măsurare și strategie de operare;
- management dinamic al puterii, cu injecția limitată la valoarea autorizată, de cel mult 400 kW pe loc;
- protecții și monitorizare;
- analiza explicită a compatibilității cu grupul electrogen și cu UPS-urile;
- pompe de căldură pentru încălzire și/sau apă caldă, dimensionate prin calcul termic, istoric de consum și schema instalației.

Toate cerințele sunt tratate în capitolele 3.2.1.3–3.2.1.9, iar verificarea lor punct cu punct este în capitolul 5.5.2.

3.2.1.1.3 Ce urmărește proiectul

1. **Reducerea costurilor cu energia:** circa 551.000 lei pe an, la prețurile din perioada august 2025 – iulie 2026.
2. **Reducerea emisiilor:** 293,0 t CO2 pe an la nivelul spitalului; indicatorul I.2 din ghid este de 292,2 t CO2 pe an.
3. **Siguranța în alimentare:** mai puțină dependență de combustibilul lichid și de prețul energiei din rețea.
4. **Conformitatea cu ghidul de finanțare:** indicatorii AC.1–AC.5 și condițiile pentru pompele de căldură sunt îndeplinite în ambele scenarii.

3.2.1.1.4 Documentele pe care se sprijină memoriul

- Auditul electroenergetic al spitalului (noiembrie 2026): consumul de referință, necesarul de căldură, dimensionarea pompelor de căldură și simularea orară a sistemului.

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

- Extrasul CF 80844, actualizat la 11.11.2026, planul de situație și nivelment și planul de amplasament P01, la scara 1:500, care fixează câmpul de pe sol, carportul și platforma bateriei.
- Facturile de energie electrică pe ultimele 12 luni, registrul de CLU, rapoartele ISCIR și fișele grupurilor electrogene.
- Simulările PVGIS 5.3 (baza SARAH3) pentru amplasament.

3.2.1.2 Concepția soluției și scenariile S1 și S2

Soluția este o centrală fotovoltaică cu stocare cuplată în curent alternativ. Invertoarele și convertoarele bateriei se leagă la un tablou comun (TDPV), care alimentează tabloul general al spitalului printr-o singură plecare. Un sistem de management al energiei comandă încărcarea, descărcarea și limitarea injecției, pe baza măsurării la punctul de delimitare.

3.2.1.2.1 Regimurile de funcționare

Regim	Situația	Ce face sistemul
R1	Producția PV ≤ consumul spitalului	Toată producția este consumată direct; diferența vine din rețea sau din baterie
R2	Producția PV > consumul	Surplusul încarcă bateria, până la puterea și capacitatea ei
R3	Surplus și baterie plină	Surplusul rămas se livrează în rețea, plafonat automat la 250 kW, sub capacitatea tabloului general existent (sau la valoarea mai mică din ATR)
R4	Seară și noapte	Bateria se descarcă spre consumul spitalului, fără injecție în rețea
R5	Lipsă tensiune în rețea; spitalul trece pe grupul electrogen	Invertoarele și convertoarele bateriei se deconectează (anti-insularizare); pompele de căldură se opresc; cazanul preia încălzirea
R6	Surplus PV în sezonul de încălzire	Sistemul de management trimite semnal pompelor de căldură să încarce vasul tampon

3.2.1.2.2 Alegerea arhitecturii

Criteriu	Cuplare în curent alternativ (aleasă)	Cuplare în curent continuu
Independența echipamentelor	Invertoarele PV și convertoarele bateriei sunt separate; o defecțiune nu le oprește pe toate	Invertoarele hibride leagă PV-ul de baterie

Criteriu	Cuplare în curent alternativ (aleasă)	Cuplare în curent continuu
Amplasarea	Bateria poate sta departe de câmpul PV și de carport	Bateria trebuie să fie lângă invertoarele hibride
Încărcarea numai din PV	Prin logica sistemului de management și contorizare dedicată	Implicit, prin construcție
Disponibilitatea echipamentelor de 100 kW	Largă	Mai restrânsă la puteri mari
Extinderea ulterioară	Simplă, pe tabloul TDPV	Legată de invertoarele hibride

Condiția din ghid ca energia stocată să provină 100% din producția proprie se asigură astfel: convertoarele bateriei au încărcarea din rețea dezactivată prin configurare, sistemul de management permite încărcarea doar când producția PV depășește consumul instantaneu, iar contoarele dedicate înregistrează energia intrată în baterie și producția PV.

3.2.1.2.3 Scenariile

Element	S1 (recomandat)	S2
Câmp PV pe sol	428 × 745 Wp = 318,86 kWp, sud, 30°	identic
Carport PV	108 × 745 Wp = 80,46 kWp, 10°, azimut −11°	identic
Invertoare	4 × 100 kW AC	identic
Stocare	5 unități × 215 kWh = 1.075 kWh	7 unități × 215 kWh = 1.505 kWh
Durata de stocare la P_PV	2,69 h	3,77 h
Puterea convertoarelor bateriei	≥ 400 kW (≥ 80 kW pe unitate)	≥ 400 kW (≥ 58 kW pe unitate)
Pompe de căldură	2 × 60 kW aer-apă, la centrala C9	identic
Sistem de management, măsurare, protecții	Identic	identic

Cele două scenarii au aceeași producție, același R_ac și aceeași putere injectată maximă. Ele se compară după energia mutată prin baterie, gradul de utilizare a bateriei, energia luată din rețea, spațiul ocupat și costul (capitolul 5.1). O variantă fără stocare nu este eligibilă, pentru că ghidul cere o capacitate de stocare de 2–4 ore la puterea instalată; ea apare doar ca reper în analiză.

3.2.1.3 Câmpul fotovoltaic: dimensionare și amplasare

Câmpul fotovoltaic are 536 de module de 745 Wp, în 30 de stringuri: 428 de module pe sol și 108 pe carport, așezate ca în planul de amplasament P01. Puterea instalată este de 399,32 kWp, sub limita de 400 kWp stabilită de beneficiar.

3.2.1.3.1 Dimensionarea puterii

Pas	Valoare
Consumul de referință, cu pompele de căldură	556.596 kWh/an
Producția maximă admisă (R_ac ≤ 1,10)	612.256 kWh/an
Limita impusă de beneficiar	400 kWp
Modulul ales	745 Wp (capitolul 3.2.1.3.2)
Numărul maxim de module de 745 Wp admis de R_ac (sol, 30°, cu umbrire)	654
Numărul de module din planul P01	536 (399,32 kWp)
Repartizarea	428 pe sol (318,86 kWp) și 108 pe carport (80,46 kWp)
Producția anuală, cu umbrirea dintre rânduri	496.518 kWh/an
R_ac	0,892 ≤ 1,10

3.2.1.3.2 Modulul fotovoltaic

Memoriul folosește valorile tipice ale unui modul monocristalin de 745 Wp, cu aceeași suprafață ca modulele de 650 Wp, de circa 2,38 × 1,30 m. Modulul ofertat trebuie să respecte fișa din punctul 3.2.3, iar verificarea stringurilor se reface în proiectul tehnic cu datele lui.

Parametru (STC)	Valoare de calcul
Puterea nominală Pmax	745 Wp
Tensiunea în gol Voc	52,0 V
Curentul de scurtcircuit Isc	18,60 A
Tensiunea la putere maximă Vmp	43,6 V
Curentul la putere maximă Imp	17,10 A
Coeficientul de temperatură al Voc	−0,25%/K
Coeficientul de temperatură al Vmp	−0,30%/K

Parametru (STC)	Valoare de calcul
Dimensiuni uzuale	circa 2,38 × 1,30 m

3.2.1.3.3 Configurația stringurilor

Verificare	String de 18 module	String de 16 module	Limita invertorului
Voc la −20 °C	1.041 V	926 V	≤ 1.100 V
Vmp la 70 °C în celulă	679 V	603 V	≥ 200 V (începutul domeniului MPPT)
Vmp la −20 °C	891 V	792 V	≤ 1.000 V (sfârșitul domeniului MPPT)
Vmp la STC	785 V	698 V	–
Puterea stringului	13,41 kWp	11,92 kWp	–

Numărul maxim de module în serie este 19. Stringurile de 18 module păstrează o rezervă de 5,3% față de tensiunea maximă a invertorului. Pe fiecare intrare MPPT se leagă cel mult 2 stringuri în paralel: curentul de scurtcircuit pe MPPT este 37,2 A, iar siguranțele de string nu sunt necesare (IEC 62548 le cere de la 3 stringuri în paralel).

3.2.1.3.4 Repartizarea pe invertoare

Invertor	Stringuri	Module	Putere DC	Raport DC/AC	Producție (kWh/an)
INV1 (sol)	8 × 18	144	107,28 kWp	1,073	134.725
INV2 (sol)	8 × 18	144	107,28 kWp	1,073	134.725
INV3 (sol)	6 × 18 + 2 × 16	140	104,30 kWp	1,043	130.983
INV4 (carport)	6 × 18	108	80,46 kWp	0,805	96.085
Total	30 de stringuri	536	399,32 kWp	0,998	496.518

INV1–INV3 preiau câmpul de pe sol, iar INV4 numai carportul, care are altă înclinare și altă orientare. Raportul DC/AC aproape unitar este ales deliberat: puterea AC de 400 kW face ca indicatorul I.1 să fie egal cu puterea în panouri, 0,39932 MW.

3.2.1.3.5 Amplasarea pe sol

Element	Soluție
Planul de amplasare	Planul de amplasament P01, la scara 1:500 (Stereo 70)

Element	Soluție
Mesele	Fixe, orientate spre sud (azimut 0°), înclinare 30°, câte 2 module în portret pe adâncime
Adâncimea mesei	4,79 m pe pantă; 4,15 m în proiecție orizontală; marginea superioară la 2,39 m peste cea inferioară
Pasul între rânduri	8,2 m, cu 4,05 m liberi între mese (planul P01: 4,0 m)
Numărul de rânduri	6 rânduri, cu 70, 80, 80, 76, 66 și 56 de module (428 în total)
Lungimea rândurilor	Circa 38–56 m; rândurile ocolesc fântâna arteziană
Garda la sol a marginii inferioare	0,6–0,8 m (zăpadă, vegetație, întreținere)
Distanțe	Ultimul rând la 8,1 m de biserica de lemn; platforma bateriei la 8,2 m de câmp
Fundații	Stâlpi bătuți sau șuruburi de fundare, după studiul geotehnic; fără betonare în câmp
Împrejmuire	Gard de 1,8 m în jurul câmpului, circa 205 m, cu poartă de acces pentru vehicule și poartă pietonală

Înclinarea s-a ales prin simulare. Pentru fiecare înclinare, producția PVGIS s-a corectat cu umbrirea pe care un rând o face asupra celui din spate, la pasul de 8,2 m din planul P01. Umbrirea s-a calculat oră cu oră, pe seria PVGIS 2019–2023, cu poziția soarelui și cu pierderea pe benzi de jumătate de modul; pentru radiația difuză s-a folosit unghiul de mascare de la mijlocul mesei. Primul rând dinspre sud nu este umbrit de alt rând.

Înclinare	PVGIS, fără umbrire (kWh/kWp)	Pierdere din umbrire, anual	Pierdere noiembrie–februarie	Producție efectivă (kWh/kWp)	Spațiu liber între mese
15°	1.231,80	0,40%	1,9%	1.226,89	3,58 m
20°	1.260,33	1,31%	6,5%	1.243,82	3,70 m
25°	1.281,50	2,15%	10,2%	1.253,91	3,86 m
30°	1.295,36	3,05%	13,5%	1.255,83	4,05 m
33°	1.300,15	3,57%	15,1%	1.253,74	4,18 m

Înclinare	PVGIS, fără umbrire (kWh/kWp)	Pierdere din umbrire, anual	Pierdere noiembrie–februarie	Producție efectivă (kWh/kWp)	Spațiu liber între mese
35°	1.301,89	3,98%	16,3%	1.250,01	4,28 m

Optimul este 30°: 1.255,83 kWh/kWp, cu o pierdere din umbrire de 3,05% pe an. Sub 30°, umbrirea mai mică nu compensează scăderea radiației pe module; peste 30°, umbrirea crește mai repede decât radiația. Spațiul liber de 4,05 m dintre mese corespunde distanței de 4,0 m din planul P01.

3.2.1.3.6 Carportul

Element	Soluție
Amplasare	În nordul incintei, lângă garajele metalice, paralel cu gardul (planul P01)
Capacitate	20 de locuri de parcare de 2,5 × 5,0 m, cu cale de acces de 6,0 m
Dimensiuni	Circa 53 × 6,1 m
Module	108, în 4 rânduri a câte 27 (80,46 kWp)
Înclinare și orientare	10°, azimut −11°, paralel cu gardul
Structură	Oțel zincat la cald, stâlpi pe fundații izolate, înălțime liberă de cel puțin 2,5 m
Invertor	INV4, montat pe structura carportului
Ape pluviale	Jgheaburi și burlane la marginea inferioară
Protecție	Parapeți de protecție la baza stâlpilor, împotriva lovirii de către vehicule

3.2.1.3.7 Producția și pierderile

Câmp	Putere	Producție specifică	Producție anuală
Sol, sud, 30°, cu umbrirea dintre rânduri	318,86 kWp	1.255,83 kWh/kWp	400.434 kWh
Carport, 10°, azimut −11°	80,46 kWp	1.194,19 kWh/kWp	96.085 kWh
Total	399,32 kWp	1.243,41 kWh/kWp	496.518 kWh

Simularea PVGIS include pierderi de sistem de 14% (cabluri, invertoare, murdărie, nepotriviri, indisponibilitate), la care se adaugă efectele temperaturii, ale iradianței scăzute și ale unghiului de incidență. Pentru câmpul de pe sol, pierderea totală față de condițiile standard este de 21,73% în simularea PVGIS, la care se adaugă umbrirea dintre rânduri, de 3,05%. Raportul de simulare este redat la punctul 3.2.1.12, cum cere indicatorul AC.2.

3.2.1.4 Invertoarele, tablourile și rețelele de cabluri

Patru invertoare trifazate de 100 kW debitează într-un tablou comun cu bateria (TDPV). TDPV se leagă la tabloul general al spitalului prin două cabluri de cupru în paralel, de 3×240+120 mm². Căderea de tensiune de la invertor la tabloul general rămâne sub 3% dacă legătura TDPV – tablou general are cel mult circa 180 m; la o distanță mai mare se pun trei cabluri în paralel (punctul 3.2.1.11).

3.2.1.4.1 Invertoarele

Caracteristică	Soluție
Număr și putere	4 × 100 kW AC, trifazate, 3 × 400 V, 50 Hz
Tip	Invertoare de string, fără transformator, cu monitorizarea curentului rezidual (RCMU) integrată
Intrări	Cel puțin 4 intrări MPPT, fiecare pentru 2 stringuri
Domeniul de tensiune	Tensiune DC maximă ≥ 1.100 V; domeniu MPPT cel puțin 200–1.000 V
Randament	≥ 98% (european)
Putere reactivă	Factor de putere reglabil cel puțin între 0,9 inductiv și 0,9 capacitiv, la cererea operatorului
Conformitate	Cerințele Normei tehnice aprobate prin Ordinul ANRE nr. 208/2018 (Regulamentul (UE) 2016/631) și SR EN 50549-1; siguranță SR EN IEC 62109-1 și -2
Amplasare	INV1–INV3 pe structurile din câmp, la capetele rândurilor, ferite de soarele direct; INV4 pe structura carportului
Protecție	IP65 sau mai bun; separatoare DC integrate

Carportul are invertorul propriu, INV4, montat pe structura lui. Cele 6 stringuri ale carportului au trasee DC scurte, iar INV4 se leagă la TDPV printr-un cablu AC de circa 25–40 m, după distanțele din planul P01.

3.2.1.4.2 Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV)

Circuit	Aparataj

Circuit	Aparataj
Sosiri de la invertoare (4 circuite)	Întrerupătoare automate de 200 A, cu protecții de suprasarcină și scurtcircuit (SR EN 60947-2)
Sosiri de la convertoarele bateriei	Câte un întrerupător automat pe unitate, dimensionat la curentul maxim al convertorului
Plecarea spre tabloul general	Întrerupător general de 630 A, cu declanșator electronic și bobină de declanșare
Protecția de interfață	Releu de interfață care acționează întrerupătorul general: tensiune minimă și maximă, frecvență minimă și maximă, variația frecvenței (ROCOF); reglajele se iau din ATR
Protecția la supratensiuni	Descărcător tip 1+2 pe barele principale (SR EN 61643-11)
Măsurare	Contor de producție PV, contor pentru baterie (încărcare și descărcare) și analizor de rețea cu comunicație Modbus
Construcție	Ansamblu conform SR EN 61439-1 și -2, curent nominal al barelor ≥ 1.250 A, IP54 la exterior

3.2.1.4.3 Legătura cu tabloul general și cu grupul electrogen

- **Punctul de racord interior:** o celulă nouă în tabloul general al spitalului din construcția C6, în aval de grupul de măsurare al operatorului și de întrerupătorul general de 400 A, în amonte de tabloul de automatizare (AAR), pe partea alimentată numai din rețea (capitolul 2.3.2.7).
- **Interblocarea cu grupul electrogen:** la trecerea AAR pe grup, un contact al AAR comandă declanșarea întrerupătorului general al TDPV. Invertoarele și convertoarele bateriei nu pot debita pe grup.
- **Revenirea:** după revenirea rețelei și trecerea AAR pe rețea, TDPV se reconectează automat, după temporizarea din ATR.
- **Limitarea injecției:** sistemul de management menține puterea livrată în rețea la cel mult 250 kW, sub capacitatea întrerupătorului general existent de 400 A (circa 277 kVA).

3.2.1.4.4 Rețelele de cabluri

Tronson	Cablu	Curent de calcul	Lungime estimată	Cădere de tensiune

Tronson	Cablu	Curent de calcul	Lungime estimată	Cădere de tensiune
Stringuri pe sol → invertoare	H1Z2Z2-K 1×6 mm² Cu (SR EN 50618)	17,1 A	≤ 80 m	≤ 1,26%
Stringuri carport → INV4	H1Z2Z2-K 1×6 mm² Cu	17,1 A	≤ 40 m	≤ 0,63%
INV1–INV3 → TDPV (3 circuite)	CYABY 3×95+50 mm² Cu	144,3 A	40–60 m	0,58–0,87%
INV4 (carport) → TDPV	CYABY 3×95+50 mm² Cu	144,3 A	25–40 m	0,36–0,58%
TDPV → tabloul general	2 × CYABY 3×240+120 mm² Cu, în paralel	577,4 A	100–200 m	1,13–2,26%
Convertor baterie → TDPV	CYABY, secțiune după curentul convertorului	–	≤ 20 m	≤ 0,5%
Tabloul general → tabloul pompelor de căldură	CYABY 3×70+35 mm² Cu	106 A (70 kW, cos φ 0,95)	100–150 m	1,52–2,28%
Comunicații	Fibră optică sau cablu FTP cat. 6; RS485 ecranat în câmp	–	–	–

Lungimile sunt estimate pe planul de amplasament P01. Calculul folosește rezistența conductorului la 70 °C. Cablurile se pozează în pământ la cel puțin 0,8 m, pe pat de nisip, cu bandă avertizoare, și în tuburi de protecție la traversări de alei și drumuri, conform NTE 007/08/00. Cablurile DC ale stringurilor merg pe structură în jgheaburi sau prinse cu coliere rezistente la UV.

3.2.1.4.5 Pierderile electrice

Componentă	Pierdere la putere nominală
Cabluri DC	circa 1%
Invertoare	circa 2%
Cabluri AC invertor → TDPV	circa 0,6–0,9%
Cabluri AC TDPV → tabloul general	1,1–2,3% (4,5–9,1 kW pentru 100–200 m)

Pierderile la putere nominală sunt cuprinse în pierderea de sistem de 14% din simularea PVGIS. Pe ansamblul anului, pierderile reale sunt mai mici, pentru că centrala lucrează mult timp la putere parțială.

3.2.1.5 Sistemul de stocare a energiei

Stocarea este formată din unități LFP de 215 kWh, de exterior, fiecare cu convertor propriu: 5 unități în S1 (1.075 kWh) și 7 unități în S2 (1.505 kWh). Ambele scenarii respectă condițiile din ghid: puterea bateriei este cel puțin egală cu puterea PV, iar capacitatea este între 2 și 4 ore la puterea instalată.

3.2.1.5.1 Dimensionarea

Mărime	S1 (recomandat)	S2	Condiție
Unități de 215 kWh	5	7	–
Capacitate nominală (E_stoc, I.6)	1.075 kWh	1.505 kWh	798,6–1.597,3 kWh (ghid, AC.5); 800–1.600 kWh (caiet)
Capacitate utilă (adâncime de descărcare 90%)	967,5 kWh	1.354,5 kWh	se precizează (caiet)
Durata la P_PV = 399,32 kW	2,69 h	3,77 h	2–4 h
Puterea nominală (P_stoc)	≥ 400 kW	≥ 400 kW	≥ P_PV (AC.4)
Puterea minimă pe unitate	80 kW	58 kW	–
R_P = P_stoc / P_PV	≥ 1,00	≥ 1,00	≥ 1,00
Tehnologia	LFP	LFP	fără Pb, NiCd, NiMH

Durata de pornire a fost 2,7 h pentru S1 și 3,5 h pentru S2. Numărul de unități s-a rotunjit la cel mai apropiat întreg.

3.2.1.5.2 Componența unei unități

Componentă	Rol
Modulele de celule LFP	Stocarea energiei; 215 kWh nominal pe unitate
Sistemul de gestionare a bateriei (BMS)	Monitorizarea tensiunii, curentului și temperaturii fiecărei celule; echilibrare; protecții
Convertorul bidirecțional (PCS)	Conversia DC/AC la 3 × 400 V; puterea minimă din tabelul de mai sus

Componentă	Rol
Controlul termic	Climatizare sau răcire cu lichid, pentru 15–30 °C în celule
Siguranța la incendiu	Detecție de gaze de ardere și fum, stingere automată în carcasă, eliberarea presiunii
Carcasa	Dulap de exterior, cel puțin IP55, cu uși care se încuie

3.2.1.5.3 Amplasarea

- **Locul: platforma de 12,0 × 3,0 m din planul P01, în nordul incintei, lângă acces, cu acces direct pentru echipajele de intervenție.**
- **Platforma:** dală din beton armat pe fundație, cu panta de scurgere a apelor și cu canale pentru cabluri.
- **Distanțele din planul P01: 8,2 m față de câmpul fotovoltaic, 17,0 m față de clădirea vecină și 3,0 m față de gard; distanțele dintre unități se stabilesc prin scenariul de securitate la incendiu și instrucțiunile producătorului.**
- **Protecția: unități în carcase de exterior care se încuie, indicatoare de avertizare și iluminat de intervenție.**

3.2.1.5.4 Strategia de operare

Ghidul cere ca strategia de operare a bateriei să fie descrisă în SF și corelată cu profilul de consum. Strategia este următoarea:

1. **Încărcarea:** numai din surplusul fotovoltaic, adică atunci când producția depășește consumul instantaneu al spitalului. Încărcarea din rețea este dezactivată prin configurare.
2. **Descărcarea:** când consumul depășește producția, în principal seara și noaptea. Bateria nu livrează energie în rețea.
3. **Limitele stării de încărcare:** între 10% și 100%, conform adâncimii de descărcare de 90%.
4. **Vara (mai–septembrie):** bateria face aproape un ciclu complet pe zi; surplusul care nu mai încape se livrează în rețea, sub limita de 250 kW.
5. **Iarna (noiembrie–februarie):** producția este mică și aproape toată se consumă direct, mai ales de către pompele de căldură; bateria lucrează parțial.
6. **Coordonarea cu pompele de căldură:** în sezonul de încălzire, surplusul fotovoltaic este folosit întâi pentru încărcarea termică a vasului tampon, apoi pentru baterie.

3.2.1.5.5 Rezultatele simulării orare

Mărime	S1	S2
Energie încărcată din PV	154,9 MWh/an	160,5 MWh/an
Energie descărcată spre consum	138,6 MWh/an	143,3 MWh/an

Mărime	S1	S2
Pierderi în baterie	16,3 MWh/an	17,2 MWh/an
Cicluri echivalente complete pe an	143	106
Durata de viață la 6.000 de cicluri	peste 40 de ani	peste 55 de ani

La ambele scenarii, durata de viață este limitată de îmbătrânirea calendaristică a celulelor, nu de numărul de cicluri. Bateria din S1 este mai bine folosită: 143 de cicluri pe an, față de 106 în S2.

Valorile din tabel includ limita de injecție de 250 kW (capitolul 2.3.2.7). Ea taie numai 0,8 MWh/an din energia livrată în rețea, în orele de vară în care bateria este deja plină: S1 livrează 144,3 MWh/an în loc de 145,1 MWh/an.

3.2.1.5.6 Siguranța

- **Standarde:** SR EN IEC 62619 pentru celule și baterii, seria SR EN IEC 62933 pentru sistemul de stocare, UN 38.3 pentru transport.
- **Regulamentul (UE) 2023/1542:** bateriile industriale se livrează cu documentația și marcajele cerute de regulament.
- **Propagarea incendiului:** producătorul prezintă un raport de încercare a propagării ambalării termice între module (de exemplu UL 9540A sau echivalent).
- **Oprirea de urgență:** buton de oprire pe fiecare unitate și oprire generală la TDPV.

3.2.1.6 Pompele de căldură: soluția tehnică și alimentarea electrică

Două pompe de căldură aer-apă de câte 60 kW, la centrala termică C9, preiîncălzesc returul rețelei care alimentează toate clădirile. Ele acoperă 746,6 MWh pe an, adică 74,9% din căldura utilă, și consumă 213,3 MWh de energie electrică la SCOP 3,5. Alimentarea electrică se face dintr-un tablou nou, legat la tabloul general al spitalului.

3.2.1.6.1 Soluția termică

Element	Soluție
Pompe de căldură	2 unități aer-apă monobloc, de exterior, fiecare cu cel puțin 60 kW la A-7/W55; total 120 kW (indicatorul I.7)
Funcționare	Bivalent-paralelă cu cazanul Greenox E200; pompele au prioritate, cazanul acoperă vârfurile
Punctul de bivalență	circa +9 °C; sub el pompele lucrează la putere maximă și cazanul completează
Legarea hidraulică	Pe returul circuitului primar, înainte de cazane, prin schimbător cu plăci; circuitul pompelor conține glicol pentru protecția la îngheț

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLDA NR. 12089 INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Element	Soluție
Vas tampon	Cel puțin 3.000 l
Temperatura pe tur	Până la 55–60 °C, reglată după temperatura exterioară
Cazanul Vulcan (1995)	Trece în rezervă rece sau se scoate din funcțiune
Apa caldă de consum	Rămâne pe boilerele electrice locale

Dimensionarea și verificarea condițiilor a)–g) din ghid sunt prezentate în auditul electroenergetic, capitolul 10, și rezumate în capitolul 5.5.2.

3.2.1.6.2 Puterea electrică absorbită

Regim	Puterea electrică a celor două pompe
Nominal la A-7/W55 (COP circa 2,3)	circa 52 kW
Maximă, la temperaturi exterioare foarte scăzute și degivrare	circa 70 kW
Medie în sezonul de încălzire	circa 39 kW (213,3 MWh pe circa 5.400 de ore)

Cu pompele de căldură, vârful de consum al spitalului crește de la circa 61 kW la circa 130 kW. Puterea aprobată în ATR trebuie să acopere această valoare; dacă nu o acoperă, cererea de ATR include și sporul de putere pentru consum.

3.2.1.6.3 Tabloul pompelor de căldură (TD-PdC)

Circuit	Aparataj
Alimentarea	Din tabloul general, prin cablu CYABY 3×70+35 mm² Cu; întrerupător general de 125 A
Plecarea spre fiecare pompă	Întrerupător automat dimensionat după curentul maxim indicat de producător, și protecție diferențială de tip B, dacă producătorul o cere pentru convertoarele de frecvență
Circuitele auxiliare	Pompele de circulație, automatizarea, încălzirea cablurilor de condens
Protecția la supratensiuni	Descărcător tip 2
Măsurarea	Contor de energie electrică aprobat MID, cu comunicație Modbus

COSTAN IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLPA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE le, l

Circuit	Aparataj
Deconectarea pe grup	Contactor comandat de AAR: la funcționarea pe grupul electrogen, pompele se opresc

3.2.1.6.4 Integrarea cu sistemul de management

- **Semnalul de surplus:** sistemul de management al energiei trimite automatizării centralei un semnal când există surplus fotovoltaic; automatizarea ridică temperatura în vasul tampon, în limitele confortului.
- **Datele:** căldura livrată de pompe, energia electrică absorbită și temperaturile se înregistrează orar, pentru demonstrarea cotei de cel puțin 50% în perioada de monitorizare.
- **Prioritatea:** pompele au prioritate față de cazan, cu rotirea orelor de funcționare între unități.

3.2.1.6.5 Montajul

- **Amplasarea:** lângă centrala C9, pe fundații proprii, cu suporturi antivibratorii și spațiu liber pentru circulația aerului, conform instrucțiunilor producătorului.
- **Zgomotul:** distanța față de ferestrele saloanelor se stabilește prin calcul acustic, pentru limitele din SR 10009:2017 și Ordinul ministrului sănătății nr. 119/2014; la nevoie se prevăd ecrane fonoabsorbante.
- **Condensul:** colectat și dirijat la canalizare, cu protecție împotriva înghețului.
- **Agentul frigorific:** GWP ≤ 150, conform Regulamentului (UE) 2024/573; circuitul respectă SR EN 378.

3.2.1.7 Sistemul de management al energiei și monitorizarea

Un controler de centrală (EMS), montat la TDPV, măsoară în timp real puterea la punctul de delimitare și comandă invertoarele și convertoarele bateriei. El plafonează automat injecția la 250 kW, cât permite tabloul general existent, sau la valoarea mai mică din ATR; plafonul din ghid este de 400 kW. Toate datele se înregistrează pentru monitorizarea indicatorilor.

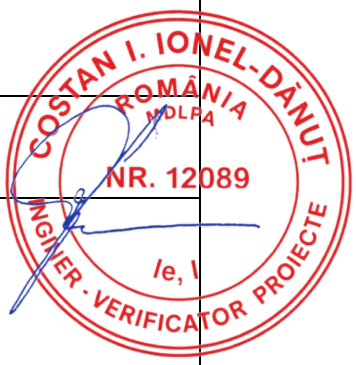
3.2.1.7.1 Arhitectura

Nivel	Echipament	Legătură
Măsurarea la punctul de delimitare	Analizor de rețea clasa 0,5S, cu transformatoare de curent proprii, montat în aval de contorul operatorului	Modbus TCP spre EMS
Controlul	Controler de centrală (EMS) la TDPV, alimentat din UPS propriu	Modbus TCP spre invertoare și convertoarele bateriei
Echipamentele comandate	4 invertoare PV, convertoarele bateriei, automatizarea centralei termice	Modbus TCP / RS485

Nivel	Echipament	Legătură
Monitorizarea	Server sau platformă de monitorizare, cu acces securizat pentru spital și pentru proiectant	Rețea separată, acces prin VPN

3.2.1.7.2 Funcțiile obligatorii

Funcție	Descriere	Temei
Limitarea dinamică a injecției	Plafonează instantaneu și automat puterea livrată în rețea la 250 kW, sau la valoarea mai mică din ATR, când producția depășește consumul instantaneu plus capacitatea de încărcare a bateriei	Ghidul FM, cap. 1.4
Regim fără injecție	Opțiune de injecție zero, dacă ATR-ul este emis fără injecție	Ghidul FM, cap. 4
Încărcarea numai din PV	Încărcarea bateriei este permisă doar din surplusul fotovoltaic măsurat	Ghidul FM, cap. 2
Descărcarea fără injecție	Bateria acoperă numai consumul spitalului	Strategia de operare
Siguranța la pierderea măsurării	Dacă se pierde semnalul de la analizor, invertoarele trec automat la injecție zero	Bună practică
Grupul electrogen	Primește starea AAR; confirmă deconectarea TDPV în regim de grup	Cap. 3.2.1.4.3
Semnalul pentru pompele de căldură	Transmite automatizării centralei existența surplusului	Cap. 3.2.1.6.4
Putere reactivă	Aplică consemnul de factor de putere sau de putere reactivă cerut prin ATR	Ordinul ANRE nr. 208/2018



3.2.1.7.3 Datele înregistrate

Categorie	Mărimi	Pas
Producție	Energie și putere pe fiecare invertor și pe câmpuri (sol, carport)	15 minute
Stocare	Energie încărcată și descărcată, stare de încărcare, temperaturi, alarme BMS	15 minute

Categorie	Mărimi	Pas
Punctul de delimitare	Energie activă și reactivă în ambele sensuri, putere, tensiuni, armonici	15 minute
Pompe de căldură	Căldură livrată, energie electrică, temperaturi tur/retur	1 oră
Meteo	Iradianță în planul modulelor și temperatura modulelor, din senzori proprii	15 minute

Datele se păstrează pe toată perioada de monitorizare cerută de contractul de finanțare.

3.2.1.7.4 Indicatorii urmăriți

Platforma calculează lunar și anual: producția (I.3), factorul de capacitate (I.5), emisiile evitate (I.2), raportul R_ac, cota de căldură acoperită de pompele de căldură, factorul de performanță sezonieră al pompelor și gradul de autoconsum. Rapoartele servesc la monitorizarea cerută de finanțator.

3.2.1.7.5 Securitatea informatică

- **Rețea separată:** echipamentele centralei sunt într-o rețea separată de rețeaua medicală și administrativă a spitalului.
- **Acces de la distanță:** numai prin VPN, cu conturi nominale și autentificare puternică.
- **Actualizări:** programele echipamentelor se actualizează controlat, cu jurnal de modificări.

3.2.1.8 Racordarea la rețea și măsurarea energiei

Locul de consum existent devine loc de consum și de producere, racordat la 0,4 kV la rețeaua Distribuție Energie Oltenia. Puterea instalată de 399,32 kW se încadrează în limita de 400 kW pe loc de consum pentru care se aplică metodologia prosumatorilor (Ordinul ANRE nr. 15/2022), iar puterea injectată este plafonată la 250 kW, sub limita de 400 kW din ghid, cât permite legătura existentă dintre post și tabloul general (capitolul 2.3.2.7).

3.2.1.8.1 Datele pentru cererea de ATR

Dată	Valoare
Utilizatorul	Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești, loc de consum 5004048799
Tipul locului	Loc de consum și de producere (prosumator)
Tensiunea în punctul de racordare	0,4 kV
Punctul de racordare interior	Tabloul general din construcția C6, pe partea de rețea a AAR

Dată	Valoare
Puterea instalată în module	399,32 kWp (536 × 745 Wp)
Puterea instalată a invertoarelor	400 kW AC
Puterea maximă de evacuat în rețea	250 kW, plafonată de sistemul de management (limita din ghid: 400 kW)
Stocarea	S1: 1.075 kWh / ≥ 400 kW; S2: 1.505 kWh / ≥ 400 kW; încărcare numai din PV
Puterea maximă absorbită	circa 130 kW, cu pompele de căldură
Regimul de funcționare	În paralel cu rețeaua; fără funcționare în insulă spre rețea
Echipamente de rezervă	Grup electrogen de 110 kVA, cu AAR și interblocare față de centrala PV

3.2.1.8.2 Etapele racordării

1. **Certificatul de urbanism, numai dacă operatorul de distribuție îl cere pentru racordare; pentru centrala de pe sol nu este necesară autorizație de construire (Legea nr. 169/2026, art. 299 alin. (2) lit. a) pct. 13).**
2. **Cererea de ATR** la Distribuție Energie Oltenia, conform Regulamentului aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu planul de situație, schema monofilară de principiu (capitolul 3.2.1.10) și datele din tabelul de mai sus.
3. **Studiul de soluție,** dacă operatorul îl cere pentru verificarea capacității postului de transformare și a rețelei de joasă tensiune.
4. **ATR-ul,** cu conținutul stabilit prin Ordinul ANRE nr. 74/2014: puterile aprobate, punctul de delimitare, protecțiile și reglajele, cerințele pentru grupul de măsurare.
5. **Contractul de racordare,** pe modelul aprobat prin Ordinul ANRE nr. 105/2022, dacă sunt necesare lucrări în rețeaua operatorului.
6. **Execuția, probele și punerea sub tensiune** pentru perioada de probe, cu verificarea cerințelor din Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018.
7. **Certificatul de racordare** și actualizarea contractului de furnizare, pentru regimul de prosumator.

Ghidul FM nu cere ATR-ul la depunerea cererii de finanțare sau la contractare. El poate fi depus cel târziu la cererea de prefinanțare sau la prima cerere de plată, iar nedepunerea lui duce la rezilierea contractului. Ghidul acceptă și un ATR fără injecție în rețea; în acest caz, sistemul de management lucrează în regim de injecție zero. Cererea de ATR se depune imediat după obținerea certificatului de urbanism.

COSTAN T. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 Ie, I INGINER VERIFICATOR PROIECTE

3.2.1.8.3 Măsurarea energiei

Punct de măsurare	Rol	Responsabil
Grupul de măsurare la punctul de delimitare	Energie activă și reactivă în ambele sensuri, cu curbă de sarcină; actualul contor 98978591 se înlocuiește dacă nu măsoară bidirecțional	Operatorul de distribuție (Codul de măsurare, Ordinul ANRE nr. 103/2015)
Contorul de producție PV	Energia produsă de toate invertoarele	Beneficiarul, în TDPV
Contorul bateriei	Energia încărcată și descărcată; dovada încărcării numai din PV	Beneficiarul, în TDPV
Contorul pompelor de căldură	Consumul suplimentar justificat în audit	Beneficiarul, în TD-PdC
Contoarele de energie termică	Căldura de la pompe și de la cazan	Beneficiarul, la centrala C9

Contoarele beneficiarului sunt aprobate MID și au comunicație spre platforma de monitorizare.

3.2.1.8.4 Regimul energiei livrate în rețea

Proiectul este destinat autoconsumului. Surplusul care apare vara, când consumul spitalului este mic și bateria este plină, se livrează în rețea, pe baza contractului cu furnizorul și a metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 15/2022. Condiția de autoconsum din ghid rămâne îndeplinită: potrivit notei din secțiunea 1.7 a ghidului, autoconsumul se determină prin raportarea producției anuale estimate la consumul anual de referință, potrivit indicatorului AC.3 ($R_ac = 0{,}892 \leq 1{,}10$), iar ghidul (secțiunea 1.4) admite livrarea în rețea până la 400 kW pe loc de producție, cu management dinamic al puterii. Simularea orară arată 144,3 MWh/an livrați în rețea în S1 și 138,7 MWh/an în S2, cu puterea limitată la 250 kW; fără limitare, maximul ar fi 297 kW. Conform ghidului, autoconsumul se determină prin raportul dintre producția anuală și consumul anual de referință (AC.3), care este 0,892.

3.2.1.9 Protecții, împământare, paratrăsnet și calitatea energiei

Protecțiile urmăresc trei lucruri: siguranța persoanelor, separarea sigură a centralei de rețea la avarii și calitatea energiei la punctul de delimitare. Un aspect specific acestui proiect este factorul de putere: după punerea în funcțiune, centrala PV reduce energia activă luată din rețea, dar nu și pe cea reactivă, așa că puterea reactivă trebuie compensată local.

3.2.1.9.1 Protecția împotriva șocurilor electrice

Parte a instalației	Măsură

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Parte a instalației	Măsură
Câmpul DC	Module și cabluri cu izolație dublă (clasa II); sistem DC izolat față de pământ, cu monitorizarea izolației în invertor
Partea AC	Schemă TN-C-S; deconectare automată prin întrerupătoare; monitorizarea curentului rezidual integrată în invertoare (RCMU)
Structurile metalice	Legate la priza de pământ și între ele, pentru egalizarea potențialelor
Bateria	Carcasă metalică legată la pământ; acces doar pentru personal autorizat

3.2.1.9.2 Protecții în curent continuu

- **Siguranțele de string:** nu sunt necesare, pentru că pe fiecare intrare MPPT sunt cel mult 2 stringuri în paralel (IEC 62548).
- **Separarea:** separatoare DC sub sarcină, integrate în invertoare.
- **Supratensiunile:** descărcătoare DC de tip 2 la intrările invertoarelor (SR EN 61643-31); de tip 1+2 dacă distanța de separare față de instalația de paratrăsnet nu poate fi respectată.

3.2.1.9.3 Protecții în curent alternativ

Punct	Protecție
Ieșirea fiecărui invertor	Întrerupător automat de 200 A, cu suprasarcină și scurtcircuit
Fiecare convertor al bateriei	Întrerupător automat la curentul maxim al convertorului
Plecarea TDPV spre tabloul general	Întrerupător de 630 A, selectiv cu întrerupătorul din tabloul general
Capacitatea de rupere	Cel puțin egală cu curentul de scurtcircuit calculat la punctul de montaj în proiectul tehnic, pe baza datelor din ATR (minimum 25 kA la tabloul general)
Contribuția la scurtcircuit a centralei	Limitată de invertoare la circa 1,1–1,5 × curentul nominal: circa 640–870 A pentru toate cele 4 invertoare

3.2.1.9.4 Protecția de interfață

Protecția de interfață deconectează centrala de rețea la abaterile de tensiune și frecvență și la pierderea rețelei. Ea este centralizată, pe întrerupătorul general al TDPV, și dublată de protecțiile integrate în invertoare și în convertoarele bateriei.

Funcție	Reglaj
Tensiune minimă și maximă	Din ATR; în lipsa lor, valorile implicite din SR EN 50549-1
Frecvență minimă și maximă	Din ATR; în lipsa lor, valorile implicite din SR EN 50549-1
Variația frecvenței (ROCOF)	Din ATR
Anti-insularizare	Activă în invertoare și în convertoare
Reconectarea	Automată, după temporizarea din ATR

3.2.1.9.5 Priza de pământ

- **Câmpul PV:** contur din bandă de oțel zincat în jurul zonei și în lungul rândurilor, cu electrozi verticali; fiecare masă se leagă la contur.
- **Bateria și TDPV:** priză locală legată la conturul câmpului.
- **Carportul:** stâlpii se leagă la o priză proprie, legată la priza spitalului.
- **Valoarea:** rezistența de dispersie respectă Normativul I7/2011 pentru priza de protecție; dacă priza este comună cu instalația de paratrăsnet, valoarea se stabilește conform I7/2011 și SR EN 62305-3. Se măsoară la recepție.

3.2.1.9.6 Protecția împotriva trăsnetului

Necesitatea instalației de paratrăsnet pentru câmpul PV, baterie și carport se stabilește prin evaluarea riscului conform SR EN 62305-2 și Normativului I7/2011. Dacă riscul o cere, se prevăd captatoare verticale care păstrează distanța de separare față de module. Structura metalică a carportului poate fi folosită drept componentă naturală de coborâre. Descărcătoarele AC și DC se coordonează cu nivelul de protecție ales.

3.2.1.9.7 Calitatea energiei

Parametru	Cerință
Armonicile de curent ale invertoarelor	Distorsiune totală sub 3% la puterea nominală
Componenta continuă injectată	Sub 0,5% din curentul nominal

Parametru	Cerință
Tensiunea la punctul de delimitare	În limitele din Codul tehnic al rețelelor de distribuție (Ordinul ANRE nr. 128/2008) și din ATR; creșterea de tensiune la injecția maximă se verifică în studiul operatorului
Flicker și variații rapide	Conform SR EN 50549-1 și ATR

3.2.1.9.8 Factorul de putere la punctul de delimitare

În prezent factorul de putere mediu este 0,994. După punerea în funcțiune, energia activă luată din rețea scade mult, mai ales vara, în timp ce energia reactivă inductivă rămâne aceeași (1.100–5.400 kvarh pe lună). Fără măsuri, factorul de putere văzut de operator ar scădea sub 0,9 în lunile de vară, iar spitalul ar putea plăti energie reactivă.

Măsura prevăzută: sistemul de management reglează puterea reactivă la punctul de delimitare. Convertoarele bateriei, care funcționează 24 de ore din 24, și invertoarele PV, în timpul zilei, debitează puterea reactivă necesară pentru un factor de putere de cel puțin 0,95, în limitele aprobate prin ATR.

3.2.1.9.9 Compatibilitatea cu UPS-urile și aparatura medicală

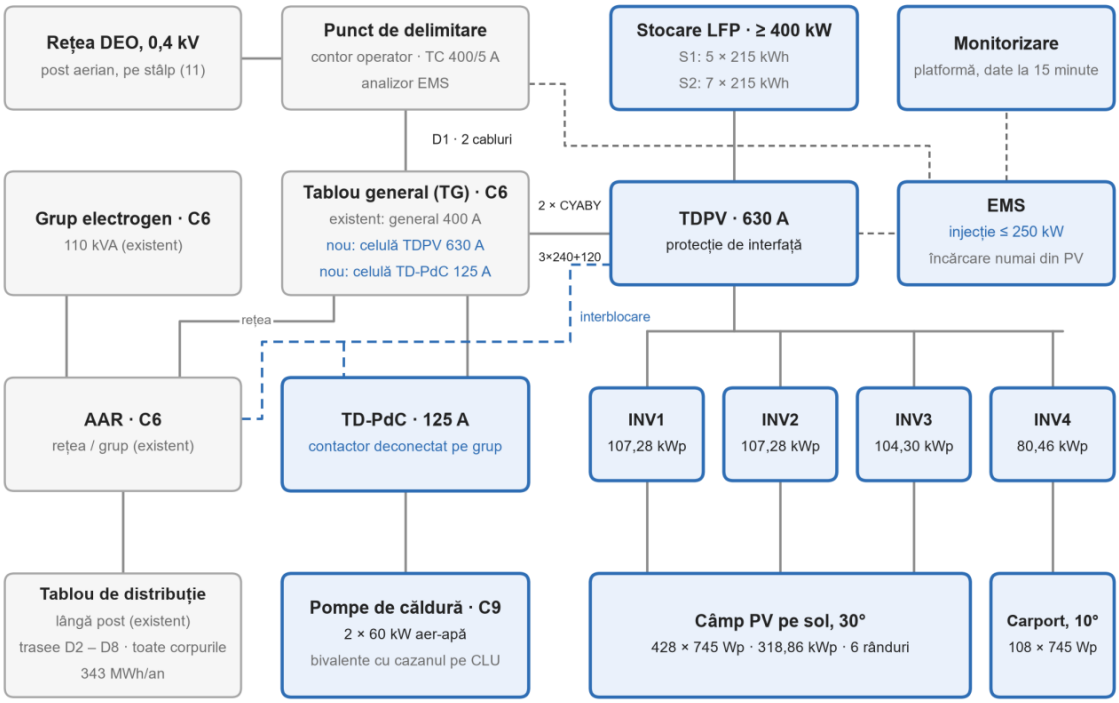
UPS-urile sunt mici și montate la consumatori, iar aparatura medicală sensibilă este alimentată prin ele. Invertoarele cu armonici sub 3% și descărcătoarele coordonate nu modifică regimul lor de funcționare. Calitatea energiei se măsoară la tabloul general înainte și după punerea în funcțiune, cu analizorul de rețea al sistemului de management.

3.2.1.10 Schema monofilară de principiu

Schema este aceeași în ambele scenarii; S1 și S2 diferă numai prin numărul de unități de stocare legate la TDPV.



PV-ul, bateria și pompele de căldură intră în TG din C6, pe partea de rețea a AAR



Gri: instalație existentă (releveu din 10.11.2026) · albastru: lucrări noi · linie gri întreruptă: comunicații EMS.
Linie albastră întreruptă: interblocare cu AAR; la trecerea pe grup, TDPV declanșează și pompele de căldură se opresc.

Schema monofilară de principiu · aceeași pentru S1 și S2, care diferă doar prin numărul de unități de stocare

Centrala PV, bateria și pompele de căldură se leagă la tabloul general din C6, pe partea alimentată numai din rețea, înaintea AAR. La trecerea pe grupul electrogen, întrerupătorul general al TDPV declanșează, iar pompele de căldură se opresc. Consumatorii spitalului rămân alimentați prin AAR, ca acum.

Element	Caracteristici
Punctul de delimitare	Contorul operatorului (actual 98978591, constanta 80); analizorul EMS cu transformatoare de curent proprii, pe sosirea cablurilor D1 în TG
TG	TG existent din C6, cu întrerupător general de 400 A; celulă nouă de 630 A pentru TDPV, selectivă cu întrerupătorul TDPV, și celulă nouă de 125 A pentru TD-PdC
AAR și grupul electrogen	Existente, în C6; AAR-ul alimentează tabloul de distribuție de lângă post și, prin traseele D2–D8, corpurile spitalului
Legătura TG–TDPV	2 × CYABY 3×240+120 mm² Cu, 577 A

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Element	Caracteristici
TDPV	Bare de cel puțin 1.250 A; 4 sosiri de 200 A de la invertoare; câte o sosire pe unitate de stocare; întrerupător general de 630 A cu protecție de interfață
Invertoarele	4 × 100 kW; 30 de stringuri (INV1–INV3 pe sol, INV4 la carport)
Stocarea	5 (S1) sau 7 (S2) unități de 215 kWh, cu convertoare de cel puțin 400 kW în total
TD-PdC	Alimentat din TG prin CYABY 3×70+35 mm²; contactor de deconectare la funcționarea pe grup

Schema monofilară detaliată, cu aparatajul, reglajele și secțiunile definitive, se elaborează în proiectul tehnic, pe baza releveului din 10.11.2026 și a ATR-ului.

3.2.1.11 Calcule justificative

Calculele folosesc valorile tipice ale modulului de 745 Wp și ale invertorului de 100 kW din capitolele 3.2.1.3 și 3.2.1.4. În proiectul tehnic se refac cu fișele echipamentelor ofertate, cu lungimile din ridicarea topografică și cu datele din ATR.

3.2.1.11.1 Tensiunile stringurilor

Formulele folosite:

- tensiunea în gol la temperatura minimă: $V_{oc}(T_{min}) = n \times V_{oc} \times [1 + \beta V_{oc} \times (T_{min} - 25)]$;
- tensiunea de lucru la temperatura maximă în celulă: $V_{mp}(T_{max}) = n \times V_{mp} \times [1 + \beta V_{mp} \times (T_{max} - 25)]$.

Cu V_{oc} = 52,0 V, V_{mp} = 43,6 V, βV_{oc} = −0,25%/K, βV_{mp} = −0,30%/K, T_{min} = −20 °C și T_{max} = 70 °C, rezultă pe modul: V_{oc}(−20 °C) = 57,85 V, V_{mp}(70 °C) = 37,71 V și V_{mp}(−20 °C) = 49,49 V.

Mărime	16 module	18 module	19 module	20 de module	Limită
Voc la −20 °C	926 V	1.041 V	1.099 V	1.157 V	≤ 1.100 V
Vmp la 70 °C	603 V	679 V	717 V	754 V	≥ 200 V
Vmp la −20 °C	792 V	891 V	940 V	990 V	≤ 1.000 V
Vmp la STC	698 V	785 V	828 V	872 V	–

Mărime	16 module	18 module	19 module	20 de module	Limită
Verificare	Da	Da	Da, fără rezervă	Nu (Voc)	–

Numărul maxim de module în serie: n ≤ 1.100 / 57,85 = 19,01, deci 19. Se aleg stringuri de 18 module, cu o rezervă de 5,3% față de tensiunea maximă a invertorului, și două stringuri de 16 module la INV3, pentru a ajunge la cele 428 de module de pe sol.

3.2.1.11.2 Curenții în curent continuu

Mărime	Calcul	Valoare
Isc la 70 °C	18,60 × [1 + 0,04%/K × 45 K]	18,93 A
Curentul de calcul al cablului de string (IEC 62548)	1,25 × 18,60 A	23,3 A
Curentul de scurtcircuit pe MPPT, 2 stringuri	2 × 18,60 A	37,2 A
Curentul de calcul pe MPPT	1,25 × 37,2 A	46,5 A
Curentul invers maxim printr-un string (2 stringuri pe MPPT)	(2 − 1) × 1,25 × 18,60 A	23,3 A

Curentul invers maxim de 23,3 A este mai mic decât siguranța serie maximă admisă de modul, de cel puțin 30 A (fișa FT-01). De aceea siguranțele de string nu sunt necesare. Cablul H1Z2Z2-K de 6 mm² are o capacitate de transport de circa 70 A pozat în aer liber (anexa A din SR EN 50618), de trei ori mai mare decât curentul de calcul.

3.2.1.11.3 Căderea de tensiune și pierderile în curent continuu

Formula: ΔU = 2 × L × Imp × ρ70 / S, cu ρ70 = 0,0216 Ω·mm²/m (cupru la 70 °C) și Imp = 17,10 A. Procentul se raportează la tensiunea stringului de 18 module la STC, de 785 V.

Lungimea traseului (dus)	Secțiune	ΔU	ΔU (%)	Pierdere pe string
40 m	6 mm²	4,92 V	0,63%	84 W
60 m	6 mm²	7,39 V	0,94%	126 W
80 m	6 mm²	9,85 V	1,26%	168 W
100 m	6 mm²	12,31 V	1,57%	211 W
100 m	10 mm²	7,39 V	0,94%	126 W

Cu 24 de stringuri pe sol la circa 80 m (6 mm²) și 6 stringuri pe carport la circa 40 m (6 mm²), pierderea la STC este de circa 4,0 + 0,5 = 4,5 kW, adică 1,1% din puterea instalată. Pierderea

anuală de energie este mai mică, pentru că pierderile scad cu pătratul curentului. Ea este cuprinsă în pierderile de sistem de 14% din simularea PVGIS. Pentru stringurile de pe sol mai lungi de 80 m se trece la 10 mm².

3.2.1.11.4 Curenții de calcul în curent alternativ

Formula: IB = P / (√3 × U × cos φ), cu U = 400 V. Se verifică pe fiecare circuit condiția IB ≤ In ≤ Iz, unde In este curentul nominal al întrerupătorului, iar Iz este curentul admisibil al cablului după factorii de corecție pentru pozare, temperatură și grupare (I7/2011, NTE 007/08/00).

Circuit	Putere	IB, cos φ = 1	IB, cos φ = 0,95	In	Cablu
Invertor → TDPV (fiecare)	100 kW	144,3 A	151,9 A	200 A	CYABY 3×95+50 mm²
TDPV → TG	400 kW	577,4 A	607,7 A	630 A	2 × CYABY 3×240+120 mm²
Unitate de stocare S1 (minim)	80 kW	115,5 A	121,6 A	după PCS	după PCS
Unitate de stocare S2 (minim)	58 kW	83,7 A	88,1 A	după PCS	după PCS
TG → TD-PdC	70 kW	–	106,3 A	125 A	CYABY 3×70+35 mm²

Puterea pe legătura TDPV – TG nu depășește 400 kW. Bateria se descarcă numai pentru diferența dintre consum și producție, iar sistemul de management limitează suplimentar puterea la ieșirea TDPV la 400 kW. Curentul admisibil al fiecărui cablu, după factorii de corecție, trebuie să fie de cel puțin 200 A la circuitele invertoarelor și de cel puțin 315 A pe fiecare cablu al legăturii TDPV – TG. Valorile se iau din tabelele producătorului de cablu, la proiectul tehnic.

3.2.1.11.5 Căderea de tensiune în curent alternativ

Formula: ΔU = √3 × IB × L × (R × cos φ + X × sin φ), cu rezistența conductorului la 70 °C și X = 0,08 Ω/km.

Circuit	Secțiune	L	ΔU	ΔU (%)	Pierderi la putere nominală
Invertor → TDPV	3×95 mm²	40 m	2,32 V	0,58%	0,6 kW
Invertor → TDPV	3×95 mm²	60 m	3,47 V	0,87%	0,9 kW
TDPV → TG	2 × 3×240 mm²	100 m	4,52 V	1,13%	4,5 kW
TDPV → TG	2 × 3×240 mm²	150 m	6,79 V	1,70%	6,8 kW

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA NR. 12089 INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Circuit	Secțiune	L	ΔU	ΔU (%)	Pierderi la putere nominală
TDPV → TG	2 × 3×240 mm²	200 m	9,05 V	2,26%	9,1 kW
TDPV → TG	3 × 3×240 mm²	200 m	6,03 V	1,51%	6,0 kW
TG → TD-PdC	3×50 mm²	100 m	8,59 V	2,15%	–
TG → TD-PdC	3×70 mm²	100 m	6,09 V	1,52%	–
TG → TD-PdC	3×70 mm²	150 m	9,13 V	2,28%	–

Căderea cumulată de la invertor la TG, în cazul cel mai defavorabil (60 m + 200 m), este de 0,87% + 2,26% = 3,13% cu două cabluri în paralel. Cu două cabluri, limita de 3% se respectă până la circa 180 m. Peste această lungime se pun trei cabluri în paralel, iar căderea cumulată scade la 0,87% + 1,51% = 2,38%. Pentru pompele de căldură se alege 3×70+35 mm², cu cădere sub 2,3% până la 150 m.

3.2.1.11.6 Curentul de scurtcircuit și stabilitatea termică

Curentul de scurtcircuit trifazat la barele de 0,4 kV ale postului de transformare se estimează acoperitor, fără impedanța rețelei de medie tensiune și a cablurilor: Ik3 = c × Sn / (√3 × Un × uk), cu c = 1,05.

Transformatorul din post	uk	Ik3 la barele de 0,4 kV
400 kVA	4%	15,2 kA
630 kVA	4%	23,9 kA
630 kVA	6%	15,9 kA
1.000 kVA	6%	25,3 kA

La acest curent se adaugă contribuția invertoarelor și a convertoarelor bateriei, de circa 1,1–1,5 × curentul nominal, adică sub 2 kA în total. Capacitatea de rupere minimă de 25 kA acoperă transformatoarele de până la 630 kVA. Dacă postul are un transformator de 1.000 kVA sau mai mare, aparatajul din TG și din TDPV se alege de cel puțin 36 kA. Puterea transformatorului și impedanța rețelei se iau din ATR.

Stabilitatea termică a cablurilor la scurtcircuit: Smin = Ik × √t / k, cu k = 115 pentru cupru izolat cu PVC. Pentru Ik = 25 kA și t = 0,1 s rezultă Smin = 68,7 mm². Toate cablurile racordate direct la TG au cel puțin 70 mm². Pentru cablurile cu secțiune mai mică se folosesc întrerupătoare limitatoare, iar energia I²t lăsată să treacă se verifică la proiectul tehnic.

Postul care alimentează spitalul este aerian, pe stâlp, iar sosirea în TG este protejată de un întrerupător de 400 A. Puterea transformatorului se ia din ATR. Aparatajul nou se alege cu

capacitatea de rupere de cel puțin 25 kA, valoare care acoperă transformatoarele de până la 630 kVA.

3.2.1.11.7 Protecția la atingere indirectă

În schema TN-S din aval de TG, deconectarea automată trebuie să aibă loc în cel mult 5 s pe circuitele de distribuție și în cel mult 0,4 s pe circuitele finale de până la 32 A (SR HD 60364-4-41, I7/2011). Condiția Zs × Ia ≤ U0 se verifică prin calcul la proiectul tehnic și prin măsurarea impedanței buclei la recepție.

3.2.1.11.8 Bilanțul energetic și indicatorii de autoconsum

Mărime	Calcul	Valoare
AC.1 – C_an	Suma celor 12 facturi, august 2025 – iulie 2026	343.287 kWh/an
Consumul suplimentar al pompelor de căldură	746,6 MWh căldură / SCOP 3,5	213.309 kWh/an
Consumul de referință pentru AC.3	343.287 + 213.309	556.596 kWh/an
AC.2 – P_an	318,86 kWp × 1.255,83 + 80,46 kWp × 1.194,19	496.518 kWh/an
AC.3 – R_ac	496.518 / 556.596	0,892 ≤ 1,10
R_ac numai față de C_an (pentru informare)	496.518 / 343.287	1,446
Producția maximă admisă	1,10 × 556.596	612.256 kWh/an
Rezerva față de limită	612.256 − 496.518	115.738 kWh/an

Fără consumul pompelor de căldură, R_ac ar fi 1,446, peste limita de 1,10. Ghidul permite includerea consumului viitor al pompelor de căldură, dacă este justificat prin audit. Auditul electroenergetic al spitalului face această justificare, prin simulare orară pe datele climatice ERA5.

3.2.1.11.9 Dimensionarea stocării (AC.4, AC.5)

Mărime	Calcul	S1	S2
Limita inferioară E_stoc	2 h × 399,32 kW	798,6 kWh	798,6 kWh
Limita superioară E_stoc	4 h × 399,32 kW	1.597,3 kWh	1.597,3 kWh
E_stoc ales	n × 215 kWh	1.075 kWh	1.505 kWh
Durata la P_PV	E_stoc / 399,32 kW	2,69 h	3,77 h

Mărime	Calcul	S1	S2
AC.4 – R_P	P_stoc / P_PV = 400 / 399,32	1,0017	1,0017
Puterea minimă pe unitate	400 kW / n	80 kW	58 kW
Capacitate utilă	90% × E_stoc	967,5 kWh	1.354,5 kWh
Randamentul ciclului, din simulare	Descărcat / încărcat	138,6 / 154,9 = 89,5%	143,3 / 160,5 = 89,3%
Cicluri echivalente pe an	Energie descărcată / capacitate utilă	143	106
Ani până la 6.000 de cicluri	6.000 / cicluri pe an	42	57

În ambele scenarii, durata de viață este limitată de îmbătrânirea calendaristică a celulelor, de circa 15–20 de ani, nu de numărul de cicluri.

3.2.1.11.10 Indicatorii de realizare I.1 – I.7

Indicator	Formula din ghid	S1	S2
I.1 – Capacitate nou instalată (MW)	Minimul dintre puterea AC a invertoarelor (0,400 MW) și puterea în panouri (0,39932 MW)	0,39932	0,39932
I.2 – Reducerea emisiilor (t CO2/an)	P_an × 0,5885 t CO2/MWh = 496,518 × 0,5885	292,20	292,20
I.3 – Producția medie (MWh/an)	Simulare PVGIS	496,518	496,518
I.4 – Producția totală (MWh)	I.3 × 20 de ani	9.930,36	9.930,36
I.5 – Factorul de capacitate (%)	I.3 / (I.1 × 8.760 h) × 100 = 496,518 / 3.498,04 × 100	14,19	14,19
I.6 – Capacitatea de stocare (MWh)	E_stoc	1,075	1,505
I.7 – Pompe de căldură (kW)	2 × 60 kW	120	120

Plafonul costurilor eligibile pentru proiectele cu pompe de căldură este de 1.100.000 euro/MW × 0,39932 MW = 439.252 euro, fără TVA.

3.2.1.11.11 Producția pe invertor

Invertor	Stringuri	Module	Putere DC	Raport DC/AC	Producție anuală
INV1	8 × 18, sol	144	107,28 kWp	1,073	134.725 kWh
INV2	8 × 18, sol	144	107,28 kWp	1,073	134.725 kWh
INV3	6 × 18 + 2 × 16, sol	140	104,30 kWp	1,043	130.983 kWh
INV4	6 × 18, carport	108	80,46 kWp	0,805	96.085 kWh
Total	30	536	399,32 kWp	0,998	496.518 kWh

Cu un raport DC/AC de cel mult 1,07 și cu pierderile de sistem de 14%, puterea AC a invertoarelor depășește rar 100 kW. Limitarea producției la puterea invertorului este neglijabilă, deci rezultatul PVGIS nu trebuie corectat.

3.2.1.11.12 Alimentarea pompelor de căldură

Mărime	Valoare
Puterea electrică maximă, 2 unități (A-7/W55, cu ventilatoare și pompe)	circa 2 × 35 kW = 70 kW
Curentul de calcul (cos φ = 0,95)	106,3 A
Întrerupătorul general TD-PdC	125 A
Cablul	CYABY 3×70+35 mm² Cu
Căderea de tensiune la 150 m	2,28%
Puterea maximă a spitalului după montarea pompelor	Circa 130 kW, adică 47% din capacitatea întrerupătorului general al TG (277 kVA); pompele se pot limita din automatizare la vârful de consum

3.2.1.11.13 Verificarea legăturii existente dintre post și tabloul general

Mărime	Valoare
Curentul nominal al întrerupătorului general din TG	400 A
Puterea aparentă corespunzătoare, S = √3 × 400 V × 400 A	277,1 kVA

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLDPA NR. 12089 Ie, I INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Mărime	Valoare
Transformatoarele de curent ale grupului de măsurare (constanta 80)	400/5 A
Consumul orar maxim simulat, fără / cu pompele de căldură	61,1 kW / 107,4 kW
Vârful instantaneu estimat, cu pompele de căldură	circa 130 kW, adică 47% din 277 kVA
Injecția orară maximă simulată, fără limitare	297,3 kW, adică 107% din 277 kVA
Reglajul limitării injecției în sistemul de management	250 kW, adică 90% din 277 kVA; 361 A la cos φ = 1
Orele în care injecția ar depăși 250 kW	74 de ore pe an
Energia limitată	0,81 MWh/an, adică 0,16% din producția de 496,5 MWh/an
Energia livrată în rețea, S1 / S2	144,3 / 138,7 MWh/an (fără limitare: 145,1 / 139,5 MWh/an)
Venitul pierdut, la 0,35 lei/kWh	circa 280 lei/an

Calculul folosește simularea orară din capitolul 3.2.1.5.5 (rezultatele simulării orare), cu aceeași producție, același consum și aceeași strategie a bateriei; se schimbă numai limita de injecție. Energia consumată direct (196,5 MWh/an) și energia descărcată din baterie (138,6 MWh/an la S1) rămân aceleași.

3.2.1.12 Raportul de simulare a producției fotovoltaice (PVGIS 5.3)

Ghidul solicitantului FM cere ca producția anuală estimată (AC.2) să fie calculată prin simulare, cu programe de specialitate, iar raportul de simulare să fie anexat la studiul de fezabilitate. Simularea s-a făcut cu PVGIS 5.3, instrumentul Centrului Comun de Cercetare al Comisiei Europene, separat pentru câmpul de pe sol și pentru carport, cu puterile din planul de amplasament P01.

Parametru de intrare	**Valoare**
Locul	44,66460° N, 24,87390° E; altitudine 231 m (centrul zonei, convertit din Stereo 70)
Baza de date de radiație / meteorologică	PVGIS-SARAH3 / ERA5, anii 2005–2023
Orizontul	Calculat din modelul digital al terenului (DEM)

Parametru de intrare	Valoare
Tehnologia modulelor	Siliciu cristalin, montaj liber (free-standing)
Pierderile de sistem	14% (cabluri, invertoare, murdărie, nepotriviri, indisponibilitate)
Câmpul de pe sol	318,86 kWp (428 × 745 Wp), azimut 0° (sud), înclinare 30°
Carportul	80,46 kWp (108 × 745 Wp), azimut −11°, înclinare 10°
Data interogării	11.11.2026, PVGIS 5.3, serviciile PVcalc și seriescalc

Câmpul de pe sol: 318,86 kWp (428 × 745 Wp), sud, 30°

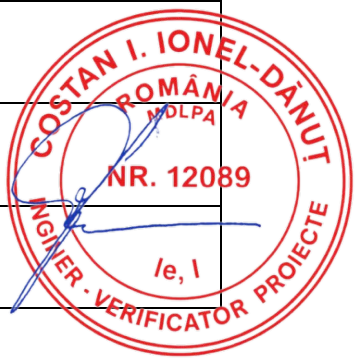
Luna	Producție zilnică medie E_d (kWh)	Producție lunară E_m (kWh)	Iradiere în planul modulelor H(i)_m (kWh/mp)	Abatere standard lunară SD_m (kWh)
ian.	563,4	17.465	63,8	6.595
feb.	801,3	22.438	83,1	5.827
mar.	1.162,2	36.028	137,4	4.795
apr.	1.389,5	41.684	165,3	4.784
mai	1.448,3	44.898	183,4	3.321
iun.	1.519,5	45.587	190,2	3.035
iul.	1.605,3	49.763	210,2	2.997
aug.	1.532,3	47.501	199,7	3.156
sep.	1.319,7	39.590	160,9	3.447

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Luna	Producție zilnică medie E_d (kWh)	Producție lunară E_m (kWh)	Iradiere în planul modulelor H(i)_m (kWh/mp)	Abatere standard lunară SD_m (kWh)
oct.	1.033,4	32.036	125,3	5.379
nov.	657,6	19.727	74,6	3.389
dec.	526,5	16.321	60,9	5.293
An	**1.131,6**	**413.038**	**1.655,0**	**18.655**

Carportul: 80,46 kWp (108 × 745 Wp), azimut −11°, 10°

Luna	Producție zilnică medie E_d (kWh)	Producție lunară E_m (kWh)	Iradiere în planul modulelor H(i)_m (kWh/mp)	Abatere standard lunară SD_m (kWh)
ian.	105,0	3.254	48,7	1.050
feb.	163,8	4.588	68,2	1.071
mar.	258,2	8.005	121,0	1.004
apr.	334,5	10.035	157,0	1.089
mai	369,5	11.455	184,5	834
iun.	397,4	11.923	196,0	790
iul.	414,4	12.847	213,8	777
aug.	376,2	11.663	193,2	760



Luna	Producție zilnică medie E_d (kWh)	Producție lunară E_m (kWh)	Iradiere în planul modulelor H(i)_m (kWh/mp)	Abatere standard lunară SD_m (kWh)
sep.	301,1	9.033	145,1	733
oct.	213,2	6.610	103,1	1.014
nov.	125,1	3.753	57,7	554
dec.	94,1	2.918	45,0	810
An	**263,2**	**96.085**	**1.533,4**	**3.896**

Pierderile considerate în simulare

Pierdere	Sol, 30°	Carport, 10°
Unghiul de incidență	-2,81%	-3,30%
Efectele spectrale	+1,10%	+1,00%
Temperatura și iradianța scăzută	-7,38%	-7,28%
Pierderi de sistem (ipoteză)	−14,00%	−14,00%
Pierderea totală	**-21,73%**	**-22,12%**

Umbrirea dintre rânduri. PVGIS calculează un singur rând, fără umbrirea celorlalte. Pe geometria din planul P01 (pas de 8,2 m, mese de 2 module în poziție verticală, 6 rânduri), umbrirea s-a calculat oră cu oră, pe seriile PVGIS 2019–2023: poziția soarelui, umbra rândului din față și pierderea pe benzi de jumătate de modul, plus reducerea radiației difuze. La 30°, pierderea anuală este de 3,05% (13,5% în noiembrie–februarie). Aceeași analiză la 20°, 25°, 33° și 35° dă producții mai mici, deci 30° este înclinarea optimă pentru acest amplasament.

Producția folosită în studiu este de 496.518 kWh/an: 400.434 kWh pe sol (1.295,36 kWh/kWp în PVGIS, adică 413.038 kWh, minus 3,05% umbrire) și 96.085 kWh pe carport (1.194,19 kWh/kWp). Variabilitatea de la an la an (abaterea standard anuală) este de circa 4,5% din producție și este acoperită de testul de senzitivitate de la 4.8.

3.2.1.13 Soluția cu pompe de căldură

Soluția propusă sunt pompe de căldură aer-apă de 120 kW, montate la centrala termică C9 și legate pe returul rețelei care alimentează toate clădirile. Ele funcționează în paralel cu un cazan pe CLU. Simularea orară arată că pompele acoperă 746,6 MWh pe an, adică 74,9% din căldura utilă.

3.2.1.13.1 Alegerea soluției

Variantă analizată	Concluzie
Pompe aer-apă la centrala C9, pe rețeaua existentă	**Aleasă.** Soluție unitară pentru toate clădirile, un singur punct de racord, rețeaua și corpurile de încălzire noi rămân
Pompe sol-apă cu sonde verticale	Respinsă. Terenul liber este rezervat parcului fotovoltaic, iar forajele cer avize și cost mare
Pompe apă-apă din forajul existent	Respinsă. Forajul alimentează spitalul cu apă și are zonă de protecție sanitară
Pompe aer-apă pe fiecare pavilion	Respinsă. 14 clădiri încălzite, 14 racorduri electrice și hidraulice, zgomot lângă saloane
Pompe aer-aer (unități individuale)	Respinsă. Ghidul nu le consideră eligibile ca funcție principală de încălzire
Pompe dimensionate la vârf (circa 350 kW)	Respinsă. Cost dublu față de soluția bivalentă, pentru un câștig de acoperire de sub 25 de puncte

Apa caldă de consum rămâne pe boilerele electrice locale. Trecerea ei pe pompele de căldură ar cere o rețea nouă de apă caldă între pavilioane.

3.2.1.13.2 Configurația propusă

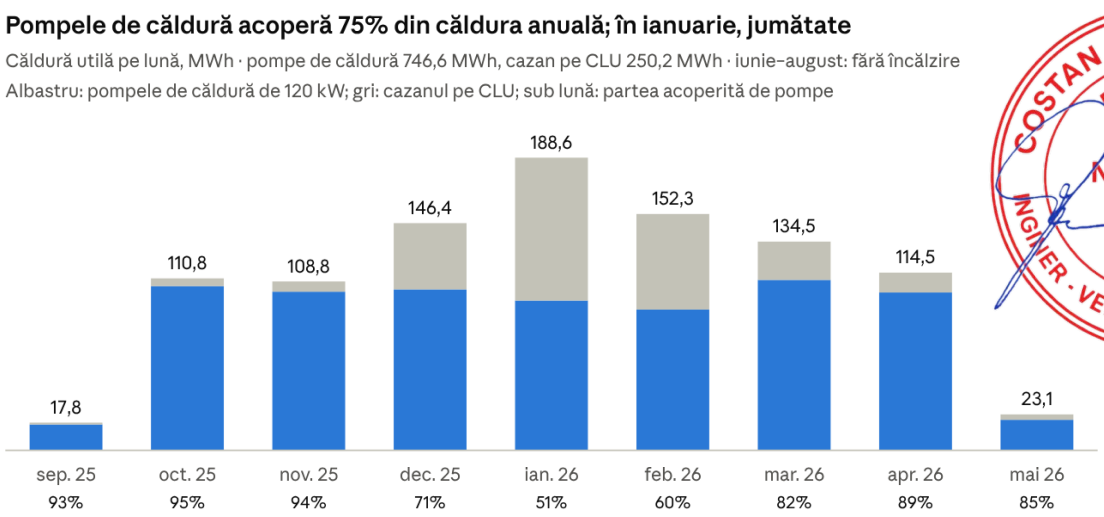
Element	Soluție
Pompe de căldură	2 unități aer-apă monobloc, de exterior, fiecare cu cel puțin 60 kW la A-7/W55 (SR EN 14511). Total: 120 kW (indicatorul I.7)
Compresor și agent frigorific	Compresor cu turație variabilă; agent frigorific cu GWP mic, conform Regulamentului (UE) 2024/573
Performanța sezonieră	SCOP ≥ 3,5 pentru zona climatică medie, conform SR EN 14825

Element	Soluție
Legarea hidraulică	Pe returul circuitului primar, înainte de cazane (preîncălzire în serie), printr-un schimbător cu plăci și un circuit cu glicol pentru protecția la îngheț
Vas tampon	Cel puțin 3.000 l, izolat, pentru a evita pornirile dese
Temperatura pe tur	Până la 55–60 °C, reglată după temperatura exterioară
Cazanul de vârf și rezervă	Greenox E200 (2.000 kW, 2012) rămâne pentru vârfuri și rezervă. Cazanul Vulcan (1995) trece în rezervă rece sau se scoate din funcțiune
Automatizarea	Controler de cascadă cu prioritate pentru pompele de căldură, integrat în sistemul de management al centralei
Contorizarea	Contor de energie termică pe ieșirea pompelor (SR EN 1434) și contor electric dedicat
Alimentarea electrică	Plecare dedicată din tabloul general; pompele nu se alimentează din grupul electrogen
Amplasarea unităților exterioare	Lângă centrala C9, cu distanțe față de saloane care respectă limitele de zgomot din SR 10009:2017

3.2.1.13.3 Simularea orară

Simularea parcurge cele 8.760 de ore ale perioadei de referință. Pentru fiecare oră:

1. **Cererea de căldură** se ia din semnătura energetică la temperatura acelei ore. Totalul zilei este egal cu consumul măsurat în registru.
2. **Puterea disponibilă a pompelor** este de 120 kW la −7 °C. Crește cu 2,5% pe grad, până la 162 kW, și scade sub −7 °C până la 90 kW. Între −5 și +5 °C se scad 8% pentru degivrare.
3. **COP-ul orar** pornește de la ciclul Carnot, cu un randament de 0,50, temperatura pe tur 55 °C la −7 °C și 40 °C la +15 °C.
4. **Cazanul pe CLU** acoperă diferența dintre cerere și puterea pompelor.





Simulare orară pe 8.760 de ore: cererea orară din registrul CLU și semnătura energetică, temperaturi ERA5, pompe de căldură de 120 kW la A-7/W55

Rezultat	Valoare
Căldura utilă necesară	996,6 MWh/an
Căldură de la pompele de căldură	746,6 MWh/an (74,9%)
Căldură de la cazanul pe CLU	250,1 MWh/an (25,1%)
Punctul de bivalență	circa +9 °C
Energie electrică la SCOP 3,5 (folosită pentru consumul de referință)	213,3 MWh/an
Energie electrică din simulare, factor de performanță sezonieră 3,09	241,4 MWh/an
Puterea electrică maximă a pompelor	48–60 kW

Factorul de performanță din simulare (3,09) este mai mic decât SCOP-ul de catalog (≥ 3,5) din două motive. SCOP-ul se determină pe clima standard medie din SR EN 14825. Simularea folosește clima reală de la Costești și temperaturile pe tur cerute de radiatoare.

3.2.1.13.4 Sensibilitatea rezultatului

Ipoteză	Acoperire cu pompe de 120 kW
Simulare orară, putere variabilă cu temperatura (cazul de bază)	74,9%

Ipoteză	Acoperire cu pompe de 120 kW
Model zilnic, putere constantă de 120 kW (limita de jos)	64,3%
Simulare orară cu pompe de 100 kW	64,8%
Simulare orară cu pompe de 140 kW	82,3%

În toate variantele, acoperirea rămâne peste pragul de 50% din ghid.

3.2.1.13.5 Verificarea condițiilor din ghid

Condiția din ghid	Cum este îndeplinită
a) Soluție unitară de încălzire, justificată în SF	Pompele alimentează rețeaua centrală care deservește toate clădirile spitalului
b) Dimensionare pe necesarul de putere și de energie termică utilă	Necesar de putere 342 kW la −15 °C și necesar anual de 996,6 MWh, din registrul de combustibil (capitolul 2.4.1)
c) Înlocuirea a cel puțin 50% din căldura produsă din surse convenționale	74,9% (simulare orară) și 64,3% în varianta cea mai prudentă
d) Conformitate cu SR EN 14511 și SR EN 14825	Cerință în fișa de parametri minimi (punctul 3.2.3)
e) SCOP ≥ 3,5 pentru zona climatică medie	Cerință în fișa de parametri minimi (punctul 3.2.3)
f) Comandă printr-un sistem coordonat sau centralizat	Controler de cascadă și management centralizat al centralei C9
g) Funcția principală: încălzirea	Pompele de căldură asigură încălzirea; nu se prevăd unități de răcire

3.2.1.13.6 Efectul asupra combustibilului

Consumul de CLU scade de la 98.670 kg la 24.756 kg pe an. Economia este de 73.914 kg pe an, adică 74,9%, sau 829,6 MWh de energie din combustibil.

3.2.1.14 Consumul suplimentar și consumul de referință pentru PV

Pompele de căldură adaugă un consum electric de 213.309 kWh pe an. Consumul de referință pentru dimensionarea centralei fotovoltaice devine 556.596 kWh pe an: 343.287 kWh din facturi plus consumul pompelor.

3.2.1.14.1 Justificarea consumului suplimentar

Ghidul acceptă un consum suplimentar față de facturi când proiectul include pompe de căldură. Consumul trebuie dovedit prin auditul electroenergetic și prin SF. Calculul este următorul:

Pas	Mărime	Valoare	Sursă
1	Căldura utilă necesară	996,6 MWh/an	Registrul CLU, randament 0,90 (capitolul 7 din auditul electroenergetic)
2	Partea acoperită de pompe	74,9%	Simularea orară (capitolul 3.2.1.13)
3	Căldura produsă de pompe	746,6 MWh/an	996,6 × 74,9%
4	Performanța sezonieră	SCOP 3,5	Valoarea minimă din ghid
5	**Consumul electric suplimentar**	**213,3 MWh/an**	746,6 / 3,5

SCOP 3,5 este alegerea prudentă pentru verificarea raportului R_ac: un SCOP mai mare ar da un consum suplimentar mai mic. Cu factorul de performanță din simulare, consumul ar fi 241,4 MWh/an, iar R_ac ar scădea de la 0,892 la 0,849.

3.2.1.14.2 Consumul de referință pentru dimensionare

Componentă	kWh/an
Consumul din ultimele 12 facturi (AC.1)	343.287
Consumul suplimentar al pompelor de căldură	213.309
Consumul de referință pentru R_ac	**556.596**

Pentru ca R_ac să rămână sub 1,10 cu producția de 496.518 kWh/an, consumul suplimentar trebuie să fie de cel puțin 108.093 kWh/an. Consumul calculat (213.309 kWh/an) dă o marjă de 97%. R_ac rămâne sub 1,10 pentru orice SCOP până la 6,9.

3.2.1.14.3 Repartizarea lunară a consumului total

Lună	Facturi (kWh)	Pompe de căldură (kWh)	Total (kWh)
aug. 2025	25.936	0	25.936
sep. 2025	24.749	4.743	29.492
oct. 2025	29.522	30.228	59.750
nov. 2025	30.548	29.199	59.747
dec. 2025	31.362	29.628	60.990

Lună	Facturi (kWh)	Pompe de căldură (kWh)	Total (kWh)
ian. 2026	34.021	27.571	61.592
feb. 2026	31.108	25.913	57.021
mar. 2026	31.954	31.371	63.325
apr. 2026	30.069	29.056	59.125
mai 2026	25.433	5.600	31.033
iun. 2026	24.117	0	24.117
iul. 2026	24.468	0	24.468
Total	**343.287**	**213.309**	**556.596**

Consumul pompelor este repartizat pe luni proporțional cu căldura produsă de ele în simularea orară.

3.2.1.14.4 Profilul de consum și stocarea

Simularea orară a sistemului cu 399,32 kWp și stocare, cu injecția limitată la 250 kW, arată cum se folosește energia produsă:

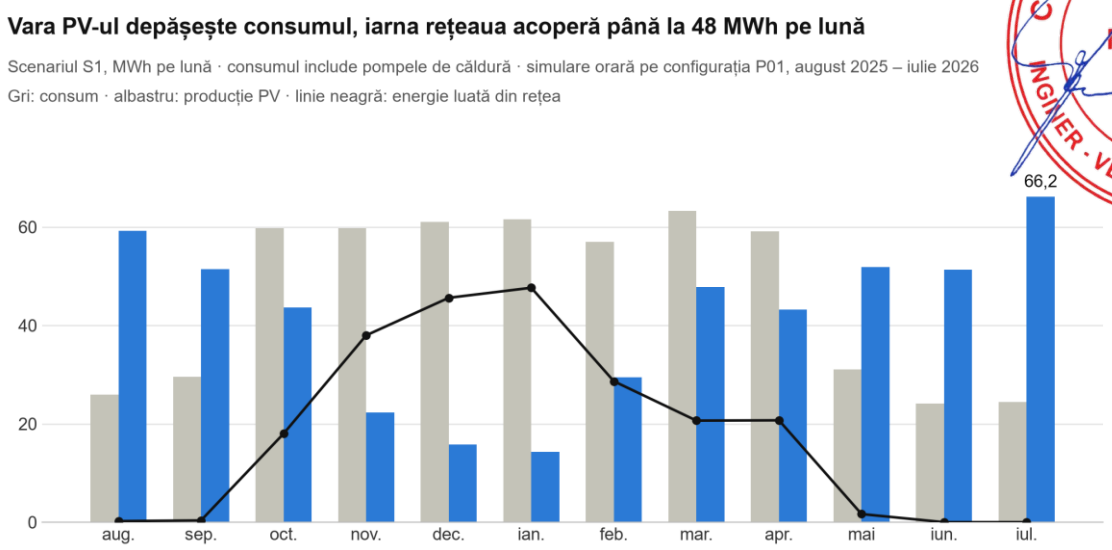
Mărime (MWh/an)	Fără stocare	S1: 1.075 kWh	S2: 1.505 kWh
Producție fotovoltaică	496,5	496,5	496,5
Consumată direct în spital	196,5	196,5	196,5
Consumată prin baterie	–	138,6	143,3
Livrată în rețea, sub limita de 250 kW	299,1	144,3	138,7
Luată din rețea	360,1	221,5	216,8
Partea din consum acoperită de PV	35,3%	60,2%	61,0%

Stocarea S1 dublează aproape partea din consum acoperită de centrala fotovoltaică. S2 aduce în plus doar 4,7 MWh/an, cu 430 kWh de baterie în plus. Surplusul livrat în rețea apare mai ales din mai până în septembrie, când pompele de căldură nu funcționează. Fără limitare, puterea livrată ar ajunge la 297 kW. Sistemul de management o limitează la 250 kW, cât permite întrerupătorul general de 400 A al tabloului general existent; se pierd astfel 0,8 MWh/an, iar energia folosită în spital rămâne aceeași. Ghidul prevede explicit plafonarea injecției atunci când producția depășește consumul instantaneu plus capacitatea de încărcare a stocării.

3.2.1.15 Analiza tehnică comparativă S1 / S2

S1 și S2 au aceeași producție, același R_ac și aceeași injecție maximă. S2 are cu 430 kWh mai multă baterie (+40%), dar folosește în spital doar cu 4,7 MWh/an mai multă energie fotovoltaică (+1,4%). Scenariul recomandat este S1.

3.2.1.15.1 Bilanțul lunar



Simulare orară (PVGIS 5.3, temperaturi ERA5, profil de consum din auditul electroenergetic), scenariul S1

Din mai până în septembrie, producția depășește mult consumul, iar bateria se umple în fiecare zi. Surplusul care nu mai încape se livrează în rețea. Din noiembrie până în februarie, pompele de căldură dublează consumul, producția este mică și aproape toată se consumă direct; o baterie mai mare nu are ce să înmagazineze în aceste luni.

3.2.1.15.2 Comparația energetică

Mărime (MWh/an)	Fără stocare (reper)	S1	S2
Producție PV	496,5	496,5	496,5
Consumată direct	196,5	196,5	196,5
Consumată prin baterie	–	138,6	143,3
Livrată în rețea	299,1	144,3	138,7
Limitată de plafonul de 250 kW	0,9	0,8	0,8
Luată din rețea	360,1	221,5	216,8

Mărime (MWh/an)	Fără stocare (reper)	S1	S2
Consum acoperit din PV	35,3%	60,2%	61,0%
Producție folosită în spital	39,6%	67,5%	68,4%

3.2.1.15.3 Comparația tehnică

Criteriu	S1	S2	Avantaj
Unități de stocare	5	7	S1: mai puține racorduri, mai puțină mentenanță
Capacitate utilă	967,5 kWh	1.354,5 kWh	S2
Cicluri echivalente pe an	143	106	S1: baterie mai bine folosită
Energie folosită pe kWh instalat	129 kWh/kWh/an	95 kWh/kWh/an	S1
Pierderi în baterie	16,3 MWh/an	17,2 MWh/an	S1
Spațiul pe platformă	5 unități pe platforma de 12,0 × 3,0 m	7 unități pe aceeași platformă	S1
Energia stocată (sarcina de incendiu)	1.075 kWh	1.505 kWh	S1: distanțe de siguranță mai mici
Costul stocării	referință	circa +38%	S1
Rezerva pentru îmbunătățiri viitoare	Spațiu pentru unități suplimentare pe platformă	Platforma complet ocupată	S1

3.2.1.15.4 Conformitatea cu ghidul

Condiție	S1	S2
R_P = P_stoc / P_PV ≥ 1,00	≥ 1,00 ✓	≥ 1,00 ✓
2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV (798,6–1.597,3 kWh)	1.075 kWh ✓	1.505 kWh ✓
Caietul de sarcini: 800–1.600 kWh, ≥ 400 kW	✓	✓
Fără Pb, NiCd, NiMH	LFP ✓	LFP ✓

Condiție	S1	S2
Încărcare 100% din PV	✓	✓

3.2.1.15.5 Analiza multicriterială

Criteriu	Pondere	S1	S2
Energie fotovoltaică folosită în spital	30%	4	5
Costul investiției în stocare	25%	5	3
Gradul de utilizare a bateriei	20%	5	3
Siguranța la incendiu și spațiul ocupat	15%	5	4
Complexitatea și mentenanța	10%	5	4
Punctaj ponderat (din 5)	**100%**	**4,70**	**3,85**

Notele sunt de la 1 (slab) la 5 (foarte bun). S1 câștigă la patru din cele cinci criterii; S2 este mai bun numai la energia folosită, cu o diferență de 0,8 puncte procentuale.

3.2.1.15.6 Recomandarea

Se recomandă **S1**: 5 unități de 215 kWh (1.075 kWh) și cel puțin 400 kW. Bateria ridică partea din consum acoperită de PV de la 35,3% la 60,2%, este folosită 143 de cicluri pe an și respectă toate condițiile din ghid și din caietul de sarcini, cu un cost al stocării cu circa 28% mai mic decât S2.

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

Pentru fiecare componentă s-au comparat variantele constructive posibile. Varianta aleasă este cea care respectă ghidul, folosește spațiul disponibil și are cel mai mic cost pe energia produsă sau pe căldura livrată.

Componentă	**Varianta aleasă**	**Variante analizate și respinse**	**Justificarea alegerii**
Amplasarea modulelor	Pe sol, în câmpul din planul P01, și pe un carport nou	Pe acoperișurile pavilioanelor; pe copertina existentă a parcării	Consolidarea acoperișurilor nu este eligibilă (ghid); copertina existentă ar cere expertiză tehnică și consolidare; structurile pe sol și carporturile sunt eligibile

Componentă	Varianta aleasă	Variante analizate și respinse	Justificarea alegerii
Structura pe sol	Mese fixe, 2 module în poziție verticală, 30°, sud	Trackere pe o axă; mese est-vest la 10–15°	Trackerele cresc costul și mentenanța; mesele est-vest produc mai puțin pe kWp și ar depăși spațiul pentru aceeași producție vara
Fundarea	Piloni metalici bătuți sau înșurubați	Fundații izolate din beton	Execuție rapidă, fără betonare, demontabilă la sfârșitul vieții
Modulele	Monocristaline de 745 Wp, eficiență ≥ 23,5%	Module de 650 Wp, de aceeași dimensiune	Pe cele 536 de poziții din P01, modulul de 745 Wp dă 399,32 kWp, față de 348,4 kWp cu module de 650 Wp, cu aceeași structură
Invertoarele	4 invertoare de string de 100 kW	Un invertor central; microinvertoare	Redundanță (o defecțiune oprește 25% din putere); I.1 egal cu puterea în module; cost mic pe kW
Cuplarea bateriei	În curent alternativ, la tabloul TDPV	În curent continuu, cu invertoare hibride	Echipamente independente; bateria poate sta departe de câmp; extindere simplă
Tehnologia bateriei	LFP, unități de exterior de 215 kWh	Plumb-acid; NMC	Plumbul, NiCd și NiMH sunt excluse de ghid; LFP are stabilitate termică mai bună decât NMC, deci risc de incendiu mai mic lângă un spital
Capacitatea bateriei	1.075 kWh (S1)	1.505 kWh (S2)	S2 aduce +1,4% energie PV consumată pentru +316.124 lei; analiza de la 4.5.5 și 4.6.6 arată că surplusul nu se justifică

Componentă	Varianta aleasă	Variante analizate și respinse	Justificarea alegerii
Pompele de căldură	Aer-apă, monobloc, la centrala C9, în cascadă cu cazanul	Sol-apă cu foraje; apă-apă; aparate individuale de climatizare	Forajele pentru pompe de căldură nu sunt eligibile (ghid); nu există sursă de apă disponibilă; aparatele individuale nu sunt eligibile
Integrarea termică	Pe returul rețelei centralei, prin vas tampon și schimbător cu plăci	Înlocuirea cazanelor	Soluție unitară pentru toate clădirile; cazanul rămâne pentru vârfuri și rezervă, fără investiție nouă în el
Agentul frigorific	GWP ≤ 150, de preferință natural	Agenți cu GWP mare	Conformitatea cu Regulamentul (UE) 2024/573 și cu principiul DNSH
Managementul energiei	Controler de centrală cu măsurare la punctul de delimitare	Limitarea fixă a puterii invertoarelor	Ghidul cere management dinamic, cu plafonarea automată a injecției; EMS permite și încărcarea numai din PV

Aspectul funcțional-arhitectural. Centrala pe sol este o construcție tehnică joasă, de circa 2,5–3 m înălțime, în incinta împrejmuită, fără personal permanent. Carportul are aspectul unei parcări acoperite. Unitățile de stocare sunt dulapuri de exterior pe o platformă betonată. Clădirile spitalului nu se modifică.

Fluxul tehnologic. Energia produsă de module trece prin invertoare în tabloul TDPV și de acolo în tabloul general al spitalului din C6, pe partea de rețea a AAR. Surplusul încarcă bateria, iar ce nu mai încape se livrează în rețea, sub limita de 250 kW reglată în sistemul de management. Seara și noaptea bateria se descarcă spre consumul spitalului. Pompele de căldură preîncălzesc returul rețelei termice, iar cazanul completează temperatura numai când este nevoie.

3.2.3 Echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse

Obiect	Echipamente principale	Cantitate S1	Cantitate S2	Fișa tehnică

Obiect	Echipamente principale	Cantitate S1	Cantitate S2	Fișa tehnică
Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol	Module de 745 Wp; invertoare de 100 kW; structuri fixe	428; 4; 318,86 kWp	identic	FT-01, FT-02, FT-05
Ob. 2 – Carport fotovoltaic	Module de 745 Wp; structură de carport pentru 20 de locuri	108; 1	identic	FT-01, FT-03
Ob. 3 – Sistemul de stocare	Unități LFP de 215 kWh cu convertor bidirecțional; platformă	5	7	FT-13, FT-14, FT-15
Ob. 4 – Pompele de căldură	Pompe aer-apă de 60 kW; vas tampon; schimbător; pompe de circulație; automatizare; contoare termice; tablou	2; 1; 1; 3; 1; 2; 1	identic	FT-22 – FT-29
Ob. 5 – Instalațiile de legătură	TDPV; releu de interfață; EMS; analizor; contoare; stație meteo; comunicații; cabluri	1 set	1 set, cu 2 plecări în plus în TDPV	FT-06 – FT-12, FT-16 – FT-21

Devizul general nu cuprinde dotări (subcapitolul 4.5 are valoarea zero). Fișele tehnice de mai jos dau cerințele minime pe care le verifică comisia de evaluare a ofertelor.

3.2.3.1 Fișe tehnice: câmpul fotovoltaic și structurile

Fișele din punctul 3.2.3 stabilesc parametrii minimi pentru toate componentele, fără mărci sau modele, așa cum cere ghidul. Un echipament ofertat este acceptat numai dacă îndeplinește sau depășește fiecare parametru.

FT-01. Modulul fotovoltaic

Parametru	Cerință minimă
Cantitate	536 de bucăți (428 pe sol, 108 pe carport)
Putere nominală (STC)	≥ 745 Wp, toleranță numai pozitivă
Dimensiuni	Circa 2,38 × 1,30 m, compatibile cu așezarea din planul P01

Parametru	Cerință minimă
Tensiunea în gol (STC)	≤ 54,9 V la un coeficient al Voc de −0,25%/K, astfel încât un string de 18 module să rămână sub 1.100 V la −20 °C
Tehnologie	Siliciu monocristalin, celule tip half-cut sau echivalent
Eficiența modulului	≥ 23,5%
Tensiunea maximă a sistemului	1.500 V DC; siguranța serie maximă admisă de modul ≥ 30 A
Coeficientul de temperatură al puterii	cel mult 0,35%/K, în valoare absolută
Rezistență mecanică	≥ 5.400 Pa sarcină statică frontală (zăpadă) și ≥ 2.400 Pa pe spate (vânt)
Cadru și sticlă	Cadru din aluminiu anodizat; sticlă securizată cu tratament antireflex
Cutia de joncțiune	IP68, cu diode de bypass
Conectori	Compatibili între ei pe același string, IP68, conform SR EN IEC 62852
Standarde	SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730; rezistență la PID; rezistență la ceață salină și amoniac
Garanție de produs	≥ 12 ani
Garanție de performanță	≥ 80% din puterea nominală după 25 de ani
Documente	Fișă tehnică, certificate, raport flash pentru fiecare modul

FT-02. Structura de montaj pe sol

Parametru	Cerință minimă
Tip	Mese fixe, 2 module în portret pe verticală
Orientare și înclinare	Sud (azimut 0°), 30°
Pasul rândurilor	8,2 m, cu 6 rânduri, ca în planul P01
Garda la sol	0,6–0,8 m la marginea inferioară

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MOLDA
NR. 12089
Ie, I
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Parametru	Cerință minimă
Material	Oțel zincat la cald (strat ≥ 80 µm) sau aluminiu; îmbinări din oțel inoxidabil
Fundație	Stâlpi bătuți sau șuruburi de fundare, verificați prin încercări de smulgere pe teren
Calcul	Zăpadă (CR 1-1-3/2012), vânt (CR 1-1-4/2012), seism (P100-1/2013); clasa de coroziune stabilită pentru amplasament
Legătura la pământ	Continuitate electrică între mese și legătură la conturul prizei de pământ
Durata de viață	≥ 25 de ani

FT-03. Carportul fotovoltaic

Parametru	Cerință minimă
Capacitate	20 de locuri de parcare, 2,5 × 5 m fiecare; circa 53 × 6,1 m, în nordul incintei (planul P01)
Module	108, în 4 rânduri a câte 27 (80,46 kWp)
Înclinare și orientare	10°, azimut −11°, paralel cu gardul de nord
Înălțime liberă	≥ 2,5 m
Material	Oțel zincat la cald, vopsit, sau aluminiu structural
Fundații	Izolate, din beton armat, conform studiului geotehnic și NP 112-2014
Ape pluviale	Jgheaburi și burlane, cu descărcare la canalizare sau la teren
Protecție la impact	Parapeți la baza stâlpilor
Calcul	CR 1-1-3/2012, CR 1-1-4/2012, P100-1/2013
Instalație electrică	Trasee de cabluri protejate în structură; legătură la pământ la fiecare stâlp

FT-04. Împrejmuirea centralei

Parametru	Cerință minimă
Înălțime	≥ 1,8 m
Lungime	Circa 205 m, în jurul câmpului de pe sol din planul P01

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLDA NR. 12089 INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Parametru	Cerință minimă
Tip	Panouri din plasă sudată zincată și plastifiată, pe stâlpi metalici
Acces	Poartă pentru vehicule de ≥ 4 m și poartă pietonală, cu încuietori
Semnalizare	Indicatoare de pericol electric și de interzicere a accesului
Legătura la pământ	Gardul se leagă la priza de pământ, dacă se află în zona de influență a instalației

3.2.3.2 Fișe tehnice: invertoare, tablouri, cabluri, protecții

FT-05. Invertorul fotovoltaic

Parametru	Cerință minimă
Cantitate și putere	4 bucăți × 100 kW AC nominal; putere AC totală 400 kW
Tip	Invertor de string trifazat, fără transformator
Tensiune DC maximă	≥ 1.100 V
Domeniul MPPT	Cel puțin 200–1.000 V
Intrări	≥ 4 MPPT; ≥ 8 intrări de string
Curent pe intrarea MPPT	≥ 40 A de lucru; ≥ 2 × 1,25 × 18,6 A la scurtcircuit
Ieșire AC	3 × 400 V, 50 Hz; curent maxim indicat de producător, ≤ 200 A
Randament maxim / european	≥ 98,5% / ≥ 98%
Factor de putere reglabil	Cel puțin 0,9 inductiv – 0,9 capacitiv
Distorsiunea armonică a curentului	< 3% la putere nominală
Protecții integrate	Monitorizarea izolației DC, RCMU, anti-insularizare, protecție la supratensiuni DC și AC (tip 2), separator DC
Conformitate	SR EN IEC 62109-1 și -2; SR EN 50549-1; cerințele Normei tehnice aprobate prin Ordinul ANRE nr. 208/2018; marcaj CE
Grad de protecție	≥ IP65; temperatură de lucru −25 … +60 °C
Comunicație	Modbus TCP sau RS485, compatibilă cu EMS

Parametru	Cerință minimă
Garanție	≥ 5 ani, cu posibilitate de extindere

FT-06. Tabloul centralei fotovoltaice (TDPV)

Parametru	Cerință minimă
Standard	SR EN 61439-1 și -2
Curentul nominal al barelor	≥ 1.250 A
Curentul de scurtcircuit admisibil	Cel puțin valoarea calculată la punctul de montaj, minimum 25 kA / 1 s
Sosiri	4 × întrerupător automat 200 A (invertoare); câte un întrerupător pe unitate de stocare
Plecare	Întrerupător general 630 A, cu declanșator electronic, bobină de declanșare și contacte auxiliare
Echipare suplimentară	Releu de protecție de interfață, descărcător tip 1+2, contoare MID, analizor de rețea, controlerul EMS, UPS pentru circuitele de comandă
Grad de protecție	≥ IP54 la exterior, cu încălzire anticondens și ventilație
Oprire de urgență	Buton pe ușă, care declanșează întrerupătorul general și oprește invertoarele și convertoarele

FT-07. Cablul solar DC

Parametru	Cerință minimă
Tip	H1Z2Z2-K, conform SR EN 50618
Secțiune	6 mm² Cu pentru stringurile de pe sol și de pe carport; 10 mm² Cu pentru traseele mai lungi de 80 m
Tensiune nominală	1,5 kV DC
Izolație	Dublă, rezistentă la UV și ozon, fără halogeni
Temperatură de lucru	−40 … +90 °C

FT-08. Cablurile AC de forță

Tronson	Tip și secțiune
Invertor → TDPV	CYABY 3×95+50 mm² Cu, 0,6/1 kV

Tronson	Tip și secțiune
TDPV → TG	2 × CYABY 3×240+120 mm² Cu, 0,6/1 kV, în paralel
Unitate de stocare → TDPV	CYABY, secțiunea după curentul maxim al convertorului
TG → TD-PdC	CYABY 3×70+35 mm² Cu, 0,6/1 kV
Pozare	În pământ la ≥ 0,8 m, pe pat de nisip, cu bandă avertizoare; în tuburi la traversări (NTE 007/08/00)
Verificare	Cădere de tensiune cumulată invertor → TG ≤ 3%; stabilitate termică la scurtcircuit

FT-09. Întrerupătoarele automate

Parametru	Cerință minimă
Standard	SR EN 60947-2
Tip	Întrerupătoare în carcasă turnată, cu declanșator electronic reglabil
Capacitate de rupere	≥ curentul de scurtcircuit calculat la punctul de montaj
Selectivitate	Selectivitate verificată între TDPV și TG
Accesorii	Contacte auxiliare de stare și declanșare, pentru EMS

FT-10. Dispozitivele de protecție la supratensiuni

Loc	Tip
TDPV, bare principale	Tip 1+2 AC, conform SR EN 61643-11
Intrările DC ale invertoarelor	Tip 2 DC, 1.100 V, conform SR EN 61643-31 (tip 1+2 dacă nu se respectă distanța de separare față de paratrăsnet)
TD-PdC și tablourile de comandă	Tip 2 AC
Liniile de comunicație	Protecții pentru linii de date, la intrarea în tablouri

FT-11. Releul de protecție de interfață

Parametru	Cerință minimă
Funcții	Tensiune minimă și maximă (inclusiv media pe 10 minute), frecvență minimă și maximă, ROCOF, deplasare de fază

Parametru	Cerință minimă
Reglaje	Programabile, cu valorile din ATR și SR EN 50549-1
Acțiune	Pe bobina de declanșare a întrerupătorului general al TDPV
Autotest	Integrat, cu semnalizarea defectului și declanșare la pierderea alimentării proprii
Certificare	Conform cerințelor operatorului de distribuție

FT-12. Priza de pământ și instalația de paratrăsnet

Element	Cerință minimă
Conturul prizei	Bandă din oțel zincat 40 × 4 mm, la 0,8 m adâncime, în jurul câmpului și în lungul rândurilor
Electrozi	Țevi sau bare din oțel zincat, de cel puțin 2 m
Legături	Fiecare masă, TDPV, unitățile de stocare, invertoarele și carportul, legate la priză
Rezistența de dispersie	Conform I7/2011 și SR EN 62305-3, măsurată la recepție
Paratrăsnet	După evaluarea riscului (SR EN 62305-2); captatoare cu distanță de separare față de module, dacă sunt necesare

3.2.3.3 Fișe tehnice: stocare, management al energiei, măsurare

Fișa de parametri minimi P_PV, P_stoc, E_stoc (cerută de ghid la depunere)

Parametru minim asumat	S1 (recomandat)	S2
P_PV, puterea instalată a centralei fotovoltaice	399,32 kWp	399,32 kWp
P_stoc, puterea nominală de încărcare/descărcare	≥ 400 kW	≥ 400 kW
E_stoc, capacitatea nominală	≥ 1.075 kWh	≥ 1.505 kWh
R_P = P_stoc / P_PV	≥ 1,00	≥ 1,00
E_stoc / P_PV	2,69 h	3,77 h

FT-13. Unitatea de stocare

Parametru	Cerință minimă
Cantitate	S1: 5 unități; S2: 7 unități
Capacitate nominală pe unitate	≥ 215 kWh

Parametru	Cerință minimă
Chimia celulelor	Litiu-fier-fosfat (LFP)
Adâncime de descărcare utilizabilă	≥ 90%
Randament dus-întors (AC–AC)	≥ 88%
Durabilitate	≥ 6.000 de cicluri până la 80% din capacitatea inițială
Sistemul de gestionare (BMS)	Monitorizare pe celulă, echilibrare, protecții la supraîncărcare, descărcare profundă, supracurent și temperatură
Controlul termic	Climatizare sau răcire cu lichid; temperatura celulelor menținută în domeniul recomandat
Protecția la incendiu	Detecție de gaze de ardere și fum, stingere automată, eliberarea presiunii (panouri de deflagrație)
Carcasa	De exterior, ≥ IP55, funcționare la −20 … +45 °C
Standarde	SR EN IEC 62619; seria SR EN IEC 62933 (inclusiv siguranța); UN 38.3; raport de propagare a ambalării termice (de exemplu UL 9540A sau echivalent)
Regulamentul (UE) 2023/1542	Documentație și marcaje pentru baterii industriale
Garanție	≥ 10 ani sau un număr garantat de cicluri, cu capacitate minimă garantată la final

FT-14. Convertorul bateriei (PCS)

Parametru	Cerință minimă
Putere nominală totală	≥ 400 kW (S1: ≥ 80 kW pe unitate; S2: ≥ 58 kW pe unitate)
Tip	Bidirecțional, trifazat, 3 × 400 V, 50 Hz
Randament maxim	≥ 97%
Putere reactivă	Capabil să furnizeze putere reactivă și noaptea, la comanda EMS
Protecții	Anti-insularizare; conformitate cu SR EN 50549-1 și cu Norma tehnică aprobată prin Ordinul ANRE nr. 208/2018

Parametru	Cerință minimă
Încărcarea din rețea	Dezactivabilă prin configurare, cu protecție la modificare
Comunicație	Modbus TCP cu EMS

FT-15. Platforma bateriei

Parametru	Cerință minimă
Fundare	Dală din beton armat, calculată pentru greutatea unităților
Dimensiuni	12,0 × 3,0 m (planul P01), pentru 5 unități (S1) sau 7 unități (S2), cu distanțele cerute de producător și de scenariul de securitate la incendiu
Ape	Pantă și rigole pentru scurgerea apelor
Cabluri	Canale și goluri de trecere sub unități
Acces	Din calea de acces din nordul incintei, pentru întreținere și intervenție

FT-16. Controlerul de centrală (EMS)

Funcție	Cerință
Limitarea injecției	Plafonare dinamică la valoarea setată (≤ 400 kW), cu buclă de reglaj sub 1 secundă
Injecție zero	Mod disponibil, dacă ATR-ul este fără injecție
Gestionarea bateriei	Încărcare numai din surplusul PV; descărcare numai spre consumul local
Putere reactivă	Reglarea factorului de putere la punctul de delimitare (≥ 0,95)
Grupul electrogen	Intrare de stare de la AAR; confirmarea deconectării
Pompele de căldură	Ieșire de semnal de surplus spre automatizarea centralei termice
Siguranța	La pierderea măsurării sau a comunicației, comandă injecție zero
Alimentare	Din UPS propriu, cu autonomie de cel puțin 1 oră
Interfețe	Modbus TCP, RS485; jurnal de evenimente

FT-17. Analizorul de rețea la punctul de delimitare

Parametru	Cerință minimă
Clasa de precizie	0,5S pentru energie activă

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
NR. 12089
INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Parametru	Cerință minimă
Mărimi	Putere activă și reactivă în ambele sensuri, tensiuni, curenți, factor de putere, armonici
Transformatoare de curent	Proprii, clasa 0,5S, dimensionate pentru curentul punctului de racord
Comunicație	Modbus TCP, cu actualizare sub 1 secundă pentru EMS

FT-18. Contoarele beneficiarului

Contor	Cerință minimă
Producția PV	Trifazat, aprobat MID, clasa B, prin transformatoare de curent, comunicație Modbus
Bateria (încărcare/descărcare)	Bidirecțional, aprobat MID, clasa B, comunicație Modbus
Pompele de căldură	Aprobat MID, clasa B, comunicație Modbus

FT-19. Platforma de monitorizare

Funcție	Cerință
Afișare	Producție, consum, stocare, injecție, pompe de căldură, în timp real și istoric
Rapoarte	Lunare și anuale: I.2, I.3, I.5, R_ac, cota pompelor de căldură, autoconsum
Alarme	Prin e-mail sau SMS, la defecte și la abateri de producție
Stocarea datelor	Pe toată durata monitorizării cerute de contractul de finanțare, cu export CSV
Acces	Conturi nominale pentru spital, proiectant și mentenanță; acces de la distanță prin VPN

FT-20. Senzorii meteo

Senzor	Cerință minimă
Iradianță în planul modulelor (sol, 30°)	Piranometru clasa B (ISO 9060) sau celulă de referință calibrată
Temperatura modulelor	Senzor PT100/PT1000 pe spatele unui modul
Temperatura aerului	Senzor cu ecran de radiație

Senzor	Cerință minimă
Legătură	Spre EMS, Modbus

FT-21. Rețeaua de comunicații

Element	Cerință minimă
Legătura câmp – TDPV – TG	Fibră optică sau FTP cat. 6 ecranat, în tub separat de cablurile de forță
Echipamente	Switch industrial, router cu firewall și VPN
Separare	Rețea separată de rețeaua medicală și administrativă a spitalului

3.2.3.4 Fișe tehnice: pompe de căldură și echipamente termice

FT-22. Pompa de căldură aer-apă

Parametru	Cerință minimă
Cantitate	2 unități, funcționare în cascadă
Tip	Aer-apă, monobloc, de exterior
Putere termică pe unitate	≥ 60 kW la A-7/W55 (SR EN 14511-2); total ≥ 120 kW (I.7)
SCOP	≥ 3,5, zona climatică medie, aplicație la 55 °C (SR EN 14825)
Proiectare ecologică și etichetare	Regulamentul (UE) nr. 813/2013 și Regulamentul delegat (UE) nr. 811/2013
Compresor	Cu turație variabilă, modulare continuă
Temperatura maximă pe tur	≥ 65 °C
Domeniul de funcționare la încălzire	−20 … +35 °C temperatură exterioară
Agent frigorific	GWP ≤ 150, de preferință natural; Regulamentul (UE) 2024/573; SR EN 378-1–4
Degivrare	Automată
Zgomot	Putere acustică declarată conform SR EN 12102-1; limitele din SR 10009:2017 și Ordinul ministrului sănătății nr. 119/2014 la saloane

Parametru	Cerință minimă
Alimentare	3 × 400 V, 50 Hz; compatibilitate electromagnetică conform seriei SR EN 61000
Comunicație	Modbus sau BACnet, cu automatizarea centralei
Garanție	≥ 5 ani pentru compresor

FT-23. Vasul tampon

Parametru	Cerință minimă
Volum	≥ 3.000 l
Presiune / temperatură	PN 6 / 95 °C
Izolație	≥ 100 mm, cu manta
Echipare	Teci pentru senzori pe 3 niveluri, aerisire, golire

FT-24. Schimbătorul de căldură cu plăci

Parametru	Cerință minimă
Putere	≥ 165 kW
Material	Plăci din oțel inoxidabil, garnituri pentru glicol
Pierdere de sarcină	≤ 30 kPa pe fiecare circuit
Diferența minimă de temperatură	≤ 3 K

FT-25. Pompele de circulație

Parametru	Cerință minimă
Tip	Electronice, cu turație variabilă
Eficiență	EEI ≤ 0,23 (Regulamentul (CE) nr. 641/2009)
Circuitul cu glicol	Compatibile cu soluție de glicol de până la 40%
Comandă	Din automatizarea centralei

FT-26. Automatizarea centralei termice

Funcție	Cerință
Cascadă	Prioritate pentru pompele de căldură; cazanul pornește numai la nevoie

Funcție	Cerință
Reglaj	Curbă de încălzire după temperatura exterioară; program orar
Surplus PV	Creșterea temperaturii în vasul tampon la semnalul EMS
Grupul electrogen	Oprirea pompelor de căldură și trecerea pe cazan
Date	Înregistrare orară a căldurii și a energiei electrice; raport lunar cu factorul de performanță și cota pompelor
Comunicație	Cu EMS și cu platforma de monitorizare

FT-27. Contoarele de energie termică

Loc	Cerință minimă
Ieșirea pompelor de căldură	Clasa 2, SR EN 1434, aprobat MID, M-Bus sau Modbus
Ieșirea cazanului	Clasa 2, SR EN 1434, aprobat MID

FT-28. Tabloul pompelor de căldură (TD-PdC)

Parametru	Cerință minimă
Standard	SR EN 61439-1 și -2
Întrerupător general	125 A
Plecări	Câte una pe pompă de căldură, cu protecție diferențială de tipul cerut de producător; circuite auxiliare
Deconectarea pe grup	Contactor comandat de AAR
Măsurare	Contor MID cu comunicație Modbus
Protecție la supratensiuni	Descărcător tip 2

FT-29. Circuitul hidraulic și accesoriile

Element	Cerință minimă
Conducte	Oțel sau oțel inoxidabil, izolate termic; la exterior, izolație cu manta rezistentă la UV
Agentul în circuitul exterior	Soluție de glicol, pentru protecția la îngheț până la −25 °C
Siguranță	Supape de siguranță, vase de expansiune, separatoare de aer și de impurități

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLDA NR. 12089 INGINER VERIFICATOR PROIECTE

Element	Cerință minimă
Echilibrare	Robinete de echilibrare și de izolare pe fiecare unitate

Rezumat pentru condițiile din ghid privind pompele de căldură

Condiție	Valoare asumată
Capacitate nominală (I.7)	120 kW
SCOP	≥ 3,5 (zona climatică medie)
Cota din căldura utilă înlocuită	≥ 50% (calculat: 74,9%)
Soluție unitară	Da, la centrala C9, pentru toate clădirile
Comandă centralizată	Da (FT-26)
Funcția principală	Încălzirea spațiilor

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 Ie, I INGINER VERIFICATOR PROIECTE

3.3. Costurile estimative ale investiției

Costurile au fost estimate pe baza prețurilor de piață de la data de 06.11.2026, aplicate la cantitățile de lucrări rezultate din soluția tehnică, așa cum cere pct. 3.3 din anexa nr. 4 la HG nr. 907/2016. Devizele respectă structura din anexele nr. 7 și nr. 8, în forma HG nr. 1.116/2023, inclusiv capitolul 7.

Indicator	**S1 (recomandat)**	**S2**
Valoarea totală (total general), fără TVA	2.868.678 lei	3.189.659 lei
Valoarea totală (total general), cu TVA	3.467.847 lei	3.856.162 lei
din care construcții-montaj (C+M), fără TVA / cu TVA	738.429 lei / 893.502 lei	754.837 lei / 913.356 lei
Cheltuieli eligibile (capitolele 1–6, fără 5.2), cu TVA	2.816.424 lei	3.132.548 lei
Subcapitolul 5.2, cote și taxe (neeligibil, fără TVA)	15.507 lei	15.852 lei
Capitolul 7, cu TVA (în afara grantului)	635.916 lei	707.762 lei

Ipotezele de cost:

- prețurile sunt în lei, fără TVA, la data de 06.11.2026; cursul este 1 euro = 5,3403 lei (cursul de referință BCE din 06.11.2026), conform ghidului;
- cota TVA este 21%; TVA este eligibilă, pentru că spitalul nu o poate deduce;
- prețurile unitare sunt prețuri de piață, fără TVA, la data de 06.11.2026, aplicate la cantitățile estimate din memoriul tehnic; diferențele de la licitație se acoperă din capitolul 7; același preț unitar se folosește în ambele scenarii;
- serviciile de proiectare și studiile au valorile din contractul de servicii atribuit prin anunțul ADV1555300/30.10.2026;
- obținerea terenului (1.1) și organizarea procedurilor de achiziție (3.6), neeligibile după ghid, au valoarea zero; cotele ISC și CSC și taxa pentru autorizare (subcapitolul 5.2, 2,1% din C+M) sunt cuprinse în deviz ca cheltuieli neeligibile, plătite de spital din bugetul propriu;
- subcapitolul 5.3 este 10% din capitolele 1.2, 1.3, 1.4, 2, 3.5, 3.8 și 4, pentru un obiectiv nou; subcapitolul 7.1 este 25% din baza prevăzută de HG nr. 1.116/2023.

3.3.1 Scenariul 1 (recomandat): devizul general și devizele pe obiecte

3.3.1.1 Devizul general – Scenariul 1

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investiții „Parc fotovoltaic de cca 400 kW cu stocare integrată și sistem de pompe de căldură, pentru autoconsum – Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești”. Scenariul S1 (recomandat): stocare 5 × 215 kWh = 1.075 kWh, P_stoc ≥ 400 kW. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 7, în forma HG nr. 1.116/2023.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului**				
1.1	Obținerea terenului	0	0	0	Terenul aparține Județului Argeș (CF 80844); nu se achiziționează teren. Categorie neeligibilă.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
1.2	Amenajarea terenului	12.000	2.520	14.520	Îndepărtarea vegetației și nivelarea locală pe câmpul fotovoltaic din planul P01 (circa 2.400 mp), pe platforma bateriei și pe accese.
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	4.000	840	4.840	Refacerea spațiilor verzi și eliberarea zonei organizării de șantier.
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0	0	0	Amplasamentul din planul P01 nu are rețele subterane de relocat.
	TOTAL CAPITOL 1	**16.000**	**3.360**	**19.360**	
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**				
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	0	0	0	Nu sunt necesare utilități noi: centrala se leagă la tabloul general existent (Ob. 5), iar pompele de căldură la centrala termică existentă (Ob. 4).
	TOTAL CAPITOL 2	**0**	**0**	**0**	
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică**				

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
3.1	Studii	19.000	3.990	22.990	
3.1.1	Studii de teren	12.000	2.520	14.520	Studiul geotehnic, 9.000 lei (contract), și ridicarea topografică vizată OCPI, 3.000 lei.
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0	0	0	Nu este cazul: documentul autorității de mediu se cere numai pentru instalațiile de peste 400 kW (Ghidul FM).
3.1.3	Alte studii specifice	7.000	1.470	8.470	Studiul DNSH (contract).
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	7.000	1.470	8.470	Certificatul de urbanism, avizele din CU, ATR-ul și studiul de soluție, dacă operatorul îl cere.
3.3	Expertizare tehnică	0	0	0	Nu este cazul: nu se intervine pe structuri existente.
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranță rutieră	7.000	1.470	8.470	Auditul electroenergetic (contract).
3.5	Proiectare	53.000	11.130	64.130	
3.5.1	Temă de proiectare	0	0	0	Elaborată de beneficiar (caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026).

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0	0	0	Nu este cazul.
3.5.3	Studiu de fezabilitate/Documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	20.000	4.200	24.200	Contract de servicii, anunț ADV1555300/30.10.2026.
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0	0	0	Cuprinse în prețul contractului de proiectare (D.T.A.C. și documentațiile pentru avize).
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	8.000	1.680	9.680	Verificatori de proiecte atestați, pentru cerințele aplicabile.
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	25.000	5.250	30.250	Contract de servicii.
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0	0	0	Realizată de compartimentul de achiziții al spitalului. Categorie neeligibilă.
3.7	Consultanță	102.000	21.420	123.420	
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	90.000	18.900	108.900	Sub limita de 20.000 euro din Ghidul FM.
3.7.2	Auditul financiar	12.000	2.520	14.520	Obligatoriu (Ghidul FM): auditul financiar al cheltuielilor și auditul privind ponderea activităților economice.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
3.8	Asistență tehnică	28.000	5.880	33.880	
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	7.000	1.470	8.470	
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	5.000	1.050	6.050	Contract de servicii.
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	2.000	420	2.420	Contract de servicii.
3.8.2	Dirigenție de șantier	16.000	3.360	19.360	Diriginte de șantier autorizat, pe durata execuției.
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	5.000	1.050	6.050	Pe durata execuției.
	TOTAL CAPITOL 3	**216.000**	**45.360**	**261.360**	
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**				
4.1	Construcții și instalații	625.365	131.329	756.694	Din devizele pe obiecte, Ob. 1 – Ob. 5.
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	87.064	18.284	105.348	Din devizele pe obiecte.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.145.572	240.570	1.386.142	Din devizele pe obiecte.
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	2.200	462	2.662	Din devizele pe obiecte.
4.5	Dotări	0	0	0	Din devizele pe obiecte.
4.6	Active necorporale	7.000	1.470	8.470	Din devizele pe obiecte.
	TOTAL CAPITOL 4	**1.867.201**	**392.115**	**2.259.316**	
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	Organizare de șantier	15.000	3.150	18.150	
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	10.000	2.100	12.100	Platformă, împrejmuire provizorie, racorduri provizorii.
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	5.000	1.050	6.050	Pază, utilități de șantier, containere.
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	15.507	0	15.507	Cote și taxe calculate pe valoarea C+M fără TVA; nu se aplică TVA. Neeligibile (Ghidul FM): se plătesc de beneficiar, din bugetul propriu, și nu intră în grant.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0	0	0	Nu este cazul: proiectul nu folosește credit.
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3.692	0	3.692	0,5% din C+M fără TVA (Legea nr. 169/2026, art. 352).
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	738	0	738	0,1% din C+M fără TVA (Legea nr. 169/2026, art. 143).
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor – CSC	3.692	0	3.692	0,5% din C+M fără TVA (Legea nr. 215/1997).
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	7.385	0	7.385	Taxa pentru autorizarea lucrărilor, circa 1% din C+M fără TVA (Codul fiscal, art. 474), pentru lucrările care se autorizează.
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	196.420	41.248	237.668	10% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.5 + 3.8 + 4), obiectiv nou (HG 907/2016, anexa 6).
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000	1.050	6.050	Obligatoriu (Ghidul FM): panou temporar, placă permanentă, anunțuri.
	TOTAL CAPITOL 5	**231.927**	**45.448**	**277.375**	

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste**				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.000	630	3.630	Instruirea personalului spitalului pentru exploatare.
6.2	Probe tehnologice și teste	9.000	1.890	10.890	Probele la punerea în funcțiune: SR EN 62446-1, măsurători PRAM, teste EMS, probă de 72 h.
	TOTAL CAPITOL 6	**12.000**	**2.520**	**14.520**	
CAPITOLUL 7	**Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	525.550	110.366	635.916	Obligatoriu (HG 907/2016, anexa 6). Se folosește numai pentru diferențele apărute până la finalizarea PT. Neeligibil; nu intră în grant.
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0	0	0	Nu se constituie la faza SF. Neeligibil; nu intră în grant.
	TOTAL CAPITOL 7	**525.550**	**110.366**	**635.916**	
	TOTAL GENERAL	**2.868.678**	**599.169**	**3.467.847**	

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**738.429**	**155.073**	**893.502**	
	TOTAL CAPITOLELE 1–6, fără subcapitolul 5.2 (cheltuieli eligibile, finanțate din grantul FM)	**2.327.621**	**488.803**	**2.816.424**	**Încadrarea în plafon: foaia „Încadrare FM”.**

În prețuri la data de 06.11.2026; 1 euro = 5,3403 lei (cursul de referință BCE). Întocmit: ing. Laurențiu Măgureanu, șef de proiect. Beneficiar/Investitor: Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești.

3.3.1.2 Devizul obiectului Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol (428 × 745 Wp = 318,86 kWp)

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol (428 × 745 Wp = 318,86 kWp) – Scenariul 1. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**186.247**	**39.112**	**225.359**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	37.437	7.862	45.299
4.1.2	Rezistență	70.167	14.735	84.902
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	78.643	16.515	95.158
	TOTAL I – subcap. 4.1	**186.247**	**39.112**	**225.359**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	18.384	3.861	22.245
	TOTAL II – subcap. 4.2	**18.384**	**3.861**	**22.245**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	197.956	41.571	239.527
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**197.956**	**41.571**	**239.527**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**402.587**	**84.544**	**487.131**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Săpături pentru șanțurile de cabluri din câmpul PV, pat de nisip, bandă avertizoare, umplutură și compactare	m	320	42,93	13.738	2.885	16.623	4.1.1
2	Împrejmuire din plasă bordurată h = 1,8 m pe stâlpi metalici, cu fundații	m	205	89,43	18.333	3.850	22.183	4.1.1
3	Poartă de acces auto și poartă pietonală	buc	2	2.683,05	5.366	1.127	6.493	4.1.1
4	Fundații pe piloți metalici bătuți și structuri metalice fixe, sud, 30°, furnizare	buc	428	129,06	55.238	11.600	66.838	4.1.2
5	Montajul fundațiilor și al structurilor metalice	buc	428	34,88	14.929	3.135	18.064	4.1.2

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
6	Instalație electrică DC: cablu solar H1Z2Z2-K 6 mm², conectori, jgheaburi pe structură, etichetare	string	24	822,80	19.747	4.147	23.894	4.1.4
7	Cabluri AC invertor – TDPV, CYABY 3×95+50 mm² Cu, pozate în șanț	m	160	165,45	26.472	5.559	32.031	4.1.4
8	Priză de pământ: bandă OL-Zn 40×4 mm, electrozi, legături la mese și la invertoare	m	752	25,04	18.830	3.954	22.784	4.1.4
9	Instalație de protecție la trăsnet: captatoare cu distanță de separare față de module	buc	8	1.699,26	13.594	2.855	16.449	4.1.4
10	Montajul modulelor fotovoltaice pe structuri	buc	428	28	11.984	2.517	14.501	4.2
11	Montajul, conectarea și parametrizarea invertoarelor	buc	4	1.600	6.400	1.344	7.744	4.2
12	Modul fotovoltaic monocristalin 745 Wp	buc	428	327	139.956	29.391	169.347	4.3
13	Invertor trifazat de string 100 kW (INV1–INV3 pentru câmpul de pe sol; INV4 pentru carport)	buc	4	14.500	58.000	12.180	70.180	4.3
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**402.587**	**84.544**	**487.131**	

3.3.1.3 Devizul obiectului Ob. 2 – Carport fotovoltaic (108 × 745 Wp = 80,46 kWp, 20 de locuri)

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 2 – Carport fotovoltaic (108 × 745 Wp = 80,46 kWp, 20 de locuri) – Scenariul 1. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

COSTAN IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MDLPA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**194.512**	**40.848**	**235.360**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	8.711	1.829	10.540
4.1.2	Rezistență	172.654	36.258	208.912
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	13.147	2.761	15.908
	TOTAL I – subcap. 4.1	**194.512**	**40.848**	**235.360**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	3.780	794	4.574
	TOTAL II – subcap. 4.2	**3.780**	**794**	**4.574**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	35.316	7.416	42.732
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**35.316**	**7.416**	**42.732**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**233.608**	**49.058**	**282.666**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Șanț pentru cablurile carportului (INV4 – TDPV), cu tub de protecție	m	120	46,51	5.581	1.172	6.753	4.1.1
2	Marcarea locurilor de parcare și refacerea locală a îmbrăcămințiii	ls	1	3.130,22	3.130	657	3.787	4.1.1
3	Structură carport din oțel zincat la cald, 20 de locuri, 10°, cu fundare pe șuruburi, furnizare	buc	108	1.366,12	147.541	30.984	178.525	4.1.2
4	Montajul structurii carportului	buc	108	232,53	25.113	5.274	30.387	4.1.2
5	Instalație electrică DC carport: cablu solar 10 mm², conectori, trasee	string	6	1.475,68	8.854	1.859	10.713	4.1.4
6	Priză de pământ a carportului și legătura la priza spitalului	ls	1	4.292,88	4.293	902	5.195	4.1.4
7	Montajul modulelor pe carport	buc	108	35	3.780	794	4.574	4.2
8	Modul fotovoltaic monocristalin 745 Wp	buc	108	327	35.316	7.416	42.732	4.3
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**233.608**	**49.058**	**282.666**	

3.3.1.4 Devizul obiectului Ob. 3 – Sistemul de stocare a energiei (LFP)

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 3 – Sistemul de stocare a energiei (LFP) – Scenariul 1. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
4.1	**Construcții și instalații**	**39.199**	**8.231**	**47.430**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	2.674	562	3.236
4.1.2	Rezistență	17.386	3.651	21.037
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	19.139	4.018	23.157
	TOTAL I – subcap. 4.1	**39.199**	**8.231**	**47.430**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	28.500	5.985	34.485
	TOTAL II – subcap. 4.2	**28.500**	**5.985**	**34.485**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	540.000	113.400	653.400
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	2.200	462	2.662
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**542.200**	**113.862**	**656.062**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**609.899**	**128.078**	**737.977**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Săpătură și strat de pietriș compactat sub platformă și la accesul pentru intervenție	mp	46	58,13	2.674	562	3.236	4.1.1

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
2	Platformă din beton armat de 12,0 × 3,0 m pentru unitățile de stocare, cu canale de cabluri (planul P01)	mp	36	482,95	17.386	3.651	21.037	4.1.2
3	Cabluri AC unitate de stocare – TDPV, CYABY, pozate în canal	m	100	125,21	12.521	2.629	15.150	4.1.4
4	Priză de pământ locală, legată la conturul câmpului PV	ls	1	3.487,96	3.488	732	4.220	4.1.4
5	Iluminat de intervenție și indicatoare de securitate la platformă	ls	1	3.130,22	3.130	657	3.787	4.1.4
6	Transport intern, descărcare cu macara, montaj și punere în funcțiune, pe unitate	buc	5	5.700	28.500	5.985	34.485	4.2
7	Unitate de stocare LFP 215 kWh, cu convertor bidirecțional (PCS), BMS, climatizare și stingere integrate	buc	5	108.000	540.000	113.400	653.400	4.3
8	Stingător pentru echipamente electrice, la platformă	buc	4	550	2.200	462	2.662	4.4
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**609.899**	**128.078**	**737.977**	

3.3.1.5 Devizul obiectului Ob. 4 – Pompele de căldură (2 × 60 kW, aer-apă) la centrala termică C9

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 4 – Pompele de căldură (2 × 60 kW, aer-apă) la centrala termică C9 – Scenariul 1. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**67.739**	**14.227**	**81.966**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	2.093	440	2.533
4.1.2	Rezistență	7.423	1.559	8.982
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	58.223	12.228	70.451
	TOTAL I – subcap. 4.1	**67.739**	**14.227**	**81.966**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	19.000	3.990	22.990
	TOTAL II – subcap. 4.2	**19.000**	**3.990**	**22.990**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	259.600	54.516	314.116
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**259.600**	**54.516**	**314.116**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**346.339**	**72.733**	**419.072**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Săpătură și refacere pentru conductele dintre pompele de căldură și centrala termică	m	30	69,76	2.093	440	2.533	4.1.1
2	Fundație din beton armat pentru pompele de căldură, cu suporți antivibratori	buc	1	7.423,10	7.423	1.559	8.982	4.1.2
3	Conducte din oțel DN 65, izolate, cu manta exterioară, tur-retur pompe – centrală	m	60	295,14	17.708	3.719	21.427	4.1.4
4	Racordarea în centrala termică: armături, robinete de echilibrare, separatoare, vase de expansiune, supape	ls	1	21.911,56	21.912	4.602	26.514	4.1.4
5	Soluție de glicol, umplerea și aerisirea circuitului exterior	ls	1	4.650,62	4.651	977	5.628	4.1.4
6	Cablu TG – TD-PdC, CYABY 3×70+35 mm² Cu	m	120	116,27	13.952	2.930	16.882	4.1.4
7	Montajul pompelor de căldură, al vasului tampon, schimbătorului, pompelor de circulație și automatizării	ls	1	19.000	19.000	3.990	22.990	4.2
8	Pompă de căldură aer-apă ≥ 60 kW la A-7/W55, SCOP ≥ 3,5	buc	2	89.500	179.000	37.590	216.590	4.3
9	Vas tampon 3.000 l, izolat	buc	1	13.000	13.000	2.730	15.730	4.3
10	Schimbător de căldură cu plăci ≥ 165 kW	buc	1	9.600	9.600	2.016	11.616	4.3
11	Pompă de circulație electronică, EEI ≤ 0,23	buc	3	4.800	14.400	3.024	17.424	4.3

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
12	Automatizare în cascadă a centralei termice, cu integrare în EMS	set	1	24.400	24.400	5.124	29.524	4.3
13	Contor de energie termică, clasa 2, aprobat MID	buc	2	3.500	7.000	1.470	8.470	4.3
14	Tablou TD-PdC, 125 A, cu contor MID și descărcătoare	buc	1	12.200	12.200	2.562	14.762	4.3
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**346.339**	**72.733**	**419.072**	

3.3.1.6 Devizul obiectului Ob. 5 – Instalații electrice de legătură, management al energiei și monitorizare

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 5 – Instalații electrice de legătură, management al energiei și monitorizare – Scenariul 1. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**137.668**	**28.911**	**166.579**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	12.745	2.677	15.422
4.1.2	Rezistență	2.683	563	3.246
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	122.240	25.671	147.911
	TOTAL I – subcap. 4.1	**137.668**	**28.911**	**166.579**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	17.400	3.654	21.054
	TOTAL II – subcap. 4.2	**17.400**	**3.654**	**21.054**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	112.700	23.667	136.367
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	7.000	1.470	8.470
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**119.700**	**25.137**	**144.837**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**274.768**	**57.702**	**332.470**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Șanț pentru cablurile TDPV – TG, pat de nisip, bandă avertizoare, tuburi la traversări	m	150	50,98	7.647	1.606	9.253	4.1.1
2	Desfacerea și refacerea îmbrăcămințiii la traversările de alei	mp	30	169,93	5.098	1.071	6.169	4.1.1
3	Soclu din beton pentru TDPV	buc	1	2.683,05	2.683	563	3.246	4.1.2
4	Cablu CYABY 3×240+120 mm² Cu, TDPV – TG, două circuite în paralel	m	300	321,97	96.591	20.284	116.875	4.1.4
5	Celulă nouă în tabloul general, cu întrerupător de 630 A, și adaptarea TG	buc	1	20.212,29	20.212	4.245	24.457	4.1.4

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
6	Cabluri de comunicații (fibră optică / FTP cat. 6), în tub separat	m	320	16,99	5.437	1.142	6.579	4.1.4
7	Montajul TDPV, EMS, analizorului, contoarelor și echipamentelor de comunicații	ls	1	10.400	10.400	2.184	12.584	4.2
8	Parametrizarea EMS și testele de integrare cu invertoarele, bateria și automatizarea centralei	ls	1	7.000	7.000	1.470	8.470	4.2
9	Tabloul centralei fotovoltaice TDPV: bare ≥ 1.250 A, 4 sosiri de invertoare, întrerupător general 630 A, descărcătoare	buc	1	44.000	44.000	9.240	53.240	4.3
10	Sosire în TDPV pentru o unitate de stocare (întrerupător automat, bare, legături)	buc	5	2.000	10.000	2.100	12.100	4.3
11	Releu de protecție de interfață	buc	1	6.500	6.500	1.365	7.865	4.3
12	Controler de centrală (EMS), cu UPS propriu	buc	1	27.800	27.800	5.838	33.638	4.3
13	Analizor de rețea clasa 0,5S, cu transformatoare de curent, la punctul de delimitare	buc	1	5.700	5.700	1.197	6.897	4.3
14	Contor MID pentru producția PV și pentru baterie	buc	2	2.600	5.200	1.092	6.292	4.3
15	Stație meteo: piranometru în planul modulelor, senzori de temperatură	set	1	7.800	7.800	1.638	9.438	4.3

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
16	Echipamente de comunicații: switch industrial, router, firewall	set	1	5.700	5.700	1.197	6.897	4.3
17	Licență software pentru EMS și platforma de monitorizare, plată unică	buc	1	7.000	7.000	1.470	8.470	4.6
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**274.768**	**57.702**	**332.470**	

3.3.2 Scenariul 2: devizul general și devizele pe obiecte

3.3.2.1 Devizul general – Scenariul 2

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investiții „Parc fotovoltaic de cca 400 kW cu stocare integrată și sistem de pompe de căldură, pentru autoconsum – Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești". Scenariul S2 (nerecomandat): stocare 7 × 215 kWh = 1.505 kWh, P_stoc ≥ 400 kW. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 7, în forma HG nr. 1.116/2023.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
CAPITOLUL 1	**Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului**				
1.1	Obținerea terenului	0	0	0	Terenul aparține Județului Argeș (CF 80844); nu se achiziționează teren. Categorie neeligibilă.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
1.2	Amenajarea terenului	12.000	2.520	14.520	Îndepărtarea vegetației și nivelarea locală pe câmpul fotovoltaic din planul P01 (circa 2.400 mp), pe platforma bateriei și pe accese.
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	4.000	840	4.840	Refacerea spațiilor verzi și eliberarea zonei organizării de șantier.
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0	0	0	Amplasamentul din planul P01 nu are rețele subterane de relocat.
	TOTAL CAPITOL 1	**16.000**	**3.360**	**19.360**	
CAPITOLUL 2	**Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții**				
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului	0	0	0	Nu sunt necesare utilități noi: centrala se leagă la tabloul general existent (Ob. 5), iar pompele de căldură la centrala termică existentă (Ob. 4).
	TOTAL CAPITOL 2	**0**	**0**	**0**	
CAPITOLUL 3	**Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică**				

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
3.1	Studii	19.000	3.990	22.990	
3.1.1	Studii de teren	12.000	2.520	14.520	Studiul geotehnic, 9.000 lei (contract), și ridicarea topografică vizată OCPI, 3.000 lei.
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0	0	0	Nu este cazul: documentul autorității de mediu se cere numai pentru instalațiile de peste 400 kW (Ghidul FM).
3.1.3	Alte studii specifice	7.000	1.470	8.470	Studiul DNSH (contract).
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	7.000	1.470	8.470	Certificatul de urbanism, avizele din CU, ATR-ul și studiul de soluție, dacă operatorul îl cere.
3.3	Expertizare tehnică	0	0	0	Nu este cazul: nu se intervine pe structuri existente.
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor, auditul de siguranță rutieră	7.000	1.470	8.470	Auditul electroenergetic (contract).
3.5	Proiectare	53.000	11.130	64.130	
3.5.1	Temă de proiectare	0	0	0	Elaborată de beneficiar (caietul de sarcini nr. 11450/30.10.2026).

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
3.5.2	Studiu de prefezabilitate	0	0	0	Nu este cazul.
3.5.3	Studiu de fezabilitate/Documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	20.000	4.200	24.200	Contract de servicii, anunț ADV1555300/30.10.2026.
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0	0	0	Cuprinse în prețul contractului de proiectare (D.T.A.C. și documentațiile pentru avize).
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	8.000	1.680	9.680	Verificatori de proiecte atestați, pentru cerințele aplicabile.
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	25.000	5.250	30.250	Contract de servicii.
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0	0	0	Realizată de compartimentul de achiziții al spitalului. Categorie neeligibilă.
3.7	Consultanță	102.000	21.420	123.420	
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	90.000	18.900	108.900	Sub limita de 20.000 euro din Ghidul FM.
3.7.2	Auditul financiar	12.000	2.520	14.520	Obligatoriu (Ghidul FM): auditul financiar al cheltuielilor și auditul privind ponderea activităților economice.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
3.8	Asistență tehnică	28.000	5.880	33.880	
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	7.000	1.470	8.470	
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	5.000	1.050	6.050	Contract de servicii.
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	2.000	420	2.420	Contract de servicii.
3.8.2	Dirigenție de șantier	16.000	3.360	19.360	Diriginte de șantier autorizat, pe durata execuției.
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate – conform Hotărârii Guvernului nr. 300/2006, cu modificările și completările ulterioare	5.000	1.050	6.050	Pe durata execuției.
	TOTAL CAPITOL 3	**216.000**	**45.360**	**261.360**	
CAPITOLUL 4	**Cheltuieli pentru investiția de bază**				
4.1	Construcții și instalații	630.373	132.381	762.754	Din devizele pe obiecte, Ob. 1 – Ob. 5.
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	98.464	20.678	119.142	Din devizele pe obiecte.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.365.572	286.770	1.652.342	Din devizele pe obiecte.
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	3.300	693	3.993	Din devizele pe obiecte.
4.5	Dotări	0	0	0	Din devizele pe obiecte.
4.6	Active necorporale	7.000	1.470	8.470	Din devizele pe obiecte.
	TOTAL CAPITOL 4	**2.104.709**	**441.992**	**2.546.701**	
CAPITOLUL 5	**Alte cheltuieli**				
5.1	Organizare de șantier	15.000	3.150	18.150	
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	10.000	2.100	12.100	Platformă, împrejmuire provizorie, racorduri provizorii.
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	5.000	1.050	6.050	Pază, utilități de șantier, containere.
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	15.852	0	15.852	Cote și taxe calculate pe valoarea C+M fără TVA; nu se aplică TVA. Neeligibile (Ghidul FM): se plătesc de beneficiar, din bugetul propriu, și nu intră în grant.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0	0	0	Nu este cazul: proiectul nu folosește credit.
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3.774	0	3.774	0,5% din C+M fără TVA (Legea nr. 169/2026, art. 352).
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	755	0	755	0,1% din C+M fără TVA (Legea nr. 169/2026, art. 143).
5.2.4	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor – CSC	3.774	0	3.774	0,5% din C+M fără TVA (Legea nr. 215/1997).
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	7.549	0	7.549	Taxa pentru autorizarea lucrărilor, circa 1% din C+M fără TVA (Codul fiscal, art. 474), pentru lucrările care se autorizează.
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	220.171	46.236	266.407	10% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.5 + 3.8 + 4), obiectiv nou (HG 907/2016, anexa 6).
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000	1.050	6.050	Obligatoriu (Ghidul FM): panou temporar, placă permanentă, anunțuri.
	TOTAL CAPITOL 5	**256.023**	**50.436**	**306.459**	

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
CAPITOLUL 6	**Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste**				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.000	630	3.630	Instruirea personalului spitalului pentru exploatare.
6.2	Probe tehnologice și teste	9.000	1.890	10.890	Probele la punerea în funcțiune: SR EN 62446-1, măsurători PRAM, teste EMS, probă de 72 h.
	TOTAL CAPITOL 6	**12.000**	**2.520**	**14.520**	
CAPITOLUL 7	**Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț**				
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	584.927	122.835	707.762	Obligatoriu (HG 907/2016, anexa 6). Se folosește numai pentru diferențele apărute până la finalizarea PT. Neeligibil; nu intră în grant.
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0	0	0	Nu se constituie la faza SF. Neeligibil; nu intră în grant.
	TOTAL CAPITOL 7	**584.927**	**122.835**	**707.762**	
	TOTAL GENERAL	**3.189.659**	**666.503**	**3.856.162**	

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și a subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoarea cu TVA, lei	Observații
	din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	**754.837**	**158.519**	**913.356**	
	TOTAL CAPITOLELE 1–6, fără subcapitolul 5.2 (cheltuieli eligibile, finanțate din grantul FM)	**2.588.880**	**543.668**	**3.132.548**	**Încadrarea în plafon: foaia „Încadrare FM”.**

În prețuri la data de 06.11.2026; 1 euro = 5,3403 lei (cursul de referință BCE). Întocmit: ing. Laurențiu Măgureanu, șef de proiect. Beneficiar/Investitor: Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești.

3.3.2.2 Devizul obiectului Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol (428 × 745 Wp = 318,86 kWp)

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol (428 × 745 Wp = 318,86 kWp) – Scenariul 2. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**186.247**	**39.112**	**225.359**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	37.437	7.862	45.299
4.1.2	Rezistență	70.167	14.735	84.902
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	78.643	16.515	95.158
	TOTAL I – subcap. 4.1	**186.247**	**39.112**	**225.359**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	18.384	3.861	22.245
	TOTAL II – subcap. 4.2	**18.384**	**3.861**	**22.245**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	197.956	41.571	239.527
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**197.956**	**41.571**	**239.527**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**402.587**	**84.544**	**487.131**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Săpături pentru șanțurile de cabluri din câmpul PV, pat de nisip, bandă avertizoare, umplutură și compactare	m	320	42,93	13.738	2.885	16.623	4.1.1
2	Împrejmuire din plasă bordurată h = 1,8 m pe stâlpi metalici, cu fundații	m	205	89,43	18.333	3.850	22.183	4.1.1
3	Poartă de acces auto și poartă pietonală	buc	2	2.683,05	5.366	1.127	6.493	4.1.1
4	Fundații pe piloți metalici bătuți și structuri metalice fixe, sud, 30°, furnizare	buc	428	129,06	55.238	11.600	66.838	4.1.2
5	Montajul fundațiilor și al structurilor metalice	buc	428	34,88	14.929	3.135	18.064	4.1.2

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
6	Instalație electrică DC: cablu solar H1Z2Z2-K 6 mm², conectori, jgheaburi pe structură, etichetare	string	24	822,80	19.747	4.147	23.894	4.1.4
7	Cabluri AC invertor – TDPV, CYABY 3×95+50 mm² Cu, pozate în șanț	m	160	165,45	26.472	5.559	32.031	4.1.4
8	Priză de pământ: bandă OL-Zn 40×4 mm, electrozi, legături la mese și la invertoare	m	752	25,04	18.830	3.954	22.784	4.1.4
9	Instalație de protecție la trăsnet: captatoare cu distanță de separare față de module	buc	8	1.699,26	13.594	2.855	16.449	4.1.4
10	Montajul modulelor fotovoltaice pe structuri	buc	428	28	11.984	2.517	14.501	4.2
11	Montajul, conectarea și parametrizarea invertoarelor	buc	4	1.600	6.400	1.344	7.744	4.2
12	Modul fotovoltaic monocristalin 745 Wp	buc	428	327	139.956	29.391	169.347	4.3
13	Invertor trifazat de string 100 kW (INV1–INV3 pentru câmpul de pe sol; INV4 pentru carport)	buc	4	14.500	58.000	12.180	70.180	4.3
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**402.587**	**84.544**	**487.131**	

3.3.2.3 Devizul obiectului Ob. 2 – Carport fotovoltaic (108 × 745 Wp = 80,46 kWp, 20 de locuri)

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 2 – Carport fotovoltaic (108 × 745 Wp = 80,46 kWp, 20 de locuri) – Scenariul 2. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**194.512**	**40.848**	**235.360**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	8.711	1.829	10.540
4.1.2	Rezistență	172.654	36.258	208.912
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	13.147	2.761	15.908
	TOTAL I – subcap. 4.1	**194.512**	**40.848**	**235.360**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	3.780	794	4.574
	TOTAL II – subcap. 4.2	**3.780**	**794**	**4.574**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	35.316	7.416	42.732
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**35.316**	**7.416**	**42.732**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**233.608**	**49.058**	**282.666**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Șanț pentru cablurile carportului (INV4 – TDPV), cu tub de protecție	m	120	46,51	5.581	1.172	6.753	4.1.1
2	Marcarea locurilor de parcare și refacerea locală a îmbrăcămințiii	ls	1	3.130,22	3.130	657	3.787	4.1.1
3	Structură carport din oțel zincat la cald, 20 de locuri, 10°, cu fundare pe șuruburi, furnizare	buc	108	1.366,12	147.541	30.984	178.525	4.1.2
4	Montajul structurii carportului	buc	108	232,53	25.113	5.274	30.387	4.1.2
5	Instalație electrică DC carport: cablu solar 10 mm², conectori, trasee	string	6	1.475,68	8.854	1.859	10.713	4.1.4
6	Priză de pământ a carportului și legătura la priza spitalului	ls	1	4.292,88	4.293	902	5.195	4.1.4
7	Montajul modulelor pe carport	buc	108	35	3.780	794	4.574	4.2
8	Modul fotovoltaic monocristalin 745 Wp	buc	108	327	35.316	7.416	42.732	4.3
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**233.608**	**49.058**	**282.666**	

3.3.2.4 Devizul obiectului Ob. 3 – Sistemul de stocare a energiei (LFP)

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 3 – Sistemul de stocare a energiei (LFP) – Scenariul 2. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
4.1	**Construcții și instalații**	**44.207**	**9.283**	**53.490**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	2.674	562	3.236
4.1.2	Rezistență	17.386	3.651	21.037
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	24.147	5.070	29.217
	TOTAL I – subcap. 4.1	**44.207**	**9.283**	**53.490**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	39.900	8.379	48.279
	TOTAL II – subcap. 4.2	**39.900**	**8.379**	**48.279**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	756.000	158.760	914.760
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	3.300	693	3.993
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**759.300**	**159.453**	**918.753**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**843.407**	**177.115**	**1.020.522**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Săpătură și strat de pietriș compactat sub platformă și la accesul pentru intervenție	mp	46	58,13	2.674	562	3.236	4.1.1

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
2	Platformă din beton armat de 12,0 × 3,0 m pentru unitățile de stocare, cu canale de cabluri (planul P01)	mp	36	482,95	17.386	3.651	21.037	4.1.2
3	Cabluri AC unitate de stocare – TDPV, CYABY, pozate în canal	m	140	125,21	17.529	3.681	21.210	4.1.4
4	Priză de pământ locală, legată la conturul câmpului PV	ls	1	3.487,96	3.488	732	4.220	4.1.4
5	Iluminat de intervenție și indicatoare de securitate la platformă	ls	1	3.130,22	3.130	657	3.787	4.1.4
6	Transport intern, descărcare cu macara, montaj și punere în funcțiune, pe unitate	buc	7	5.700	39.900	8.379	48.279	4.2
7	Unitate de stocare LFP 215 kWh, cu convertor bidirecțional (PCS), BMS, climatizare și stingere integrate	buc	7	108.000	756.000	158.760	914.760	4.3
8	Stingător pentru echipamente electrice, la platformă	buc	6	550	3.300	693	3.993	4.4
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**843.407**	**177.115**	**1.020.522**	

3.3.2.5 Devizul obiectului Ob. 4 – Pompele de căldură (2 × 60 kW, aer-apă) la centrala termică C9

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 4 – Pompele de căldură (2 × 60 kW, aer-apă) la centrala termică C9 – Scenariul 2. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**67.739**	**14.227**	**81.966**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	2.093	440	2.533
4.1.2	Rezistență	7.423	1.559	8.982
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	58.223	12.228	70.451
	TOTAL I – subcap. 4.1	**67.739**	**14.227**	**81.966**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	19.000	3.990	22.990
	TOTAL II – subcap. 4.2	**19.000**	**3.990**	**22.990**
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	259.600	54.516	314.116
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	0	0	0
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**259.600**	**54.516**	**314.116**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**346.339**	**72.733**	**419.072**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Săpătură și refacere pentru conductele dintre pompele de căldură și centrala termică	m	30	69,76	2.093	440	2.533	4.1.1
2	Fundație din beton armat pentru pompele de căldură, cu suporți antivibratori	buc	1	7.423,10	7.423	1.559	8.982	4.1.2
3	Conducte din oțel DN 65, izolate, cu manta exterioară, tur-retur pompe – centrală	m	60	295,14	17.708	3.719	21.427	4.1.4
4	Racordarea în centrala termică: armături, robinete de echilibrare, separatoare, vase de expansiune, supape	ls	1	21.911,56	21.912	4.602	26.514	4.1.4
5	Soluție de glicol, umplerea și aerisirea circuitului exterior	ls	1	4.650,62	4.651	977	5.628	4.1.4
6	Cablu TG – TD-PdC, CYABY 3×70+35 mm² Cu	m	120	116,27	13.952	2.930	16.882	4.1.4
7	Montajul pompelor de căldură, al vasului tampon, schimbătorului, pompelor de circulație și automatizării	ls	1	19.000	19.000	3.990	22.990	4.2
8	Pompă de căldură aer-apă ≥ 60 kW la A-7/W55, SCOP ≥ 3,5	buc	2	89.500	179.000	37.590	216.590	4.3
9	Vas tampon 3.000 l, izolat	buc	1	13.000	13.000	2.730	15.730	4.3
10	Schimbător de căldură cu plăci ≥ 165 kW	buc	1	9.600	9.600	2.016	11.616	4.3
11	Pompă de circulație electronică, EEI ≤ 0,23	buc	3	4.800	14.400	3.024	17.424	4.3

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
12	Automatizare în cascadă a centralei termice, cu integrare în EMS	set	1	24.400	24.400	5.124	29.524	4.3
13	Contor de energie termică, clasa 2, aprobat MID	buc	2	3.500	7.000	1.470	8.470	4.3
14	Tablou TD-PdC, 125 A, cu contor MID și descărcătoare	buc	1	12.200	12.200	2.562	14.762	4.3
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**346.339**	**72.733**	**419.072**	

3.3.2.6 Devizul obiectului Ob. 5 – Instalații electrice de legătură, management al energiei și monitorizare

DEVIZUL OBIECTULUI Ob. 5 – Instalații electrice de legătură, management al energiei și monitorizare – Scenariul 2. Conținut-cadru: HG nr. 907/2016, anexa nr. 8.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
	Cap. 4 – Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	**Construcții și instalații**	**137.668**	**28.911**	**166.579**
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	12.745	2.677	15.422
4.1.2	Rezistență	2.683	563	3.246
4.1.3	Arhitectură	0	0	0
4.1.4	Instalații	122.240	25.671	147.911
	TOTAL I – subcap. 4.1	**137.668**	**28.911**	**166.579**
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	17.400	3.654	21.054
	TOTAL II – subcap. 4.2	**17.400**	**3.654**	**21.054**

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA), lei	TVA, lei	Valoare cu TVA, lei
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	116.700	24.507	141.207
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0	0	0
4.5	Dotări	0	0	0
4.6	Active necorporale	7.000	1.470	8.470
	TOTAL III – subcap. 4.3 + 4.4 + 4.5 + 4.6	**123.700**	**25.977**	**149.677**
	Total deviz pe obiect (Total I + Total II + Total III)	**278.768**	**58.542**	**337.310**

Detalierea categoriilor de lucrări – cantități estimate și prețuri unitare, fără TVA:

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
1	Șanț pentru cablurile TDPV – TG, pat de nisip, bandă avertizoare, tuburi la traversări	m	150	50,98	7.647	1.606	9.253	4.1.1
2	Desfacerea și refacerea îmbrăcămințiii la traversările de alei	mp	30	169,93	5.098	1.071	6.169	4.1.1
3	Soclu din beton pentru TDPV	buc	1	2.683,05	2.683	563	3.246	4.1.2
4	Cablu CYABY 3×240+120 mm² Cu, TDPV – TG, două circuite în paralel	m	300	321,97	96.591	20.284	116.875	4.1.4
5	Celulă nouă în tabloul general, cu întrerupător de 630 A, și adaptarea TG	buc	1	20.212,29	20.212	4.245	24.457	4.1.4

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
6	Cabluri de comunicații (fibră optică / FTP cat. 6), în tub separat	m	320	16,99	5.437	1.142	6.579	4.1.4
7	Montajul TDPV, EMS, analizorului, contoarelor și echipamentelor de comunicații	ls	1	10.400	10.400	2.184	12.584	4.2
8	Parametrizarea EMS și testele de integrare cu invertoarele, bateria și automatizarea centralei	ls	1	7.000	7.000	1.470	8.470	4.2
9	Tabloul centralei fotovoltaice TDPV: bare ≥ 1.250 A, 4 sosiri de invertoare, întrerupător general 630 A, descărcătoare	buc	1	44.000	44.000	9.240	53.240	4.3
10	Sosire în TDPV pentru o unitate de stocare (întrerupător automat, bare, legături)	buc	7	2.000	14.000	2.940	16.940	4.3
11	Releu de protecție de interfață	buc	1	6.500	6.500	1.365	7.865	4.3
12	Controler de centrală (EMS), cu UPS propriu	buc	1	27.800	27.800	5.838	33.638	4.3
13	Analizor de rețea clasa 0,5S, cu transformatoare de curent, la punctul de delimitare	buc	1	5.700	5.700	1.197	6.897	4.3
14	Contor MID pentru producția PV și pentru baterie	buc	2	2.600	5.200	1.092	6.292	4.3
15	Stație meteo: piranometru în planul modulelor, senzori de temperatură	set	1	7.800	7.800	1.638	9.438	4.3

Nr.	Denumirea lucrării / echipamentului	UM	Cantitate	Preț unitar (lei)	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Subcap.
16	Echipamente de comunicații: switch industrial, router, firewall	set	1	5.700	5.700	1.197	6.897	4.3
17	Licență software pentru EMS și platforma de monitorizare, plată unică	buc	1	7.000	7.000	1.470	8.470	4.6
	Total detaliere (egal cu totalul devizului pe obiect)				**278.768**	**58.542**	**337.310**	

3.3.3 Încadrarea în plafonul de finanțare

Mărime	S1 (recomandat)	S2
Cheltuieli eligibile (capitolele 1–6, fără 5.2), fără TVA	2.327.621 lei	2.588.880 lei
Plafonul ajutorului: 1.100.000 euro/MW × 0,39932 MW = 439.252 euro, la 5,3403 lei/euro	2.345.737 lei	2.345.737 lei
Cheltuieli eligibile finanțate din grant, fără TVA	2.327.621 lei	2.345.737 lei
Depășirea plafonului, fără TVA (suportată de beneficiar)	0 lei	243.143 lei
TVA aferentă cheltuielilor finanțate (eligibilă, nedeductibilă)	488.803 lei	492.608 lei
Grantul FM solicitat, cu TVA	**2.816.424 lei**	**2.838.345 lei**
Partea cheltuielilor eligibile acoperită de grant	100,00%	90,61%
Grantul fără TVA pe MW instalat	1.091.505 euro/MW	1.100.000 euro/MW
Managementul de proiect (≤ 20.000 euro, ghid)	90.000 lei (16.853 euro)	90.000 lei (16.853 euro)

În S1, cheltuielile eligibile (capitolele 1–6, fără 5.2) sunt acoperite integral din grantul FM. În S2, cele două unități de stocare în plus duc valoarea peste plafon, iar diferența de 294.203 lei cu TVA rămâne în sarcina spitalului. În ambele scenarii, spitalul plătește din bugetul propriu subcapitolul 5.2 (15.507 lei în S1 și 15.852 lei în S2).

3.3.4 Costurile estimative de operare pe durata normată de viață a investiției

Costurile de operare se estimează pe o perioadă de 20 de ani de funcționare (2028–2047), durata folosită de ghid pentru indicatorul I.4. Ele cuprind costurile anuale de exploatare și înlocuirile componentelor cu durată de viață mai scurtă.

Cost de operare	**S1, cu TVA**	**S2, cu TVA**
Mentenanța centralei PV (40 lei/kWp) (anual)	19.327 lei	19.327 lei
Mentenanța stocării (1% din echipamente) (anual)	6.534 lei	9.148 lei
Service pompe de căldură (anual)	7.260 lei	7.260 lei
Monitorizare și comunicații (anual)	2.904 lei	2.904 lei
Verificări PRAM și ISCIR (anual)	3.630 lei	3.630 lei
Asigurarea echipamentelor, 0,3% din capitolul 4 (anual, fără TVA)	5.602 lei	6.314 lei
Total costuri anuale de exploatare	**45.257 lei**	**48.583 lei**
Total exploatare pe 20 de ani (2028–2047)	905.134 lei	971.656 lei
Înlocuirea invertoarelor și revizia pompelor de căldură (2039)	132.072 lei	132.072 lei
Înlocuirea unităților de stocare, la 50% din prețul inițial (2042)	361.185 lei	505.659 lei
Total costuri de operare pe 20 de ani	**1.398.390 lei**	**1.609.387 lei**
Media anuală	69.920 lei	80.469 lei

Nu se angajează personal nou. Supravegherea se face de electricianul și fochiștii spitalului, iar mentenanța de specialitate prin contracte de service. Costul anual de exploatare reprezintă 1,6% din investiție în S1 și 1,6% în S2.

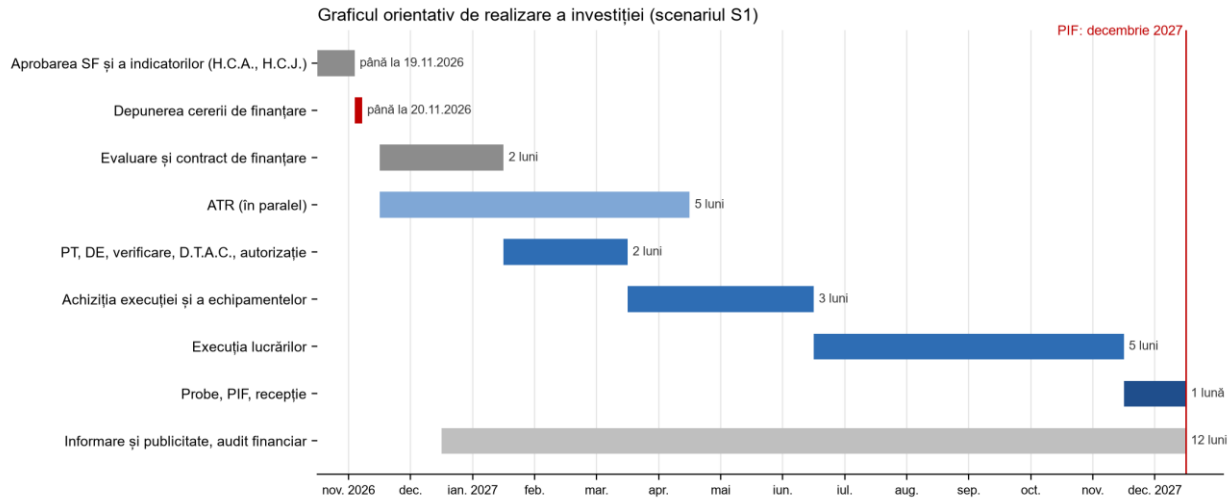
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz

Studiul prevăzut de HG nr. 907/2016	**Situația pentru acest obiectiv**

Studiul prevăzut de HG nr. 907/2016	Situația pentru acest obiectiv
Studiu topografic	Ridicarea topografică a amplasamentului este făcută; pe ea s-a întocmit planul de amplasament P01, la scara 1:500, în Stereo 70 (planșa B.2). Recepția la OCPI Argeș se face conform capitolului 6.5
Studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitate a terenului	Studiul geotehnic se elaborează în cadrul contractului (3.1.7)
Studiu hidrologic, hidrogeologic	Nu este cazul: investiția nu are lucrări hidrotehnice și nu folosește apă subterană
Studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice	Realizat prin auditul electroenergetic al spitalului (noiembrie 2026), care analizează energia solară, stocarea și pompele de căldură
Studiu de trafic și studiu de circulație	Nu este cazul: investiția nu modifică circulația publică
Raport de diagnostic arheologic preliminar	Nu este cazul: nu se fac exproprieri
Studiu peisagistic	Nu este cazul: nu se amenajează spații verzi
Studiu privind valoarea resursei culturale	Nu este cazul: nu se intervine asupra clădirilor existente
Studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției	Auditul electroenergetic (realizat); studiul DNSH (în cadrul contractului); simularea producției PVGIS 5.3 (realizată, raportul de simulare la 3.2.1.12); studiul de soluție pentru racordare, dacă îl cere operatorul de distribuție

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul pornește de la aprobarea studiului de fezabilitate în noiembrie 2026, înainte de termenul de depunere din sesiunea curentă a apelului (20.11.2026, ora 23:59), și ajunge la punerea în funcțiune în decembrie 2027. Execuția lucrărilor durează 5 luni, iar probele și recepția încă o lună. Termenul de punere în funcțiune din ghid, 31.12.2029, lasă o rezervă de doi ani.



Graficul orientativ de realizare a investiției, noiembrie 2026 – decembrie 2027

Nr.	Activitatea	Perioada	Durata
1	Aprobarea SF și a indicatorilor tehnico-economici (H.C.A. și H.C.J.); acordul Județului Argeș pentru lucrări	noiembrie 2026, până la 19.11.2026	sub o lună
2	Depunerea cererii de finanțare, în sesiunea deschisă până la 20.11.2026	până la 20.11.2026	–
3	Evaluarea cererii și semnarea contractului de finanțare	decembrie 2026 – ianuarie 2027	2 luni
4	Cererea de ATR și obținerea lui	decembrie 2026 – aprilie 2027	5 luni, în paralel
5	Proiectul tehnic, detaliile de execuție, verificarea, D.T.A.C. și autorizația pentru lucrările care o cer; înștiințarea primăriei pentru montarea centralei	februarie – martie 2027	2 luni
6	Achiziția execuției lucrărilor și a echipamentelor	aprilie – iunie 2027	3 luni
7	Execuția lucrărilor (organizare de șantier, structuri, montaj, cabluri, stocare, pompe de căldură)	iulie – noiembrie 2027	5 luni
8	Probe, punerea în funcțiune, recepția la terminarea lucrărilor	decembrie 2027	1 lună

Nr.	Activitatea	Perioada	Durata
9	Informare și publicitate, audit financiar	ianuarie – decembrie 2027	pe toată durata

Graficul este același pentru S2: montajul celor două unități de stocare în plus nu schimbă durata execuției.

4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e)

Capitolul analizează cele două scenarii, S1 și S2, pe punctele 4.1–4.9 din anexa nr. 4 la HG nr. 907/2016. Scenariile au aceeași centrală fotovoltaică, aceleași pompe de căldură și aceleași instalații de legătură și diferă numai prin capacitatea de stocare: 1.075 kWh în S1 și 1.505 kWh în S2.

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

Analiza compară fiecare scenariu cu situația fără proiect, pe o perioadă de referință de 21 de ani: 2027–2047. Folosește prețuri constante din noiembrie 2026 și o rată de actualizare de 4% în analiza financiară și de 5% în cea economică.

4.1.1 Obiectivele analizei

1. Să arate dacă investiția este rentabilă pentru spital, adică dacă economiile la energie și combustibil acoperă costurile pe toată durata de viață.
2. Să arate dacă proiectul este sustenabil financiar: spitalul trebuie să aibă în fiecare an banii pentru exploatare și înlocuiri.
3. Să compare S1 și S2 prin costul pe unitatea de efect (cost-eficacitate), așa cum cere nota *3) din HG nr. 907/2016.
4. Să identifice variabilele și riscurile care pot schimba concluzia și măsurile care le limitează.

4.1.2 Perioada de referință

Perioada de referință are 21 de ani: un an de implementare (2027) și 20 de ani de operație (2028–2047). Regulamentul delegat (UE) nr. 480/2014 recomandă 15–25 de ani pentru proiectele din energie. Ghidul FM calculează indicatorul I.4 tot pe 20 de ani. Echipamentele cu durată de viață mai scurtă se înlocuiesc în interiorul perioadei; cele cu durată mai lungă intră în ultimul an cu valoarea lor reziduală.

Componenta	Durata de viață luată în calcul	Tratarea în analiză
Module fotovoltaice, structuri, carport	30 de ani (garanție de performanță de 25 de ani)	Valoare reziduală: 10/30 din cost
Invertoare	12 ani	Înlocuire în 2039; valoare reziduală 4/12
Unități de stocare LFP	15 ani (îmbătrânire calendaristică)	Înlocuire în 2042 la 50% din prețul inițial; valoare reziduală 10/15
Pompe de căldură	20 de ani, cu revizia compresoarelor în anul 12	Revizie în 2039 (25% din preț); fără valoare reziduală

Componenta	Durata de viață luată în calcul	Tratarea în analiză
Platforme, conducte, instalații hidraulice	30 de ani	Valoare reziduală: 10/30
Cabluri, tablouri, EMS (Ob. 5)	25 de ani	Valoare reziduală: 5/25

4.1.3 Metoda și convențiile de calcul

- **Metoda incrementală:** se analizează numai diferența dintre situația cu proiect și cea fără proiect, an de an.
- **Prețuri constante:** toate valorile sunt în lei, la prețurile din noiembrie 2026, fără inflație. Ratele de actualizare sunt, de aceea, rate reale.
- **Anul 0:** investiția se face în 2027; fluxurile de operație se socotesc la sfârșitul fiecărui an, din 2028.
- **TVA:** spitalul nu are drept de deducere pentru această activitate. În analiza financiară, costurile și economiile se iau cu TVA. În analiza economică, TVA se elimină, fiind un transfer.
- **Costul investiției:** se iau capitolele 1–6 din devizul general, cu TVA, plus cotele ISC și CSC și taxa pentru autorizația de construire. Aceste cote și taxe, 2,1% din C+M, sunt cuprinse în devizul general la subcapitolul 5.2, ca cheltuieli neeligibile plătite de spital: 15.507 lei în S1 și 15.852 lei în S2.
- **Capitolul 7 (marja de buget):** nu intră în costul de bază. Este o rezervă pentru diferențele de preț și se folosește numai dacă e nevoie. Efectul ei, +25% la investiție, este testat în analiza de senzitivitate.
- **Ratele de actualizare:** 4% în termeni reali pentru analiza financiară (Regulamentul delegat nr. 480/2014) și 5% pentru analiza economică și cost-eficacitate (rata socială din Ghidul CE 2014 pentru statele de coeziune).

Indicatorii se calculează astfel, unde B_t sunt beneficiile (economii și încasări), C_t costurile, E_t efectele fizice, iar r rata de actualizare:

$$VAN = \Sigma_{t=0}^{20} (B_t - C_t) / (1 + r)^t$$
$$\Sigma_{t=0}^{20} (B_t - C_t) / (1 + RIR)^t = 0$$
$$B/C = \Sigma_t B_t (1 + r)^{-t} / \Sigma_t C_t (1 + r)^{-t}$$
$$CUD = \Sigma_t C_t (1 + r)^{-t} / \Sigma_t E_t (1 + r)^{-t}$$

4.1.4 Scenariul de referință (fără proiect)

Fără proiect, spitalul continuă să cumpere toată energia electrică din rețea și să producă toată căldura cu CLU, în centrala termică C9. Nu se face nicio investiție, iar cazanele existente rămân în funcțiune.

Mărime, august 2025 – iulie 2026	Cantitate	Preț 2026, cu TVA	Cost anual la prețurile din 2026
Energie electrică din rețea (AC.1)	343.287 kWh	1,6272 lei/kWh (E.ON, ian.–iul. 2026)	558.614 lei
CLU pentru încălzire	98.670 kg (1.107,4 MWh)	5,191 lei/kg (finalul sezonului)	512.196 lei
Total energie cumpărată	**1.450,7 MWh**		**1.070.810 lei/an**

Prețul energiei electrice este media facturilor E.ON din ianuarie–iulie 2026: 327.351 lei pentru 201.170 kWh. Media pe ultimele 12 luni, folosită în audit, a fost mai mică (1,5197 lei/kWh), pentru că includea și contractul anterior cu Nova Power & Gas. Analiza folosește prețul curent, pentru că el se va plăti în anii următori.

4.1.5 Variantele eliminate înainte de analiză

Varianta	De ce nu se analizează mai departe
Centrala fotovoltaică fără stocare	Nu este eligibilă: ghidul cere o capacitate de stocare de 2–4 ore la puterea instalată (AC.5). Apare doar ca reper în bilanțul energetic.
400 kWp fără pompe de căldură	Raportul R_ac ar fi 1,45, peste limita de 1,10 (AC.3).
Centrala fotovoltaică limitată la circa 304 kWp, fără pompe	Ar respecta R_ac, dar nu ar reduce consumul de CLU, care este cel mai mare cost energetic al spitalului după energia electrică.
Stocare de 4 ore (1.597 kWh)	Peste S2. Trecerea de la 5 la 7 unități aduce doar 4,7 MWh/an în plus (+1,4% din energia PV consumată în spital), deci o capacitate și mai mare nu se justifică.

4.1.6 Ipotezele principale

Ipoteză	Valoare	Sursa
Producția fotovoltaică în anul 1	496,518 MWh	PVGIS 5.3, SARAH3, cu umbrirea dintre rânduri din planul P01 (AC.2)
Degradarea anuală a modulelor	0,5%	Ipoteză prudentă, sub garanția de 80% după 25 de ani

Ipoteză	Valoare	Sursa
Energie PV consumată în spital, anul 1	S1: 335,1 MWh (196,5 direct + 138,6 din baterie); S2: 339,8 MWh	Simularea orară din audit
Energie livrată în rețea, anul 1	S1: 144,3 MWh; S2: 138,7 MWh	Simularea orară, cu limita de injecție de 250 kW
Scăderea energiei trecute prin baterie	2% pe an, revenire după înlocuirea din 2042; energia nestocată se livrează în rețea	Ipoteză tehnică LFP
Consumul pompelor de căldură	213,3 MWh/an, la SCOP 3,5, pentru 746,6 MWh căldură	Auditul electroenergetic
CLU evitat	73.914 kg/an (829,3 MWh combustibil)	Auditul electroenergetic
Prețul energiei livrate în rețea	0,35 lei/kWh	Ipoteză prudentă: surplusul apare la amiază, vara, când prețul pieței este minim
Evoluția reală a prețurilor la energie	0% pe an (testată între −2% și +2% în simularea Monte Carlo)	Ipoteză de bază
Factori de emisie	0,5885 t CO2/MWh energie electrică; 0,2668 t CO2/MWh CLU	Ghidul FM; IPCC 2006

Cost de exploatare, anual	Fără TVA	Cu TVA	Baza de calcul
Mentenanța centralei fotovoltaice	15.973 lei	19.327 lei	40 lei/kWp: curățarea modulelor, vegetația, inspecții
Mentenanța stocării	S1: 5.400 lei; S2: 7.560 lei	S1: 6.534 lei; S2: 9.148 lei	1% din prețul unităților de stocare
Service pompe de căldură	6.000 lei	7.260 lei	Două revizii pe an
Monitorizare și comunicații	2.400 lei	2.904 lei	Abonament de date și platformă
Verificări periodice PRAM și ISCIR	3.000 lei	3.630 lei	Anual

Cost de exploatare, anual	Fără TVA	Cu TVA	Baza de calcul
Asigurarea echipamentelor	S1: 5.602 lei; S2: 6.314 lei	idem (scutită de TVA)	0,3% din capitolul 4
Total	**S1: 38.374 lei; S2: 41.247 lei**	**S1: 45.257 lei; S2: 48.583 lei**	

Înlocuire	Anul	S1, fără TVA	S2, fără TVA
Cele 4 invertoare, cu montaj	2039	64.400 lei	64.400 lei
Revizia compresoarelor pompelor de căldură (25%)	2039	44.750 lei	44.750 lei
Unitățile de stocare, la 50% din prețul inițial, cu montaj	2042	298.500 lei	417.900 lei

Nu se angajează personal nou. Exploatarea se face de electricianul și fochiștii spitalului, cu contracte de service pentru echipamente.

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

Niciun factor natural sau antropic nu face investiția nefezabilă. Vulnerabilitățile cele mai mari sunt grindina și furtunile pentru module, căldura extremă și incendiul pentru baterie și atacul cibernetic pentru sistemul de management. Toate au măsuri de proiectare cu cost cuprins deja în deviz.

4.2.1 Metoda

Analiza urmează pașii din Ghidul tehnic al Comisiei Europene privind imunizarea infrastructurii la schimbările climatice pentru perioada 2021–2027 (Comunicarea 2021/C 373/01):

1. **Sensibilitatea:** cât de mult este afectată fiecare componentă de un hazard, indiferent de amplasament.
2. **Expunerea:** cât de probabil este hazardul la Costești, în clima de azi și în cea viitoare.
3. **Vulnerabilitatea:** combinația dintre sensibilitate și expunere.
4. **Măsurile de adaptare:** pentru vulnerabilitățile medii și ridicate.

Treptele sunt scăzută, medie și ridicată. Vulnerabilitatea este ridicată când atât sensibilitatea, cât și expunerea sunt cel puțin medii, și una dintre ele ridicată.

4.2.2 Contextul amplasamentului

Element	Situația

Element	Situația
Localizare	Costești, jud. Argeș; 44,66° N, 24,87° E; circa 230 m altitudine
Relief	Practic plan; cote între circa 225,9 și 226,5 m în câmp (planul P01, cote Marea Neagră 1975)
Climă	Zona climatică II de iarnă (−15 °C, SR 1907-1:2014). În august 2025 – iulie 2026: minima orară −13,0 °C, maxima 36,3 °C, media 11,9 °C (ERA5)
Întrebuințarea terenului	Teren înierbat din incinta spitalului, în jurul bisericii de lemn, al clopotniței și al fântânii arteziene; carportul, la nord, lângă garajele metalice (planul de amplasament P01)
Încărcări climatice și seismice	Zăpada și vântul din CR 1-1-3/2012 și CR 1-1-4/2012; acțiunea seismică din P100-1/2013; valorile intră în proiectul de structură

4.2.3 Hazardurile naturale și climatice

Hazard	Componenta cea mai sensibilă	Sensibilitate	Expunere azi / în viitor	Vulnerabilitate	Măsuri de adaptare cuprinse în proiect
Temperaturi extreme și valuri de căldură	Bateria, invertoarele, modulele	Medie	Medie / ridicată	Medie–ridicată	Climatizare activă a unităților de stocare; invertoare la umbră; module cu coeficient de temperatură ≤ 0,35%/K; producția PVGIS include deja pierderile termice
Grindină	Modulele, carportul	Ridicată	Medie / medie	Medie–ridicată	Sticlă securizată testată conform SR EN IEC 61215; asigurarea echipamentelor (0,3% pe an, inclusă în costuri)

Hazard	Componenta cea mai sensibilă	Sensibilitate	Expunere azi / în viitor	Vulnerabilitate	Măsuri de adaptare cuprinse în proiect
Furtuni și vânt puternic	Structurile pe sol și carportul	Ridicată	Medie / medie–ridicată	Ridicată	Structuri dimensionate la CR 1-1-4/2012; module rezistente la 2.400 Pa pe spate; fundare pe piloți verificați prin studiul geotehnic
Zăpadă și îngheț	Modulele, carportul, pompele de căldură	Medie	Medie / scăzută	Medie	Module la 5.400 Pa; înclinare de 30° (alunecarea zăpezii); degivrare automată și glicol în circuitul exterior al pompelor
Precipitații abundente și băltire	Platforma bateriei, cablurile	Medie	Scăzută / medie	Medie	Platformă înălțată, cu pantă de scurgere; cabluri în tuburi, conectori IP68
Secetă și praf	Modulele	Scăzută	Medie / ridicată	Medie	Curățarea modulelor inclusă în mentenanță; producția PVGIS include pierderi de murdărie
Incendiu de vegetație	Centrala PV pe sol	Medie	Scăzută / medie	Scăzută–medie	Cosirea vegetației de sub module (mentenanță); acces pentru pompieri

Hazard	Componenta cea mai sensibilă	Sensibilitate	Expunere azi / în viitor	Vulnerabilitate	Măsuri de adaptare cuprinse în proiect
Cutremur	Structurile, platforma, bateria	Medie	Medie / medie	Medie	Calculul structurilor și ancorarea unităților de stocare conform P100-1/2013
Descărcări atmosferice	Invertoarele, EMS, tablourile	Ridicată	Medie / medie–ridicată	Ridicată	Descărcătoare de tip 1+2 și 2 în AC și DC; priză de pământ comună; paratrăsnet după evaluarea riscului (SR EN 62305-2)

4.2.4 Efectul schimbărilor climatice asupra beneficiilor

Schimbările climatice acționează în două sensuri asupra proiectului:

- **Iernile mai blânde** reduc necesarul de căldură, deci și cantitatea de CLU evitată prin pompele de căldură. O scădere de 10% a economiei de CLU reduce VANF a scenariului S1 cu circa 0,52 mil. lei; VANF rămâne pozitivă până la o scădere de 88% (capitolul 4.8).
- **Verile mai calde și mai însorite** cresc ușor producția anuală, dar scad randamentul modulelor la amiază și cresc consumul de climatizare al bateriei. Efectul net este mic față de incertitudinea producției, testată în capitolul 4.8 între −10% și +5%.

Proiectul are și un efect de adaptare pentru spital. Bateria și managementul energiei reduc vârfurile de consum din rețea, iar pompele de căldură scad dependența de aprovizionarea cu combustibil lichid în perioadele de criză.

4.2.5 Factorii de risc antropici

Factor	Efect posibil	Vulnerabilitate	Măsuri
Furt și vandalism	Module și cabluri sustrase; oprirea producției	Medie	Împrejmuire cu porți încuiate; incinta păzită a spitalului; asigurare

Factor	Efect posibil	Vulnerabilitate	Măsuri
Incendiu la baterie	Pierderea unei unități; risc pentru clădirile apropiate	Medie	Celule LFP; detecție și stingere integrate; distanțe de siguranță; platforma de 12,0 × 3,0 m la 17,0 m de cea mai apropiată clădire (planul P01); scenariu de securitate la incendiu
Atac cibernetic asupra EMS	Pierderea controlării injectării, oprirea bateriei	Medie	Rețea separată de cea medicală; firewall; acces de la distanță numai prin canal criptat
Întreruperi în rețeaua de distribuție	Oprirea centralei (anti-insularizare)	Scăzută	Interblocarea cu grupul electrogen; reconectare automată
Erori de exploatare	Avarii, pierderi de producție	Scăzută	Instruirea personalului (6.1 din deviz); contracte de service; monitorizare continuă
Lucrări ale altor beneficiari în incintă	Deteriorarea cablurilor îngropate	Scăzută	Trasee marcate pe planul de situație; bandă avertizoare; releveu după execuție

Riscurile care țin de implementare (teren, prețuri, termene, reglementări) sunt tratate separat, în capitolul 4.9.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

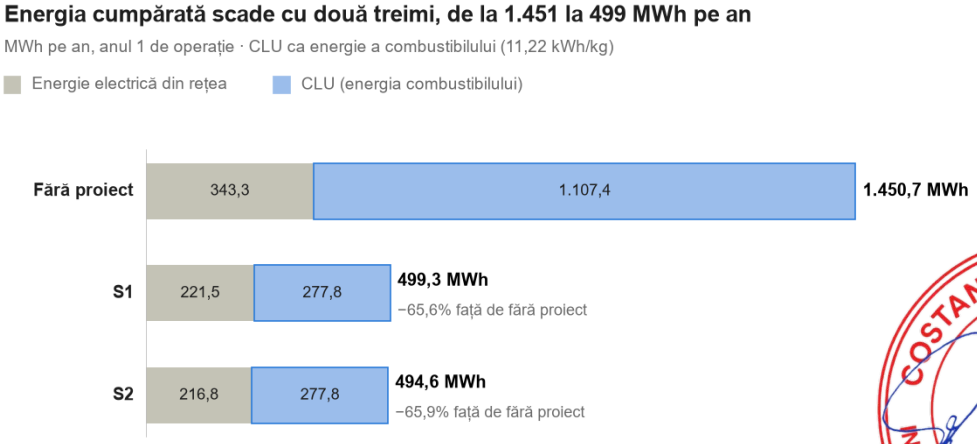
Proiectul nu are nevoie de utilități noi și nu cere relocarea vreunei rețele. El reduce energia cumpărată de spital de la 1.450,7 la 499,3 MWh pe an în S1 (−65,6%) și la 494,6 MWh în S2.

4.3.1 Necesarul de utilități și de relocare/protejare

Utilitate	În execuție	În exploatare	Soluția
Energie electrică	Racord provizoriu pentru organizarea de șantier, din instalația spitalului	Consum propriu mic (climatizarea bateriei, EMS, invertoarele în așteptare), cuprins în pierderile din simulare	Locul de consum existent devine loc de consum și de producere, la 0,4 kV, pe baza ATR-ului emis de Distribuție Energie Oltenia

Utilitate	În execuție	În exploatare	Soluția
Apă	Pentru pregătirea betoanelor și curățenie, din rețeaua spitalului	Circa 2–3 m³/an pentru spălarea modulelor	Rețeaua existentă a spitalului; nu este nevoie de branșament nou
Canalizare	Nu este cazul	Nu este cazul	Apa pluvială se infiltrează în terenul înierbat de sub module
Energie termică	Nu este cazul	Pompele de căldură se leagă la centrala termică C9 existentă	Racordare hidraulică în centrală, prin vasul tampon și schimbătorul cu plăci (Ob. 4)
Telecomunicații	Nu este cazul	Transmiterea datelor de monitorizare și accesul de la distanță	Router propriu cu firewall, într-o rețea separată de rețeaua medicală
Relocare sau protejare de rețele	Nu este cazul: amplasamentul din planul P01 nu are rețele subterane de relocat	–	Protejarea căminelor de vizitare și a canalului de evacuare din zonă (planul P01) și marcarea traseelor de cabluri noi

4.3.2 Analiza de consum





Auditul electroenergetic, simularea orară și registrul de CLU, august 2025 – iulie 2026

Reducerea vine din două surse. Pompele de căldură înlocuiesc 74,9% din căldura produsă cu CLU, deci se evită 73.914 kg de combustibil pe an (829,3 MWh). Centrala fotovoltaică acoperă atât o parte din consumul actual de energie electrică, cât și consumul nou al pompelor de căldură, de 213,3 MWh/an.

Bilanțul energiei electrice, anul 1 (MWh/an)	Fără proiect	S1	S2
Consumul actual al spitalului (AC.1)	343,3	343,3	343,3
Consumul pompelor de căldură	–	213,3	213,3
Consumul total	**343,3**	**556,6**	**556,6**
Acoperit direct din producția PV	–	196,5	196,5
Acoperit din baterie	–	138,6	143,3
Luat din rețea	**343,3**	**221,5**	**216,8**
Livrat în rețea (surplus de vară)	–	144,3	138,7
Pierderi în baterie	–	16,3	17,2

Consumul de energie electrică al spitalului crește cu 62%, din cauza pompelor de căldură, dar energia luată din rețea scade cu 35%. Raportul de dimensionare R_ac este 496,5 / 556,6 = 0,892, sub limita de 1,10 din ghid.

4.3.3 Puterea și regimul de funcționare

- **Puterea absorbită:** cu pompele de căldură, vârful de consum ajunge la circa 130 kW, în zilele reci, seara. Bateria și sistemul de management reduc acest vârf din rețea.
- **Puterea livrată: fără limitare, simularea ar da cel mult 297 kW livrați în rețea. Sistemul de management o limitează la 250 kW, cât permite întrerupătorul general de 400 A al tabloului general existent, sub plafonul de 400 kW din ghid. Limitarea taie 0,8 MWh/an din energia livrată; analiza folosește energia livrată după limitare.**
- **Regimul de iarnă:** producția PV este mică și se consumă aproape toată în spital; pompele de căldură lucrează în cascadă cu cazanul pe CLU, care preia vârfurile de frig.
- **Regimul de vară:** pompele nu funcționează, bateria face aproape un ciclu pe zi, iar surplusul se livrează în rețea.

4.3.4 Costul utilităților după proiect

Cost anual, anul 1, cu TVA (prețuri 2026)	Fără proiect	S1	S2
Energie electrică din rețea	558.614 lei	360.440 lei	352.792 lei
CLU	512.196 lei	128.508 lei	128.508 lei

Cost anual, anul 1, cu TVA (prețuri 2026)	Fără proiect	S1	S2
Venit din energia livrată	–	−50.505 lei	−48.545 lei
Cost net al energiei	**1.070.810 lei**	**438.443 lei**	**432.755 lei**
Costuri de exploatare ale noilor instalații	–	45.257 lei	48.583 lei
Total	**1.070.810 lei**	**483.700 lei**	**481.338 lei**

Costul anual cu energia scade cu 587.110 lei în S1 și cu 589.472 lei în S2. Diferența de 2.362 lei pe an în favoarea S2 este mică față de cei 316.124 lei în plus pe care îi costă investiția S2.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

Proiectul este sustenabil în toate cele patru dimensiuni cerute de HG nr. 907/2016. Eliberează circa 0,59 mil. lei pe an din bugetul spitalului, ocupă în execuție până la 14 lucrători, reduce emisiile cu 378 t CO2 pe an la nivelul sistemului energetic și se integrează în incinta existentă, fără să afecteze activitatea medicală.

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse

- **Bugetul spitalului:** economia anuală de 587.110 lei (S1) reprezintă 55% din costul actual cu energia. Banii pot fi folosiți pentru servicii medicale, medicamente și dotări, în loc de energie.
- **Siguranța în alimentare:** spitalul depinde mai puțin de prețul și de aprovizionarea cu CLU. Bateria și sistemul de management reduc vârfurile din rețea, iar interblocarea cu grupul electrogen păstrează regimul de avarie existent.
- **Confortul pacienților:** pompele de căldură lucrează continuu și țin temperatura agentului termic mai stabilă decât cazanul pornit și oprit.
- **Impactul cultural:** lucrările se fac pe teren liber și în centrala termică. Clădirile spitalului nu sunt modificate.
- **Egalitatea de șanse:** achizițiile și angajările pentru execuție se fac fără discriminare, conform Legii nr. 98/2016 privind achizițiile publice și Legii nr. 202/2002 privind egalitatea de șanse între femei și bărbați. Două dintre cele 20 de locuri ale carportului pot fi amenajate pentru persoane cu dizabilități, conform normativului NP 051-2012.

b) Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare

Estimarea pornește de la valoarea lucrărilor de construcții-montaj (C+M) din devizul general, 738.429 lei în S1, și de la manopera montajului de echipamente. Ponderea manoperei este de circa 35% din C+M, la un cost mediu de 400 lei pe om-zi.

Faza de realizare (circa 5 luni de execuție)	Meserii	Om-zile	Număr mediu de lucrători	Vârf

Faza de realizare (circa 5 luni de execuție)	Meserii	Om-zile	Număr mediu de lucrători	Vârf
Terasamente, împrejmuire, platforme	Muncitori, operatori de utilaje, betoniști	circa 150	3	5
Structuri metalice și carport	Montatori de structuri, sudori	circa 170	4	6
Montajul modulelor și al invertoarelor	Electricieni, montatori	circa 140	4	6
Stocare, tablouri, cabluri, EMS	Electricieni autorizați ANRE, tehnicieni	circa 130	3	4
Pompe de căldură și centrala termică	Instalatori termici, frigotiști, automatiști	circa 80	2	3
Total		**circa 670**	**7**	**14**

Vârfurile nu se suprapun complet, de aceea vârful total (14) este mai mic decât suma vârfurilor pe faze.

Faza de operare	Necesar	Cine îl acoperă
Supravegherea zilnică și citirea monitorizării	circa 0,1 normă	Electricianul spitalului
Exploatarea pompelor de căldură în cascadă cu cazanul	circa 0,1 normă	Fochiștii existenți, instruiți (6.1 din deviz)
Mentenanță, curățare, service	circa 0,3 norme echivalente	Contracte de service externe

Proiectul nu creează posturi noi în spital. Susține însă locuri de muncă la firmele de service, circa 0,3 norme pe an pe durata de operație.

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

Factor de mediu	Efectul proiectului (S1, anul 1)
Clima	−377,9 t CO2/an la nivelul sistemului energetic: −221,3 t din CLU evitat, −156,6 t din energia electrică din rețea înlocuită. La nivelul spitalului, −293,0 t CO2/an (−58,9%). Indicatorul I.2 din ghid: 292,2 t CO2/an

Factor de mediu	Efectul proiectului (S1, anul 1)
Aerul	Se ard cu 73.914 kg CLU mai puțin pe an, lângă pavilioanele cu pacienți. Scad emisiile de oxizi de azot, particule și dioxid de sulf; la conținutul maxim de sulf de 0,1% pentru motorină, SO2 evitat este de cel mult 148 kg/an
Zgomotul	Sursa nouă sunt ventilatoarele pompelor de căldură, la centrala termică. Se aleg unități care respectă SR 10009:2017 la limita incintei și la ferestrele saloanelor
Solul și apa	Fundarea pe piloți bătuți limitează betonarea; terenul de sub module rămâne înierbat. Platforma bateriei are pantă de scurgere; celulele LFP sunt în carcase închise
Deșeurile	La sfârșitul vieții, modulele se predau ca deșeuri de echipamente electrice (Directiva 2012/19/UE), iar bateriile, conform Regulamentului (UE) 2023/1542 privind bateriile
Biodiversitatea și siturile protejate	Suprafața ocupată este pajiște antropizată din incinta spitalului, în intravilan. Vegetația se menține sub module, prin cosire, fără erbicide

Principiul „fără prejudicii semnificative” (DNSH) este analizat separat, în studiul DNSH al proiectului. Pentru o capacitate sub 400 kW, ghidul nu cere actul autorității de mediu la depunere.

d) Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic în care acesta se integrează, după caz

- **Peisajul:** mesele de module au circa 3 m înălțime și stau în incinta spitalului, în jurul bisericii de lemn și al clopotniței; ultimul rând este la 8,1 m de biserică (planul de amplasament P01). Carportul are aspectul unei parcări acoperite.
- **Strălucirea:** modulele au sticlă antireflex și sunt orientate spre sud, la 30°. Reflexiile nu se îndreaptă spre clădirile spitalului.
- **Activitatea medicală:** lucrările se fac departe de saloane, cu acces separat pentru șantier. Racordarea în tabloul general și în centrala termică se face în afara sezonului de încălzire, în ferestre de timp stabilite cu spitalul.
- **Vecinătățile:** platforma bateriei, de 12,0 × 3,0 m, este la 17,0 m de cea mai apropiată clădire și la 8,2 m de câmpul fotovoltaic (planul P01).
- **Circulația:** în execuție, transporturile grele sunt puține (structuri, module, unitățile de stocare) și se programează în afara orelor de vizită.

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

Cererea care justifică investiția este consumul de energie al spitalului: 343,3 MWh/an de energie electrică și 996,6 MWh/an de căldură utilă. Cu pompele de căldură, consumul de energie electrică urcă la 556,6 MWh/an, iar centrala de 399,32 kWp îl acoperă în proporție de 60,2% în S1.

4.5.1 Cererea actuală

Cerere	Valoare anuală	Profil	Sursa
Energie electrică	343.287 kWh	24.117 kWh (iunie) – 34.021 kWh (ianuarie); media 28.607 kWh/lună	12 facturi, august 2025 – iulie 2026
Căldură utilă pentru încălzire	996,6 MWh	25.09.2025 – 06.05.2026; zero vara	Registrul de CLU, randament 0,9
Puterea termică de calcul	342 kW (medie zilnică la −15 °C)	8.209 kWh/zi la temperatura de calcul	Semnătura energetică din audit
Apă caldă de consum	Produsă cu boilere electrice locale, inclusă în consumul electric	Constantă pe tot anul	Răspunsul spitalului, 06.11.2026

Necesarul zilnic de căldură urmează temperatura exterioară după relația de mai jos (semnătura energetică din audit, 224 de zile, $R^2 = 0,68$), unde T este temperatura medie zilnică în °C:

$$Q\ zilnic\ [kWh] = 3.283 + 181,1 \times (12,2 - T),\quad pentru\ T < 12,2\ °C$$

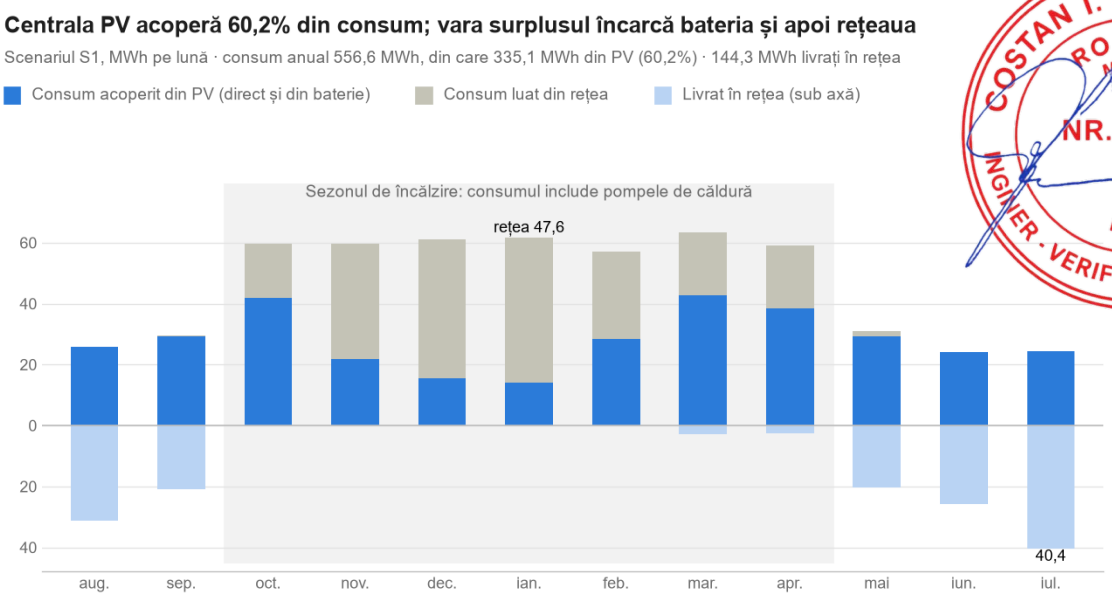
4.5.2 Prognoza cererii pe perioada de referință

Cererea se consideră constantă în perioada 2028–2047. Spitalul are 135 de paturi și nu are, în documentele primite, planuri de extindere. Trei factori acționează în sensuri opuse și se compensează în mare parte:

Factor	Efect asupra cererii	Cum este tratat
Dotările medicale noi și climatizarea	Crește consumul de energie electrică	Crește energia PV consumată în spital și scade surplusul livrat; efect favorabil proiectului, neinclus
Iernile mai blânde	Scade necesarul de căldură, deci și CLU evitat	Testat în 4.8: VANF rămâne pozitivă până la −88% CLU evitat
Măsuri viitoare de eficiență energetică în clădiri	Scade ambele consumuri	Același test; proiectul nu le exclude

Ipoteza de cerere constantă este prudentă pentru energia electrică: orice creștere a consumului de zi mărește partea din producție consumată în spital, care valorează 1,63 lei/kWh, față de 0,35 lei/kWh pentru surplusul livrat.

4.5.3 Acoperirea cererii lună de lună





Simularea orară din auditul electroenergetic (PVGIS 5.3, temperaturi ERA5), scenariul S1, august 2025 – iulie 2026

Iarna, din noiembrie până în ianuarie, rețeaua acoperă jumătate sau mai mult din consum, pentru că pompele de căldură dublează cererea, iar producția este mică. Vara, centrala acoperă practic tot consumul, iar surplusul livrat ajunge la 40,4 MWh în iulie. Profilul confirmă că o baterie mai mare nu ar avea ce să stocheze iarna și ar adăuga puțin vara.

4.5.4 Dimensionarea justificată de cerere

Componentă	Cererea care o dimensionează	Dimensiunea aleasă	Limita care o confirmă
Centrala fotovoltaică	556,6 MWh/an consum de energie electrică, cu pompele	399,32 kWp, 496,5 MWh/an	R_ac = 0,892 ≤ 1,10 (AC.3); ≤ 400 kWp (decizia beneficiarului); planul de amplasament P01
Stocarea	Consumul de seară și noapte, din surplusul zilnic de vară	S1: 1.075 kWh (2,69 h)	798,6–1.597,3 kWh (AC.5); R_P ≥ 1 (AC.4)

Componentă	Cererea care o dimensionează	Dimensiunea aleasă	Limita care o confirmă
Pompele de căldură	996,6 MWh/an căldură utilă, 342 kW la −15 °C	2 × 60 kW, 74,9% din căldură	≥ 50% din căldura înlocuită (ghid); cascadă cu cazanul pentru vârfuri
Puterea livrată	Surplusul de vară	Maximum 297 kW în simulare, fără limitare	250 kW, plafonată de EMS (limita din ghid: 400 kW)

4.5.5 Analiza marginală a stocării

Diferența dintre S1 și S2 este numai capacitatea bateriei, așa că alegerea se poate verifica prin costul și beneficiul unităților adăugate.

Mărime	S1	S2	Diferența S2 − S1
Capacitatea de stocare	1.075 kWh	1.505 kWh	+430 kWh (+40%)
Energie PV consumată în spital	335,1 MWh/an	339,8 MWh/an	+4,7 MWh/an (+1,4%)
Economia anuală netă, cu TVA	587.110 lei	589.472 lei	+2.362 lei/an
Investiția, capitolele 1–6, cu TVA	2.816.424 lei	3.132.548 lei	+316.124 lei
Cicluri echivalente pe an	143	106	−37

Cele două unități în plus din S2 aduc 2.362 lei pe an, adică 0,7% pe an din costul lor. Investiția marginală nu se recuperează în durata de viață a bateriei. Cererea spitalului justifică deci dimensiunea S1, nu pe cea din S2.

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

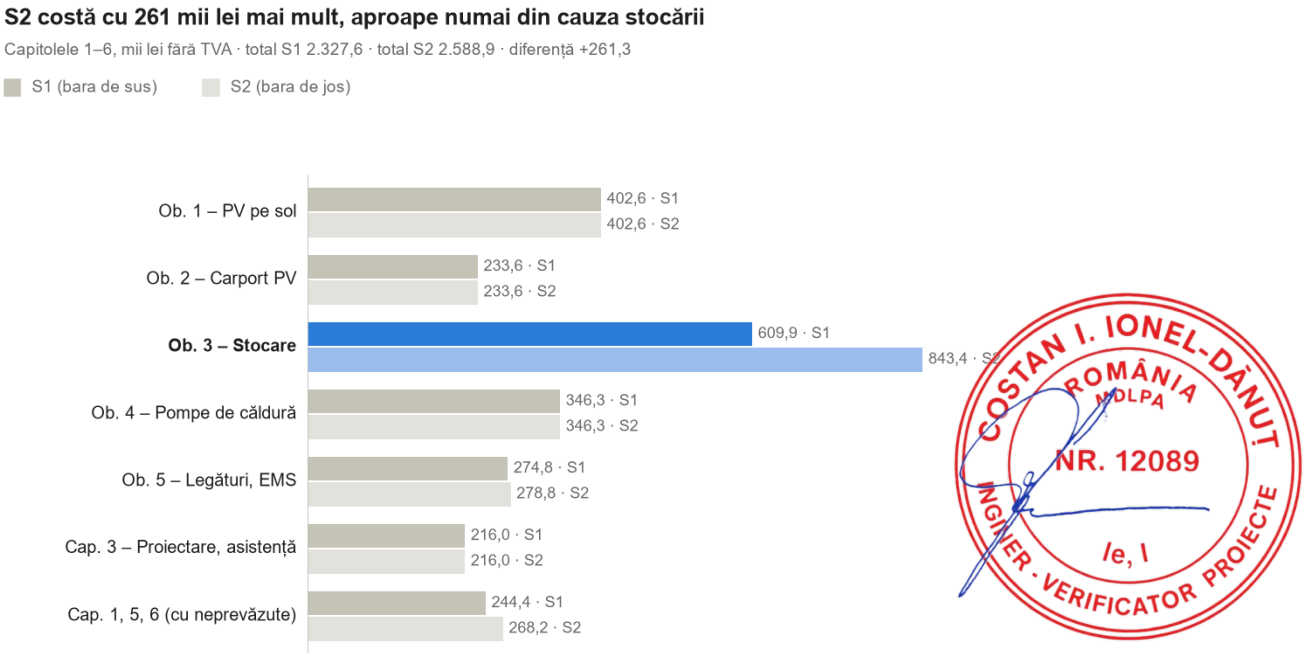
Ambele scenarii sunt rentabile pentru spital. La o rată de actualizare de 4%, S1 are VANF/C de 4,59 mil. lei și RIRF/C de 19,0%, iar S2 are 4,26 mil. lei și 16,8%. Fluxul cumulat devine pozitiv după 4,9 ani în S1 și după 5,5 ani în S2.

Analiza se face din perspectiva proprietarului investiției, spitalul, cu valori cu TVA. Spitalul nu vinde servicii prin această investiție, așa că „veniturile” proiectului sunt economiile la energie și combustibil, plus încasările pentru energia livrată în rețea. Grantul nu intră în calculul VANF/C și RIRF/C; el apare doar la sustenabilitatea financiară și la VANF/K.

4.6.1 Costul investiției

Capitol (cu TVA)	S1	S2

Capitol (cu TVA)	S1	S2
1. Obținerea și amenajarea terenului	19.360 lei	19.360 lei
2. Asigurarea utilităților	0 lei	0 lei
3. Proiectare și asistență tehnică	261.360 lei	261.360 lei
4. Investiția de bază	2.259.316 lei	2.546.701 lei
5. Alte cheltuieli (inclusiv diverse și neprevăzute)	261.868 lei	290.607 lei
6. Probe tehnologice și teste	14.520 lei	14.520 lei
Capitolele 1–6	**2.816.424 lei**	**3.132.548 lei**
Cote ISC, CSC și taxa pentru autorizație (subcap. 5.2, 2,1% din C+M), neeligibile	15.507 lei	15.852 lei
Costul investiției în analiza financiară	**2.831.931 lei**	**3.148.400 lei**
Capitolul 7 – marja de buget (nu intră în costul de bază)	635.916 lei	707.762 lei



Devizele generale S1 și S2 pe planul de amplasament P01 (prețuri la 06.11.2026), capitolele 1–6, fără TVA

Stocarea este cea mai mare componentă: 26% din capitolele 1–6 în S1 și 33% în S2. Diferența de 261.259 lei fără TVA dintre scenarii vine în proporție de 89% din cele două unități de stocare în plus; restul sunt plecările din TDPV și cota de neprevăzute aferentă.

Investiția se face într-un singur an, 2027. Contractele de proiectare și studiile se plătesc în 2026–2027, dar sunt incluse tot în anul 0, pentru că decizia de investiție se ia după aprobarea SF.

4.6.2 Costurile de exploatare și de înlocuire

Costurile anuale de exploatare sunt 45.257 lei în S1 și 48.583 lei în S2, cu TVA, adică 1,6% și 1,5% pe an din investiție. Înlocuirile programate costă 132.072 lei în 2039 (invertoarele și revizia pompelor de căldură) și 361.185 lei în S1, respectiv 505.659 lei în S2, în 2042 (unitățile de stocare). Detaliile sunt în tabelele de la 4.1.6.

Valoarea reziduală din 2047 este de 535.598 lei fără TVA în S1 (648.073 lei cu TVA) și de 618.034 lei fără TVA în S2 (747.821 lei cu TVA). Ea reprezintă durata de viață rămasă a modulelor, structurilor, bateriilor înlocuite în 2042 și instalațiilor.

Valoarea reziduală se calculează liniar: costul fiecărei componente înmulțit cu raportul dintre anii de viață rămași în 2047 și durata ei de viață. Pentru componentele înlocuite în interiorul perioadei se ia costul înlocuirii, nu costul inițial.

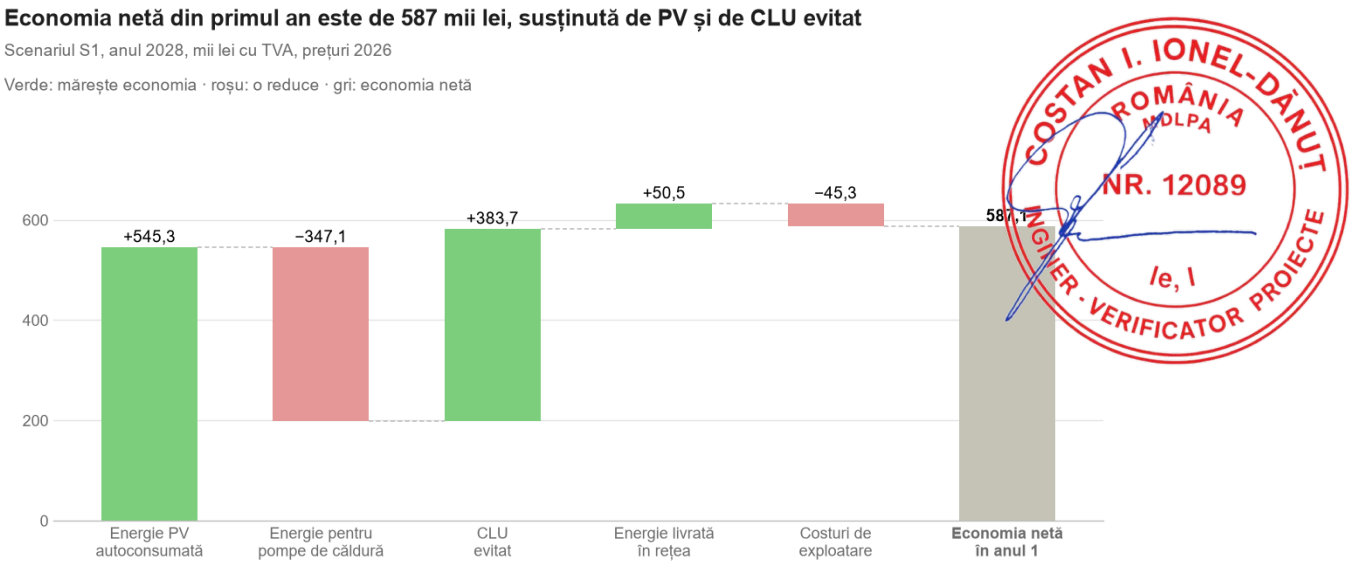
Componentă	Cost S1 (lei, fără TVA)	Cost S2 (lei, fără TVA)	Durata de viață	Ani rămași în 2047	Valoare reziduală S1	Valoare reziduală S2
Ob. 1, fără invertoare: module, structuri, cabluri, împrejmuire	338.187	338.187	30 ani	10	112.729	112.729
Invertoare înlocuite în 2039	64.400	64.400	12 ani	4	21.467	21.467
Ob. 2 – carport	233.608	233.608	30 ani	10	77.869	77.869
Unități de stocare înlocuite în 2042	298.500	417.900	15 ani	10	199.000	278.600
Ob. 3, fără unități: platformă, cabluri, priză de pământ	41.399	47.507	30 ani	10	13.800	15.836
Ob. 4, fără pompe: conducte, racorduri, tablou	167.339	167.339	30 ani	10	55.780	55.780
Pompe de căldură (revizie în 2039)	179.000	179.000	20 ani	0	0	0
Ob. 5 – legături, TDPV, EMS	274.768	278.768	25 ani	5	54.954	55.754
Total, fără TVA					**535.598**	**618.034**

Componentă	Cost S1 (lei, fără TVA)	Cost S2 (lei, fără TVA)	Durata de viață	Ani rămași în 2047	Valoare reziduală S1	Valoare reziduală S2
Total, cu TVA					**648.073**	**747.821**

Capitolele 1, 3, 5 și 6 (proiectare, organizare de șantier, neprevăzute, probe) nu primesc valoare reziduală. Este o ipoteză prudentă, care subevaluează ușor VANF.

4.6.3 Economiile și încasările

Componentă	Formula	Anul 1, S1	Anul 1, S2
Energie PV autoconsumată	E_auto × p_e = 335,1 MWh × 1,6272 lei/kWh	+545.287 lei	+552.935 lei
Energie pentru pompele de căldură	E_PdC × p_e = 213,3 MWh × 1,6272 lei/kWh	−347.113 lei	−347.113 lei
CLU evitat	m_CLU × p_CLU = 73.914 kg × 5,191 lei/kg	+383.688 lei	+383.688 lei
Energie livrată în rețea	E_liv × p_liv = 144,3 MWh × 0,35 lei/kWh (S2: 138,7 MWh)	+50.505 lei	+48.545 lei
Costuri de exploatare	Tabelul de la 4.1.6	−45.257 lei	−48.583 lei
Economia netă		**+587.110 lei**	**+589.472 lei**



Modelul financiar ACB, anul 2028; cantitățile din simularea orară, prețurile din facturile 2026

Pompele de căldură au, singure, un efect financiar mic: căldura lor costă 0,465 lei/kWh la prețul energiei din rețea, aproape cât căldura din CLU (0,514 lei/kWh). Ele devin rentabile pentru că o mare parte din energia lor vine din centrala fotovoltaică și pentru că fac posibilă o centrală PV de 399,32 kWp fără depășirea raportului R_ac.

Economiile evoluează în timp astfel:

- energia PV autoconsumată scade cu 0,5% pe an (degradarea modulelor) și cu 2% pe an pe partea trecută prin baterie, până la înlocuirea din 2042;
- energia nestocată din cauza îmbătrânirii bateriei se livrează în rețea, la prețul mai mic, deci încasările din livrare cresc ușor până în 2042;
- consumul pompelor de căldură și CLU evitat rămân constante, pentru că cererea de căldură se consideră constantă.

4.6.4 Fluxul de numerar

Tabelele de mai jos sunt în mii lei, cu TVA, în prețuri constante 2026. Semnul minus arată o ieșire de numerar. Rândul „VA la 4%” dă valoarea actualizată a fiecărei coloane; suma lor este VANF/C.

Scenariul S1 (recomandat)

An	Investiție	Energie PV autoconsumată	Energie pentru pompele de căldură	CLU evitat	Energie livrată	Exploatare	Înlocuiri	Valoare reziduală	Flux net	Flux cumulat
2027	-2.831,9	–	–	–	–	–	–	–	-2.831,9	-2.831,9
2028	–	545,3	-347,1	383,7	50,5	-45,3	–	–	587,1	-2.244,8
2029	–	538,1	-347,1	383,7	51,3	-45,3	–	–	580,7	-1.664,1
2030	–	530,9	-347,1	383,7	52,1	-45,3	–	–	574,4	-1.089,7
2031	–	523,8	-347,1	383,7	52,9	-45,3	–	–	568,1	-521,7

An	Investiție	Energie PV autoconsumată	Energie pentru pompele de căldură	CLU evitat	Energie livrată	Exploatare	Înlocuiri	Valoare reziduală	Flux net	Flux cumulat
2032	–	516,8	-347,1	383,7	53,7	-45,3	–	–	561,8	40,2
2033	–	509,8	-347,1	383,7	54,5	-45,3	–	–	555,6	595,8
2034	–	502,9	-347,1	383,7	55,3	-45,3	–	–	549,5	1.145,3
2035	–	496,0	-347,1	383,7	56,0	-45,3	–	–	543,4	1.688,6
2036	–	489,2	-347,1	383,7	56,8	-45,3	–	–	537,3	2.225,9
2037	–	482,4	-347,1	383,7	57,6	-45,3	–	–	531,3	2.757,2
2038	–	475,7	-347,1	383,7	58,3	-45,3	–	–	525,3	3.282,6
2039	–	469,1	-347,1	383,7	59,0	-45,3	-132,1	–	387,3	3.669,9
2040	–	462,5	-347,1	383,7	59,7	-45,3	–	–	513,5	4.183,5
2041	–	455,9	-347,1	383,7	60,4	-45,3	–	–	507,7	4.691,2
2042	–	449,5	-347,1	383,7	61,2	-45,3	-361,2	–	140,7	4.831,9
2043	–	505,8	-347,1	383,7	46,8	-45,3	–	–	544,0	5.375,9
2044	–	499,1	-347,1	383,7	47,6	-45,3	–	–	538,0	5.913,9
2045	–	492,5	-347,1	383,7	48,4	-45,3	–	–	532,1	6.446,0

An	Investiție	Energie PV autoconsumată	Energie pentru pompele de căldură	CLU evitat	Energie livrată	Exploatare	Înlocuiri	Valoare reziduală	Flux net	Flux cumulat
2046	–	485,9	-347,1	383,7	49,1	-45,3	–	–	526,3	6.972,3
2047	–	479,3	-347,1	383,7	49,8	-45,3	–	648,1	1.168,6	8.140,9
Total	**-2.831,9**	**9.910,4**	**-6.942,3**	**7.673,8**	**1.081,2**	**-905,1**	**-493,3**	**648,1**	**8.140,9**	
VA la 4%	**-2.831,9**	**6.794,7**	**-4.717,4**	**5.214,4**	**735,5**	**-615,1**	**-283,0**	**295,8**	**4.593,0**	

Scenariul S2

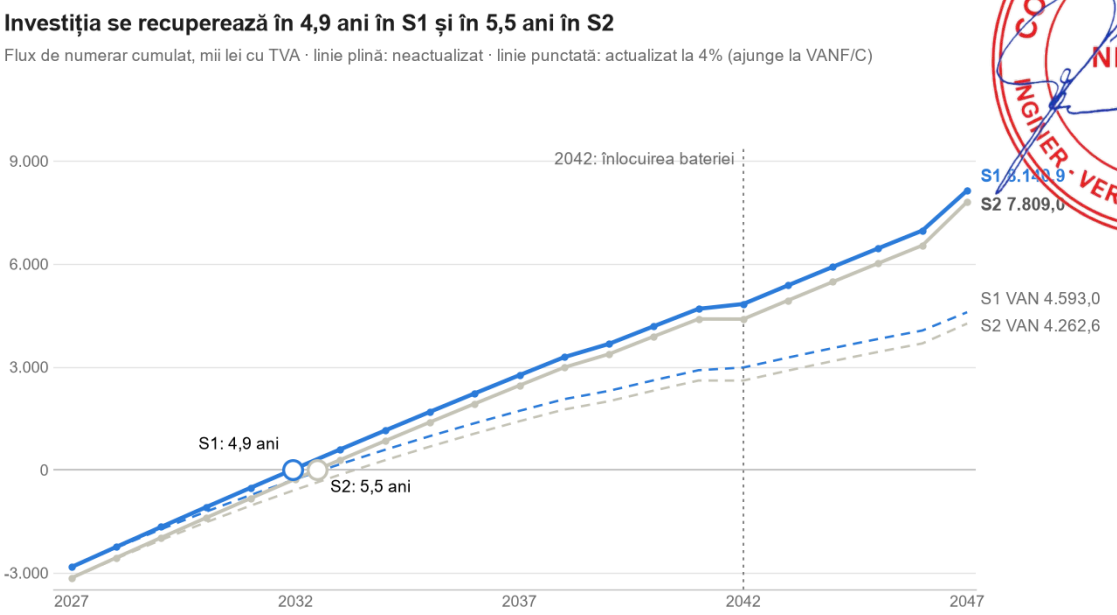
An	Investiție	Energie PV autoconsumată	Energie pentru pompele de căldură	CLU evitat	Energie livrată	Exploatare	Înlocuiri	Valoare reziduală	Flux net	Flux cumulat
2027	-3.148,4	–	–	–	–	–	–	–	-3.148,4	-3.148,4
2028	–	552,9	-347,1	383,7	48,5	-48,6	–	–	589,5	-2.558,9
2029	–	545,5	-347,1	383,7	49,4	-48,6	–	–	582,9	-1.976,0

An	Investiție	Energie PV autoconsumată	Energie pentru pompele de căldură	CLU evitat	Energie livrată	Exploatare	Înlocuiri	Valoare reziduală	Flux net	Flux cumulat
2030	–	538,2	-347,1	383,7	50,3	-48,6	–	–	576,4	-1.399,6
2031	–	530,9	-347,1	383,7	51,1	-48,6	–	–	570,0	-829,5
2032	–	523,7	-347,1	383,7	52,0	-48,6	–	–	563,6	-265,9
2033	–	516,5	-347,1	383,7	52,8	-48,6	–	–	557,3	291,4
2034	–	509,4	-347,1	383,7	53,6	-48,6	–	–	551,0	842,3
2035	–	502,3	-347,1	383,7	54,4	-48,6	–	–	544,7	1.387,1
2036	–	495,4	-347,1	383,7	55,2	-48,6	–	–	538,6	1.925,6
2037	–	488,4	-347,1	383,7	56,0	-48,6	–	–	532,4	2.458,0
2038	–	481,5	-347,1	383,7	56,8	-48,6	–	–	526,3	2.984,4
2039	–	474,7	-347,1	383,7	57,5	-48,6	-132,1	–	388,2	3.372,5
2040	–	468,0	-347,1	383,7	58,3	-48,6	–	–	514,3	3.886,8
2041	–	461,2	-347,1	383,7	59,1	-48,6	–	–	508,3	4.395,1
2042	–	454,6	-347,1	383,7	59,8	-48,6	-505,7	–	-3,3	4.391,8
2043	–	512,9	-347,1	383,7	45,0	-48,6	–	–	545,9	4.937,7

An	Investiție	Energie PV autoconsumată	Energie pentru pompele de căldură	CLU evitat	Energie livrată	Exploatare	Înlocuiri	Valoare reziduală	Flux net	Flux cumulat
2044	–	506,0	-347,1	383,7	45,8	-48,6	–	–	539,8	5.477,6
2045	–	499,2	-347,1	383,7	46,6	-48,6	–	–	533,8	6.011,4
2046	–	492,4	-347,1	383,7	47,4	-48,6	–	–	527,9	6.539,2
2047	–	485,7	-347,1	383,7	48,2	-48,6	–	747,8	1.269,7	7.809,0
Total	**-3.148,4**	**10.039,6**	**-6.942,3**	**7.673,8**	**1.047,8**	**-971,7**	**-637,7**	**747,8**	**7.809,0**	
VA la 4%	**-3.148,4**	**6.883,7**	**-4.717,4**	**5.214,4**	**712,5**	**-660,3**	**-363,3**	**341,3**	**4.262,6**	

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MDLPA
NR. 12089
Ie, I
INGINER VERIFICATOR PROIECTE

4.6.5 Fluxul cumulat



Modelul financiar ACB; tabelele de flux de numerar de la 4.6.4

Fluxul cumulat neactualizat devine pozitiv în 2032 în S1 și în 2033 în S2. Singurele scăderi vizibile ale pantei sunt înlocuirile din 2039 și 2042. În 2042, în S2, înlocuirea celor 7 unități de stocare consumă toată economia anului (flux net de −3,3 mii lei), față de 140,7 mii lei în S1. Până în 2047, S1 acumulează 8,14 mil. lei, cu 0,33 mil. lei mai mult decât S2, deși S2 are o baterie mai mare.

4.6.6 Indicatorii de performanță financiară

Indicator	S1	S2	Condiția de acceptare	Interpretare
Valoarea actualizată netă financiară a investiției (VANF/C), la 4%	4.593.001 lei	4.262.589 lei	> 0	Investiția creează valoare pentru spital în ambele scenarii
Rata internă de rentabilitate financiară (RIRF/C)	19,03%	16,81%	> 4%	Rentabilitate de peste patru ori rata de actualizare
Raportul beneficiu-cost (B/C)	2,23	2,02	> 1	Fiecare leu cheltuit aduce 2,23 lei (S1)

Indicator	S1	S2	Condiția de acceptare	Interpretare
Fluxul cumulat neactualizat în 2047	8.140,9 mii lei	7.809,0 mii lei	> 0	Rezultatul pe 20 de ani
Perioada de recuperare simplă	4,9 ani	5,5 ani	< 20 de ani	Sub o treime din perioada de operație
Perioada de recuperare actualizată	5,6 ani	6,3 ani	< 20 de ani	La fel
Valoarea actualizată netă a capitalului propriu (VANF/K)	7.409.425 lei	7.100.934 lei	> 0	Spitalul pune 15.507 lei în S1 și 310.055 lei în S2
Rata internă de rentabilitate a capitalului propriu (RIRF/K)	peste 500%	189,0%	> 4%	În S1 contribuția proprie este foarte mică, de aceea rata nu are o valoare finită utilă

VANF/C și RIRF/C arată rentabilitatea investiției în sine, indiferent cine o finanțează. Ambele sunt pozitive și mari pentru că proiectul înlocuiește două surse scumpe de energie: energia electrică de 1,63 lei/kWh și căldura din CLU de 0,51 lei/kWh. Ghidul FM nu condiționează grantul de un deficit de finanțare: ajutorul este limitat prin plafonul de 1.100.000 euro/MW, iar beneficiarul este o entitate publică fără activitate economică în această investiție.

Calculul VANF/C pentru S1, pas cu pas

Fiecare flux net anual se înmulțește cu factorul de actualizare $1/(1{,}04)^t$, iar VANF/C este suma fluxurilor actualizate. Fluxul actualizat cumulat trece de zero în 2033, deci perioada de recuperare actualizată este de 5,6 ani. RIRF/C, 19,03%, este rata la care aceeași sumă devine zero; s-a calculat prin înjumătățiri succesive ale intervalului de căutare, cu o precizie mai bună de 0,01 puncte procentuale.

An	t	Flux net (mii lei)	Factor de actualizare $1/(1{,}04)^t$	Flux actualizat (mii lei)	Flux actualizat cumulat (mii lei)
2027	0	−2.831,9	1,0000	−2.831,9	−2.831,9
2028	1	587,1	0,9615	564,5	−2.267,4
2029	2	580,7	0,9246	536,9	−1.730,5

An	t	Flux net (mii lei)	Factor de actualizare $1/(1,04)^t$	Flux actualizat (mii lei)	Flux actualizat cumulat (mii lei)
2030	3	574,4	0,8890	510,6	−1.219,9
2031	4	568,1	0,8548	485,6	−734,3
2032	5	561,8	0,8219	461,8	−272,5
2033	6	555,6	0,7903	439,1	166,6
2034	7	549,5	0,7599	417,6	584,2
2035	8	543,4	0,7307	397,0	981,2
2036	9	537,3	0,7026	377,5	1.358,7
2037	10	531,3	0,6756	358,9	1.717,6
2038	11	525,3	0,6496	341,2	2.058,9
2039	12	387,3	0,6246	241,9	2.300,8
2040	13	513,5	0,6006	308,4	2.609,2
2041	14	507,7	0,5775	293,2	2.902,4
2042	15	140,7	0,5553	78,2	2.980,6
2043	16	544,0	0,5339	290,4	3.271,0
2044	17	538,0	0,5134	276,2	3.547,2
2045	18	532,1	0,4936	262,7	3.809,9
2046	19	526,3	0,4746	249,8	4.059,7
2047	20	1.168,6	0,4564	533,3	4.593,0
Total		**8.140,9**		**4.593,0 = VANF/C**	

Analiza diferențială: ce aduce S2 în plus față de S1

Diferența dintre fluxurile S2 și S1 arată dacă cele două unități de stocare în plus se justifică financiar.

An	Δ Investiție	Δ Economii nete din exploatare	Δ Înlocuiri	Δ Valoare reziduală	Δ Flux net	Δ Flux actualizat la 4%
2027	−316,5	–	–	–	−316,5	−316,5
2028	–	2,4	–	–	2,4	2,3
2029	–	2,2	–	–	2,2	2,1
2030	–	2,1	–	–	2,1	1,8
2032	–	1,8	–	–	1,8	1,5
2037	–	1,1	–	–	1,1	0,7
2039	–	0,8	–	–	0,8	0,5
2041	–	0,6	–	–	0,6	0,3
2042	–	0,5	−144,5	–	−144,0	−80,0
2043	–	1,9	–	–	1,9	1,0
2046	–	1,6	–	–	1,6	0,7
2047	–	1,4	–	99,7	101,2	46,2
Total 2027–2047	**−316,5**				**−331,9**	**−330,4**

Tabelul arată anii reprezentativi; totalurile cuprind toți anii. Investiția suplimentară din S2 are o VANF diferențială de −330.413 lei, iar fluxul ei cumulat nu devine niciodată pozitiv, deci rata internă de rentabilitate diferențială nu există. Economia suplimentară, de 0,5–2,4 mii lei pe an, nu acoperă nici măcar costul înlocuirii celor două unități în 2042.

4.6.7 Sustenabilitatea financiară

Proiectul este sustenabil financiar dacă soldul cumulat al surselor și al utilizărilor nu devine negativ în niciun an. Sursele sunt grantul FM, contribuția spitalului și economiile din exploatare; utilizările sunt investiția, exploatarea și înlocuirile.

Sursă de finanțare, 2027	S1	S2
Grant FM, cu TVA	2.816.424 lei	2.838.345 lei
Contribuția spitalului: depășirea plafonului, cu TVA	0 lei	294.203 lei

Sursă de finanțare, 2027	S1	S2
Contribuția spitalului: cote ISC, CSC și taxe	15.507 lei	15.852 lei
Total surse	**2.831.931 lei**	**3.148.400 lei**
Rezervă de asigurat de ordonatorul principal, dacă ofertele depășesc devizul (capitolul 7)	până la 635.916 lei	până la 707.762 lei

Sold cumulat, S1 (mii lei, cu TVA; anii reprezentativi)

An	Grant FM	Contribuția beneficiarului	Investiție	Economii nete din exploatare	Înlocuiri	Sold anual	Sold cumulat
2027	2.816,4	15,5	-2.831,9	–	–	0,0	0,0
2028	–	–	–	587,1	–	587,1	587,1
2032	–	–	–	561,8	–	561,8	2.872,1
2038	–	–	–	525,3	–	525,3	6.114,5
2039	–	–	–	519,4	-132,1	387,3	6.501,8
2042	–	–	–	501,9	-361,2	140,7	7.663,8
2043	–	–	–	544,0	–	544,0	8.207,8
2047	–	–	–	520,5	–	520,5	10.324,8

Sold cumulat, S2 (mii lei, cu TVA; anii reprezentativi)

An	Grant FM	Contribuția beneficiarului	Investiție	Economii nete din exploatare	Înlocuiri	Sold anual	Sold cumulat
2027	2.838,3	310,1	-3.148,4	–	–	0,0	0,0
2028	–	–	–	589,5	–	589,5	589,5
2032	–	–	–	563,6	–	563,6	2.882,5
2038	–	–	–	526,3	–	526,3	6.132,8
2039	–	–	–	520,3	-132,1	388,2	6.520,9
2042	–	–	–	502,4	-505,7	-3,3	7.540,2

An	Grant FM	Contribuția beneficiarului	Investiție	Economii nete din exploatare	Înlocuiri	Sold anual	Sold cumulat
2043	–	–	–	545,9	–	545,9	8.086,1
2047	–	–	–	521,9	–	521,9	10.209,6

În S1, soldul anual este pozitiv în fiecare an de operație, iar economiile din exploatare acoperă singure înlocuirile din 2039 și 2042. În S2, înlocuirea celor 7 unități de stocare face ca soldul anului 2042 să fie ușor negativ (−3,3 mii lei), dar soldul cumulat rămâne pozitiv. Proiectul este deci sustenabil financiar în ambele scenarii. Recomandarea pentru spital este să păstreze în buget, din economiile anuale, un fond de înlocuire de circa 25.000 lei pe an în S1 (35.000 lei în S2), ca înlocuirea bateriei să nu lovească bugetul unui singur an.

Condiția de sustenabilitate din anul 0 este asigurarea surselor: în S1, spitalul plătește numai cotele și taxele (15.507 lei); în S2, și depășirea plafonului (310.055 lei în total), pe care trebuie să o aprobe ordonatorul principal de credite înainte de depunere.

4.7. Analiza economică*3), inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

S1 este scenariul cel mai cost-eficace. Evită o tonă de CO2 cu 612 lei, față de 684 lei în S2, și înlocuiește un MWh de energie fosilă cu 209 lei, față de 233 lei. Dacă se scad și economiile la energie, costul net pe tonă de CO2 este negativ, −742 lei: proiectul reduce emisiile și, în același timp, economisește bani.

4.7.1 Încadrarea în nota *3) din HG nr. 907/2016

Nota *3) prevede că, pentru obiectivele a căror valoare totală estimată nu depășește pragul de aprobare prin hotărâre a Guvernului (Legea nr. 500/2002), în locul analizei economice și al analizei de senzitivitate se elaborează analiza cost-eficacitate. Valoarea totală a investiției este de 3.467.847 lei cu TVA în S1 și de 3.856.162 lei în S2. Documentația se aprobă de spital, prin hotărârea Consiliului de Administrație (H.C.A.), și de Consiliul Județean Argeș, ordonatorul principal de credite, prin hotărâre (H.C.J.), conform Legii nr. 273/2006. Analiza obligatorie este, așadar, analiza cost-eficacitate (4.7.2–4.7.4).

Pentru o decizie completă, capitolul prezintă și indicatorii economici numiți în titlul pct. 4.7 (VANE, RIRE, B/C), cu titlu informativ (4.7.5–4.7.7). Ei confirmă concluzia analizei cost-eficacitate.

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

4.7.2 Metoda cost-eficacitate

Analiza cost-eficacitate compară scenariile prin costul pe unitatea de efect fizic, fără să transforme efectele în bani. Indicatorul este costul unitar dinamic (CUD): valoarea actualizată a costurilor împărțită la valoarea actualizată a efectelor, ambele la rata socială de 5%:

$$CUD = \Sigma_{t=0}^{20} (I_t + O_t + R_t - VR_t)(1 + 0{,}05)^{-t} / \Sigma_{t=1}^{20} E_t\,(1 + 0{,}05)^{-t}$$

unde I_t este investiția, O_t costurile de exploatare, R_t înlocuirile, VR_t valoarea reziduală și E_t efectul fizic din anul t. Costurile sunt în prețuri economice: fără TVA și fără cotele și taxele de autorizare, care sunt transferuri între instituții publice.

Se folosesc trei efecte, fiecare legat de un obiectiv al programului:

Efect	Definiție	Anul 1, S1	Anul 1, S2
E1. Energie din surse regenerabile	Producția PV plus energia regenerabilă a pompelor de căldură, Q × (1 − 1/SCOP) = 746,6 × (1 − 1/3,5) = 533,3 MWh (Directiva 2018/2001, anexa VII)	1.029,8 MWh	1.029,8 MWh
E2. Energie fosilă înlocuită	Energie electrică din rețea evitată și livrată (335,1 − 213,3 + 144,3 MWh) plus combustibilul CLU evitat (829,3 MWh)	1.095,4 MWh	1.094,5 MWh
E3. Emisii de CO2 evitate	E2 electric × 0,5885 t/MWh + CLU evitat × 0,2668 t/MWh	377,9 t	377,3 t

Efectele scad ușor în timp, odată cu degradarea modulelor și îmbătrânirea bateriei, așa cum arată coloana de CO2 din tabelele de la 4.7.6.

4.7.3 Rezultatele analizei cost-eficacitate

Mărime (valori actualizate la 5%)	S1	S2	Diferența S2 față de S1
Costuri economice nete (investiție + exploatare + înlocuiri − valoare reziduală)	2.808.352 lei	3.131.773 lei	+11,5%
Energie PV produsă, actualizată	5.949,7 MWh	5.949,7 MWh	0%
E1. Energie din surse regenerabile, actualizată	12.595,7 MWh	12.595,7 MWh	0%
E2. Energie fosilă înlocuită, actualizată	13.441,1 MWh	13.431,0 MWh	−0,1%

Mărime (valori actualizate la 5%)	S1	S2	Diferența S2 față de S1
E3. CO2 evitat, actualizat	4.585,3 t	4.579,3 t	−0,1%
CUD pe MWh produs de centrala PV	**472,0 lei/MWh**	**526,4 lei/MWh**	**+11,5%**
CUD pe MWh de energie regenerabilă (E1)	**223,0 lei/MWh**	**248,6 lei/MWh**	**+11,5%**
CUD pe MWh de energie fosilă înlocuită (E2)	**208,9 lei/MWh**	**233,2 lei/MWh**	**+11,6%**
CUD pe tonă de CO2 evitată (E3)	**612 lei/t (115 euro/t)**	**684 lei/t (128 euro/t)**	**+11,7%**

S2 costă cu 11,5% mai mult și obține aceleași efecte, chiar puțin mai mici, pentru că bateria mai mare are pierderi mai mari. Pe toate cele trei efecte, S1 are costul unitar cel mai mic.

Seria anuală a costurilor și a efectelor, S1

Tabelul arată cum se obțin valorile actualizate din analiza cost-eficacitate. Costurile economice nete sunt investiția fără TVA, costurile de exploatare și înlocuirile fără TVA, minus valoarea reziduală din 2047. Efectele scad cu circa 0,2–0,5% pe an, prin degradarea modulelor și îmbătrânirea bateriei, și revin puțin după înlocuirea bateriei din 2042.

An	Costuri economice nete (mii lei)	E1 energie regenerabilă (MWh)	E2 energie fosilă înlocuită (MWh)	E3 CO2 evitat (t)	Factor $1/(1{,}05)^t$
2027	2.327,6	–	–	–	1,0000
2028	38,4	1.029,8	1.095,4	377,9	0,9524
2029	38,4	1.027,3	1.093,3	376,6	0,9070
2030	38,4	1.024,9	1.091,2	375,4	0,8638
2031	38,4	1.022,4	1.089,2	374,2	0,8227
2032	38,4	1.019,9	1.087,1	373,0	0,7835
2033	38,4	1.017,5	1.085,0	371,8	0,7462
2034	38,4	1.015,1	1.083,0	370,5	0,7107
2035	38,4	1.012,7	1.081,0	369,4	0,6768

An	Costuri economice nete (mii lei)	E1 energie regenerabilă (MWh)	E2 energie fosilă înlocuită (MWh)	E3 CO2 evitat (t)	Factor $1/(1,05)^t$
2036	38,4	1.010,3	1.078,9	368,2	0,6446
2037	38,4	1.007,9	1.076,9	367,0	0,6139
2038	38,4	1.005,5	1.074,9	365,8	0,5847
2039	147,5	1.003,2	1.072,9	364,6	0,5568
2040	38,4	1.000,8	1.070,9	363,4	0,5303
2041	38,4	998,5	1.068,9	362,3	0,5051
2042	336,9	996,2	1.066,9	361,1	0,4810
2043	38,4	993,8	1.060,7	357,4	0,4581
2044	38,4	991,5	1.058,7	356,3	0,4363
2045	38,4	989,2	1.056,8	355,1	0,4155
2046	38,4	987,0	1.054,9	354,0	0,3957
2047	−497,2	984,7	1.053,0	352,9	0,3769
VA la 5%	**2.808,4**	**12.595,7**	**13.441,1**	**4.585,3**	

De exemplu, costul unitar dinamic pe tonă de CO2 este 2.808.352 lei / 4.585,3 t = 612 lei/t. În 2047, costul net este negativ, pentru că valoarea reziduală (535,6 mii lei) depășește costurile anului.

4.7.4 Costul net de reducere a emisiilor

Costul net de reducere scade din costuri economiile la energie și combustibil, în prețuri economice (fără TVA):

CRN = [VA(costuri) − VA(economii)] / VA(t CO_2) = (2.808.352 − 6.212.147) / 4.585,3 = −742 lei/t CO_2

Indicator	S1	S2
Valoarea actualizată a economiilor de energie, fără TVA	6.212.147 lei	6.258.640 lei
Costul net de reducere a unei tone de CO2	−742 lei/t	−683 lei/t

Un cost net negativ înseamnă că economiile acoperă toate costurile proiectului și rămâne un câștig de 742 lei pentru fiecare tonă de CO2 evitată în S1. Proiectul se află în zona măsurilor „fără regret”: este justificat chiar și fără a pune o valoare pe emisii.

4.7.5 Indicatorii economici (informativ): corecții și externalități

Pentru indicatorii economici, fluxurile financiare se transformă în fluxuri economice:

1. **Corecții fiscale:** se elimină TVA din investiție, exploatare și economii; se elimină cotele și taxele de autorizare. Prețurile economice sunt 1,3448 lei/kWh pentru energia electrică și 4,2901 lei/kg pentru CLU.
2. **Prețuri-umbră:** pentru celelalte intrări se folosesc prețurile de piață fără TVA, cu factor de conversie 1. Accizele din prețul CLU nu apar separat în facturi; efectul lor este testat la 4.7.7, cu valoarea economică a CLU redusă la jumătate.
3. **Externalități:** se adaugă valoarea emisiilor de CO2 evitate, la prețul-umbră al carbonului din Climate Bank Roadmap al Băncii Europene de Investiții (valori centrale, prețuri 2016), interpolat liniar și transformat în lei la 5,3403 lei/euro.

An	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Prețul-umbră al carbonului (euro/t CO2, prețuri 2016)	165	250	390	525	660	800

Prețurile-umbră nu sunt actualizate la prețurile din 2026, așa că valoarea emisiilor este subevaluată de analiză. Efectele asupra calității aerului din CLU evitat nu sunt monetizate.

4.7.6 Fluxul economic

Tabelele sunt în mii lei, fără TVA, în prețuri constante 2026; ultimul rând dă valorile actualizate la 5%.

Scenariul S1

An	Investiții (fără TVA)	Exploatare și înlocuiri	Economii de energie	Valoarea CO2 evitat	Valoare reziduală	Flux net economic	t CO2 evitate	Preț-umbră CO2 (euro/t)
2027	-2.327,6	–	–	–	–	-2.327,6	–	–
2028	–	-38,4	531,4	435,9	–	928,9	377,9	216
2029	–	-38,4	526,2	468,6	–	956,5	376,6	233
2030	–	-38,4	521,1	501,2	–	983,9	375,4	250
2031	–	-38,4	516,1	555,5	–	1.033,2	374,2	278
2032	–	-38,4	511,0	609,5	–	1.082,1	373,0	306
2033	–	-38,4	506,1	663,1	–	1.130,8	371,8	334
2034	–	-38,4	501,1	716,3	–	1.179,1	370,5	362

An	Investiții (fără TVA)	Exploatare și înlocuiri	Economii de energie	Valoarea CO2 evitat	Valoare reziduală	Flux net economic	t CO2 evitate	Preț-umbră CO2 (euro/t)
2035	–	-38,4	496,2	769,3	–	1.227,1	369,4	390
2036	–	-38,4	491,3	819,8	–	1.272,8	368,2	417
2037	–	-38,4	486,5	870,1	–	1.318,2	367,0	444
2038	–	-38,4	481,7	920,0	–	1.363,4	365,8	471
2039	–	-147,5	476,9	969,7	–	1.299,0	364,6	498
2040	–	-38,4	472,2	1.018,9	–	1.452,7	363,4	525
2041	–	-38,4	467,5	1.067,9	–	1.497,0	362,3	552
2042	–	-336,9	462,8	1.116,5	–	1.242,5	361,1	579
2043	–	-38,4	495,1	1.156,7	–	1.613,4	357,4	606
2044	–	-38,4	490,3	1.204,4	–	1.656,3	356,3	633
2045	–	-38,4	485,6	1.251,7	–	1.698,9	355,1	660
2046	–	-38,4	480,9	1.300,7	–	1.743,2	354,0	688
2047	–	-38,4	476,2	1.349,3	535,6	2.322,7	352,9	716
VA la 5%	**-2.327,6**	**-682,6**	**6.212,1**	**10.088,3**	**201,9**	**13.492,0**	**total 7.317 t**	

Scenariul S2

An	Investiții (fără TVA)	Exploatare și înlocuiri	Economii de energie	Valoarea CO2 evitat	Valoare reziduală	Flux net economic	t CO2 evitate	Preț-umbră CO2 (euro/t)
2027	-2.588,9	–	–	–	–	-2.588,9	–	–
2028	–	-41,2	535,7	435,2	–	929,7	377,3	216
2029	–	-41,2	530,5	468,0	–	957,2	376,1	233
2030	–	-41,2	525,3	500,5	–	984,5	374,9	250
2031	–	-41,2	520,1	554,8	–	1.033,6	373,7	278

An	Investiții (fără TVA)	Exploatare și înlocuiri	Economii de energie	Valoarea CO2 evitat	Valoare reziduală	Flux net economic	t CO2 evitate	Preț-umbră CO2 (euro/t)
2032	–	-41,2	515,0	608,7	–	1.082,4	372,5	306
2033	–	-41,2	509,9	662,2	–	1.130,8	371,3	334
2034	–	-41,2	504,8	715,4	–	1.179,0	370,1	362
2035	–	-41,2	499,8	768,3	–	1.226,8	368,9	390
2036	–	-41,2	494,8	818,8	–	1.272,4	367,7	417
2037	–	-41,2	489,9	869,0	–	1.317,7	366,5	444
2038	–	-41,2	485,0	918,9	–	1.362,7	365,3	471
2039	–	-150,4	480,1	968,5	–	1.298,2	364,2	498
2040	–	-41,2	475,3	1.017,7	–	1.451,8	363,0	525
2041	–	-41,2	470,5	1.066,7	–	1.495,9	361,8	552
2042	–	-459,1	465,7	1.115,3	–	1.121,8	360,7	579
2043	–	-41,2	499,1	1.155,1	–	1.613,0	356,9	606
2044	–	-41,2	494,3	1.202,7	–	1.655,7	355,8	633
2045	–	-41,2	489,4	1.250,1	–	1.698,2	354,7	660
2046	–	-41,2	484,6	1.299,0	–	1.742,3	353,5	688
2047	–	-41,2	479,9	1.347,5	618,0	2.404,2	352,4	716
VA la 5%	**-2.588,9**	**-775,8**	**6.258,6**	**10.075,3**	**232,9**	**13.202,2**	**total 7.307 t**	

4.7.7 Indicatorii de performanță economică

Indicator, la rata socială de 5%	S1	S2	Condiția
Valoarea actualizată netă economică (VANE)	13.492.047 lei	13.202.160 lei	> 0
Rata internă de rentabilitate economică (RIRE)	43,5%	39,5%	> 5%
Raportul beneficiu-cost economic (B/C)	5,48	4,92	> 1
VANE fără valoarea CO2	3.403.795 lei	3.126.867 lei	> 0

Indicator, la rata socială de 5%	S1	S2	Condiția
RIRE fără valoarea CO2	19,5%	17,3%	> 5%
VANE cu prețul-umbră al CO2 redus la jumătate	8.447.921 lei	8.164.514 lei	> 0
VANE cu valoarea economică a CLU redusă la jumătate (accize)	11.516.181 lei	11.226.294 lei	> 0

Valoarea CO2 evitat reprezintă circa 61% din beneficiile economice actualizate. Totuși, chiar fără nicio valoare pentru emisii, VANE rămâne pozitivă în ambele scenarii, iar RIRE depășește de peste trei ori rata socială de 5%. Indicatorii economici confirmă deci clasamentul dat de analiza cost-eficacitate: S1 înaintea lui S2.

4.8. Analiza de senzitivitate*3)

VANF a scenariului S1 rămâne pozitivă în toate testele: la ±20% pe fiecare variabilă, în scenariul pesimist și în toate cele 10.000 de rulări Monte Carlo. Variabilele critice sunt producția fotovoltaică și prețul CLU. Ele ar trebui să scadă cu 61%, respectiv cu 88%, pentru ca VANF să ajungă la zero.

4.8.1 Rolul analizei în raport cu nota *3)

Nota *3) din HG nr. 907/2016 înlocuiește, pentru acest proiect, analiza de senzitivitate obligatorie cu analiza cost-eficacitate. Capitolul păstrează totuși testele de senzitivitate și de risc, pentru două motive: ele arată cât de sigură este concluzia de rentabilitate de la 4.6 și verifică dacă ordinea scenariilor din analiza cost-eficacitate se poate schimba. Metoda urmează Ghidul CE pentru analiza cost-beneficiu (2014): elasticități, variabile critice, valori de comutare, scenarii și analiză probabilistică.

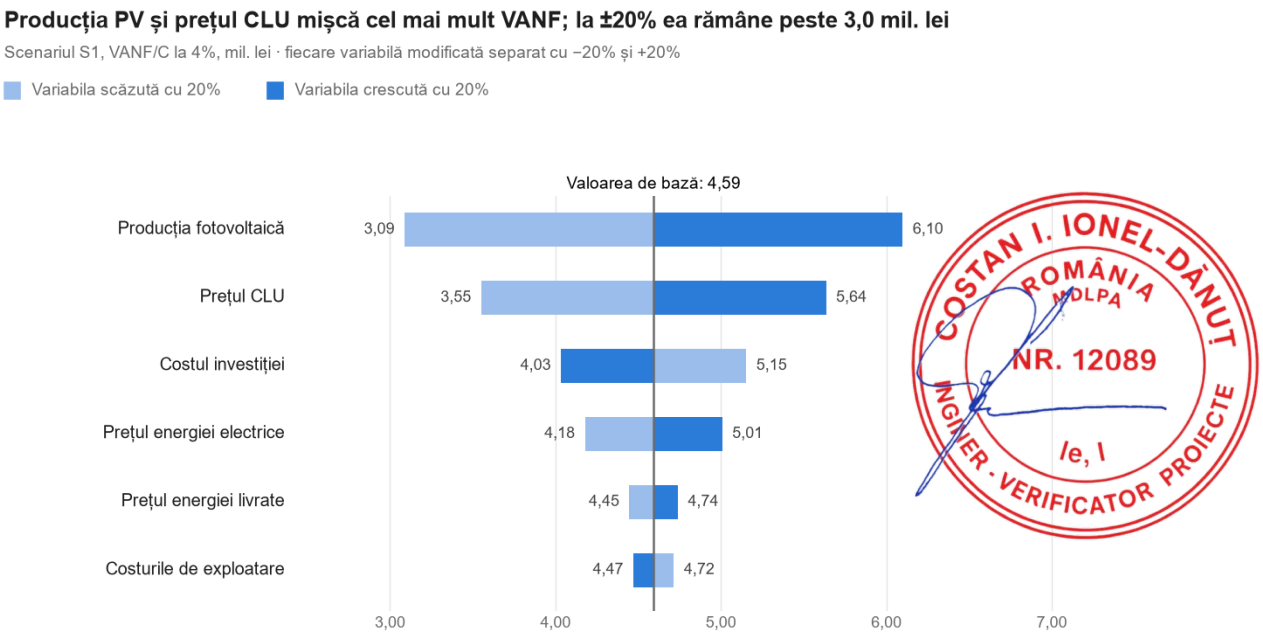
4.8.2 Variabilele testate

Variabilă	Valoarea de bază	De ce este testată
Costul investiției	2.831.931 lei (S1), cu TVA	Prețurile unitare din deviz sunt la limita de jos a pieței; marja de buget permite +25%
Prețul energiei electrice	1,6272 lei/kWh cu TVA	Prețul pieței și tarifele de rețea se pot schimba
Prețul CLU	5,191 lei/kg cu TVA	Prețul a crescut cu 27,5% în sezonul 2025–2026
Producția fotovoltaică	496,518 MWh/an	Variabilitatea anuală a radiației, umbrirea, disponibilitatea

Variabilă	Valoarea de bază	De ce este testată
Costurile de exploatare	45.257 lei/an cu TVA	Contractele de service se negociază după punerea în funcțiune
Prețul energiei livrate	0,35 lei/kWh	Regimul prosumatorilor și prețul pieței la amiază

4.8.3 Elasticitățile și variabilele critice

Elasticitatea arată cu câte procente se schimbă VANF când variabila se schimbă cu 1%. Ghidul CE recomandă tratarea ca „critică” a oricărei variabile cu elasticitate peste 1 în valoare absolută.



Modelul financiar ACB, test determinist ±20% pe fiecare variabilă, scenariul S1

Variabilă	Elasticitatea VANF, S1	RIRF la −20% / +20%, S1	Elasticitatea VANF, S2	VANF S2 la −20% / +20%	Variabilă critică
Producția fotovoltaică	1,64	14,45% / 23,46%	1,78	2,74 / 5,78 mil. lei	Da
Prețul CLU	1,14	15,95% / 22,02%	1,22	3,22 / 5,31 mil. lei	Da
Costul investiției	−0,61	24,44% / 15,31%	−0,74	4,89 / 3,63 mil. lei	Nu

Variabilă	Elasticitatea VANF, S1	RIRF la −20% / +20%, S1	Elasticitatea VANF, S2	VANF S2 la −20% / +20%	Variabilă critică
Prețul energiei electrice	0,45	17,70% / 20,36%	0,51	3,83 / 4,70 mil. lei	Nu
Prețul energiei livrate	0,16	18,61% / 19,45%	0,17	4,12 / 4,41 mil. lei	Nu
Costurile de exploatare	−0,13	19,39% / 18,67%	−0,15	4,39 / 4,13 mil. lei	Nu

Prețul energiei electrice are o elasticitate mică, deși energia este principala economie. Explicația: aceeași creștere de preț mărește economia din energia PV autoconsumată (335,1 MWh), dar și costul energiei pentru pompele de căldură (213,3 MWh). Proiectul este deci protejat natural față de variația prețului energiei electrice.

4.8.4 Valorile de comutare

Valoarea de comutare este schimbarea unei variabile, în procente, la care VANF devine zero, celelalte variabile rămânând la valoarea de bază.

Variabilă	Valoarea de comutare, S1	Valoarea de comutare, S2	Ce înseamnă
Producția fotovoltaică	−61,0%	−56,1%	Sub 194 MWh/an în S1; nerealist pentru o centrală funcțională
Prețul CLU	−88,1%	−81,7%	Sub 0,62 lei/kg în S1
Costul investiției	+163,8%	+135,1%	Peste 7,5 mil. lei în S1
Costurile de exploatare	+746,8%	+645,6%	Peste 380.000 lei/an în S1
Prețul energiei electrice	nu există	nu există	Ar trebui să devină negativ
Prețul energiei livrate	nu există	nu există	VANF rămâne pozitivă chiar la preț zero

Toate valorile de comutare sunt departe de variațiile plauzibile. Cea mai apropiată, producția, ar cere pierderea a peste jumătate din energie timp de 20 de ani.

4.8.5 Rata de actualizare

Rata de actualizare financiară	2%	4% (bază)	6%	8%

Rata de actualizare financiară	2%	4% (bază)	6%	8%
VANF/C, S1	6.112.696 lei	4.593.001 lei	3.435.547 lei	2.539.828 lei
VANF/C, S2	5.780.441 lei	4.262.589 lei	3.107.812 lei	2.214.905 lei
Diferența S1 − S2	332.255 lei	330.413 lei	327.735 lei	324.923 lei

S1 rămâne înaintea lui S2 cu circa 0,33 mil. lei la orice rată de actualizare.

4.8.6 Analiza de scenarii

Ipoteză	Pesimist	De bază	Optimist
Costul investiției	+25% (marja de buget folosită integral)	deviz	−5%
Prețul energiei electrice	−20%	1,6272 lei/kWh	+10%
Prețul CLU	−20%	5,191 lei/kg	+10%
Producția fotovoltaică	−10%	496,5 MWh	+3%
Prețul energiei livrate	0 lei/kWh	0,35 lei/kWh	+30%
Costurile de exploatare	+20%	tabelul 4.1.6	−10%

Rezultat	Pesimist S1	De bază S1	Optimist S1	Pesimist S2	De bază S2	Optimist S2
VANF/C	1.031.673 lei	4.593.001 lei	5.997.417 lei	602.591 lei	4.262.589 lei	5.693.104 lei
RIRF/C	7,04%	19,03%	24,05%	5,64%	16,81%	21,44%
Recuperarea simplă	10,3 ani	4,9 ani	4,0 ani	12,0 ani	5,5 ani	4,4 ani
VANE (informativ)	9.874.673 lei	13.492.047 lei	14.832.398 lei	9.509.221 lei	13.202.160 lei	14.561.911 lei

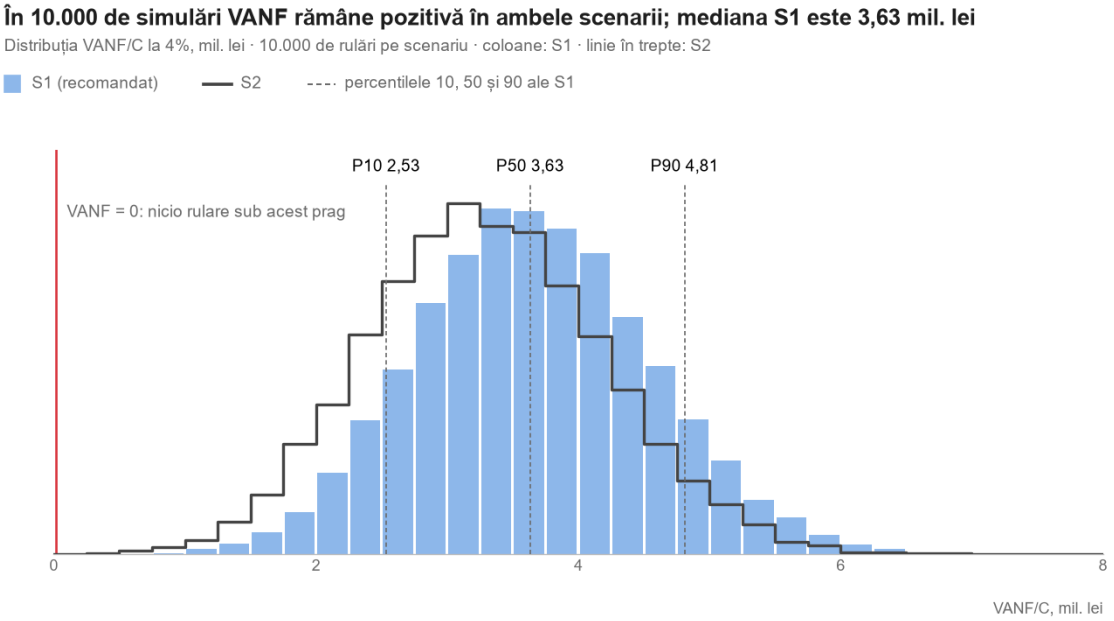
În scenariul pesimist, cu toate variabilele nefavorabile în același timp, S1 rămâne rentabil (RIRF 7,0% > 4%). S2 se apropie de limită (RIRF 5,6%), pentru că are investiția și înlocuirea bateriei mai mari.

4.8.7 Analiza probabilistică (Monte Carlo)

Simularea combină aleator toate variabilele, în 10.000 de rulări pe scenariu. Fiecare variabilă are o distribuție triunghiulară (minim, cea mai probabilă, maxim), asimetrică acolo unde riscul este într-o singură direcție.

Variabilă	Minim	Cea mai probabilă	Maxim	Motivul asimetriei
Costul investiției	−5%	deviz	+30%	Prețurile din deviz sunt la limita de jos
Prețul energiei electrice	−30%	1,6272 lei/kWh	+15%	Prețul din 2026 este ridicat istoric
Prețul CLU	−30%	5,191 lei/kg	+15%	Prețul de la finalul sezonului este cel mai mare din serie
Producția fotovoltaică	−10%	496,5 MWh	+5%	Pierderi neprevăzute mai probabile decât câștiguri
Prețul energiei livrate	0	0,35 lei/kWh	0,525 lei/kWh	Regimul prosumatorilor poate deveni mai puțin favorabil
Costurile de exploatare	−10%	tabelul 4.1.6	+40%	Contractele de service pot ieși mai scumpe
Evoluția reală a prețurilor la energie	−2%/an	0	+2%/an	Simetrică
SCOP-ul pompelor de căldură	3,0	3,5	3,9	Funcționarea reală cu radiatoare la temperatură mare





Modelul financiar ACB, simulare Monte Carlo cu 10.000 de rulări pe scenariu, distribuții triunghiulare din tabelul 4.8.7

Rezultat (10.000 de rulări)	S1	S2
Probabilitatea ca VANF/C < 0	0,0%	0,0%
VANF/C, percentila 10 / 50 / 90	2,53 / 3,63 / 4,81 mil. lei	2,15 / 3,27 / 4,45 mil. lei
VANF/C, media și abaterea standard	3,66 ± 0,89 mil. lei	3,29 ± 0,90 mil. lei
VANF/C minimă în simulare	0,90 mil. lei	0,48 mil. lei
RIRF/C, percentila 10 / 50 / 90	12,1% / 15,4% / 18,6%	10,3% / 13,4% / 16,4%

Mediana simulării (3,63 mil. lei) este sub valoarea de bază (4,59 mil. lei), pentru că distribuțiile au fost alese pesimiste: costurile pot crește mai mult decât pot scădea, iar prețurile energiei pot scădea mai mult decât pot crește. Chiar și așa, nicio rulare nu dă VANF negativă. În 90% din rulări, VANF a S1 depășește 2,53 mil. lei.

4.8.8 Stabilitatea concluziei cost-eficacitate

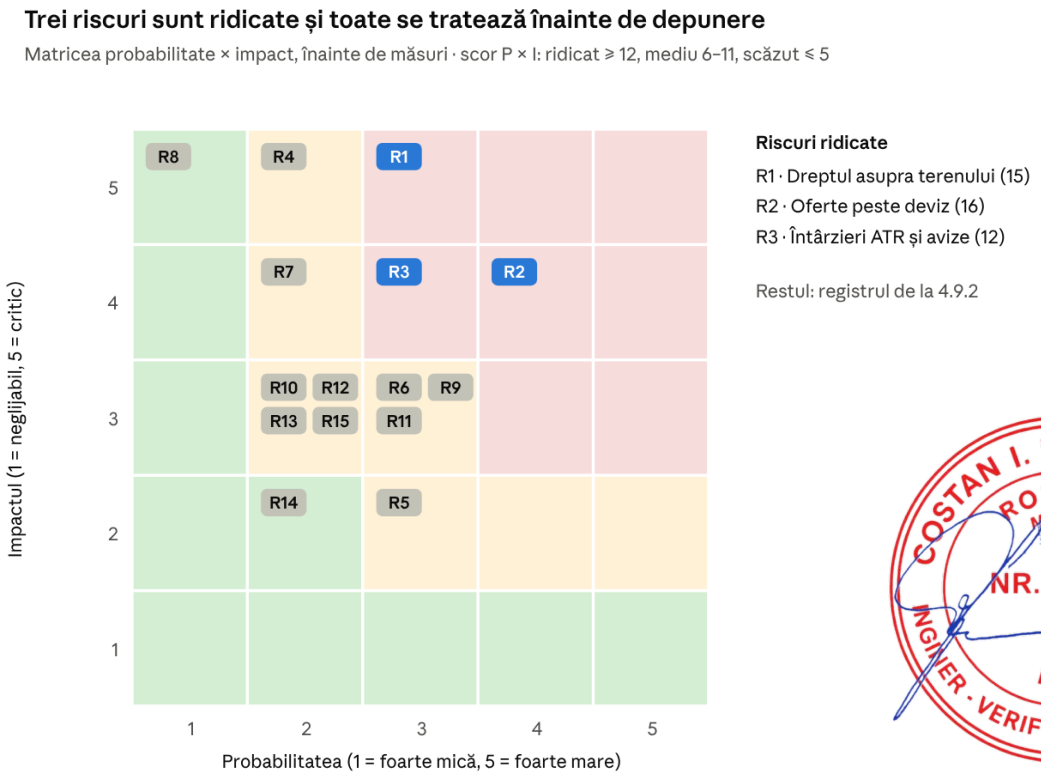
S1 și S2 au aceleași efecte fizice: aceeași producție PV și aceeași căldură din pompele de căldură, iar CO2 evitat diferă cu 0,1%. Raportul dintre costurile lor unitare este deci practic raportul dintre costurile lor totale actualizate, 1,12. Pentru ca S2 să devină mai cost-eficace, unitățile de stocare ar trebui să coste mai puțin decât nimic, ceea ce nu este posibil. Ordinea S1 înaintea lui S2 nu depinde, așadar, de nicio ipoteză de preț.

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

Trei riscuri au fost evaluate ca ridicate înainte de măsuri: dreptul spitalului asupra terenului, ofertele de preț peste valorile din deviz și durata emiterii ATR-ului. Primul a fost eliminat pe 11.11.2026, prin intabularea dreptului de administrare al spitalului; celelalte două se tratează înainte de depunere și în execuție. După măsuri, niciun risc nu mai rămâne în zona ridicată.

4.9.1 Metoda

Fiecare risc se notează de la 1 la 5 pentru probabilitate (P) și pentru impact (I). Scorul P × I îl încadrează în trei zone: scăzut (cel mult 5), mediu (6–11) și ridicat (cel puțin 12). Impactul ia în calcul efectul asupra eligibilității, termenului, costului și beneficiilor. Pentru riscurile cuantificabile, impactul se sprijină pe rezultatele de la 4.8; riscurile naturale și antropice din exploatare sunt cele de la 4.2.



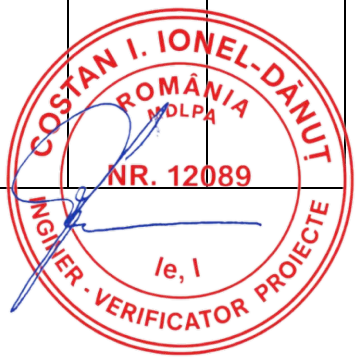
Registrul riscurilor de la 4.9.2, evaluare înainte de aplicarea măsurilor

4.9.2 Registrul riscurilor

ID	Riscul	Categoria	P	I	Scor	Măsuri de prevenire și diminuare	Responsabil	Scor rezidual

ID	Riscul	Categoria	P	I	Scor	Măsuri de prevenire și diminuare	Responsabil	Scor rezidual
R1	Ghidul cere un drept real intabulat al solicitantului asupra terenului; terenul (CF 80844) este în domeniul public al Județului Argeș	Juridic / eligibilitate	3	5	15	Măsură realizată: dreptul de administrare al spitalului este intabulat în CF 80844, la B3, prin încheierea nr. 39100 din 11.11.2026 a OCPI Argeș; la depunere se atașează extrasul CF valabil la acea dată	Spitalul, CJ Argeș	1
R2	Ofertele din licitație depășesc valorile din deviz, care sunt la limita de jos a pieței	Financiar / achiziție	4	4	16	Aprobarea de către CJ a marjei de buget (635.916 lei în S1); actualizarea devizului cu oferte la faza PT; loturi separate pentru PV, stocare și pompe de căldură	Spitalul, CJ Argeș, proiectantul	8
R3	Întârzieri la emiterea ATR-ului și a avizelor de către Distribuție Energie Oltenia	Tehnic / termen	3	4	12	Cererea de ATR imediat după aprobarea SF; ATR-ul poate fi depus până la prima cerere de plată (ghid); studiul de soluție, dacă este cerut, în paralel cu PT	Spitalul, proiectantul	6

ID	Riscul	Categoria	P	I	Scor	Măsuri de prevenire și diminuare	Responsabil	Scor rezidual
R4	Depășirea termenului de punere în funcțiune, 31.12.2029	Termen	2	5	10	Execuție planificată în 2027, cu o rezervă de doi ani; penalități în contracte; recepție pe obiecte	Spitalul, executantul	5
R5	Schimbarea regimului prosumatorilor sau preț mic pentru energia livrată	Reglementare	3	2	6	Autoconsum maximizat prin baterie și pompe de căldură; VANF rămâne pozitivă la preț zero (4.8.4)	Spitalul	3
R6	Scăderea prețurilor la energie electrică și CLU	Piață	3	3	9	Protecție naturală față de prețul energiei electrice (4.8.3); valoarea de comutare a CLU este −88%	Spitalul	6
R7	Producție PV sub estimare (defecte, umbrire, disponibilitate)	Tehnic / exploatare	2	4	8	Test de performanță la recepție (SR EN 62446-1); garanții de performanță; contract de mentenanță cu disponibilitate garantată; monitorizare zilnică	Executantul, spitalul	4



ID	Riscul	Categoria	P	I	Scor	Măsuri de prevenire și diminuare	Responsabil	Scor rezidual
R8	Incendiu la unitățile de stocare	Siguranță	1	5	5	Celule LFP; detecție și stingere integrate; distanțe de siguranță; scenariu de securitate la incendiu; asigurare	Proiectantul, executantul	3
R9	Factor de performanță sezonieră real al pompelor de căldură sub 3,5, din cauza temperaturii mari pe tur	Tehnic / exploatare	3	3	9	Specificarea SCOP la 55 °C (SR EN 14825); funcționare în cascadă cu cazanul; curbă de încălzire; contoare termice pentru verificare	Proiectantul, spitalul	4
R10	Atac cibernetic sau defecțiune a sistemului de management	Tehnic / siguranță	2	3	6	Rețea separată de rețeaua medicală; firewall; acces de la distanță criptat; actualizări incluse în service	Executantul, spitalul	3



ID	Riscul	Categoria	P	I	Scor	Măsuri de prevenire și diminuare	Responsabil	Scor rezidual
R11	Documentație incompletă sau documente expirate la depunere (avize, autorizații ale elaboratorilor, extrase CF)	Administrativ	3	3	9	Lista de verificare a documentelor din ghid; verificarea valabilității fiecărui act cu o lună înainte de depunere	Proiectantul, spitalul	3
R12	Limitări ale rețelei de distribuție sau ale postului de transformare	Tehnic	2	3	6	Plafonarea injectării prin EMS; ATR fără injecție acceptat de ghid; autoconsum ridicat	Proiectantul	3
R13	Cheltuieli declarate neeligibile la verificarea cererii	Financiar	2	3	6	Deviz întocmit pe categoriile din ghid; 1.1, 3.6 și 5.2 cu valoare zero; consultanța sub 20.000 euro	Proiectantul	2
R14	Furt și vandalism	Antropic	2	2	4	Împrejmuire, incintă păzită, asigurare	Spitalul	2
R15	Grindină și furtuni	Natural / climatic	2	3	6	Module certificate SR EN IEC 61215; structuri dimensionate la CR 1-1-4; asigurare	Proiectantul, spitalul	3

4.9.3 Riscurile ridicate și ce trebuie făcut înainte de depunere

1. **R1 – dreptul asupra terenului.** Riscul a fost eliminat: dreptul de administrare al spitalului este intabulat în CF 80844, la B3, prin încheierea nr. 39100 din 11.11.2026 a OCPI Argeș, pe baza Actului administrativ nr. 108/30.08.2006 al Consiliului Județean Argeș. Dreptul acoperă întregul teren de 29.628 mp și cele 33 de construcții, iar extrasul nu arată sarcini. La depunere se atașează extrasul CF valabil la acea dată.
2. **R2 – ofertele peste deviz.** Devizul S1 este la plafonul grantului, cu prețuri unitare la limita de jos a pieței. Spitalul și Consiliul Județean trebuie să cunoască și să aprobe marja de buget: până la 635.916 lei cu TVA, din bugetul propriu, dacă ofertele depășesc devizul. Analiza de senzitivitate arată că investiția rămâne rentabilă și cu marja folosită integral (scenariul pesimist).
3. **R3 – ATR-ul.** Cererea se depune imediat după aprobarea SF. Ghidul permite depunerea ATR-ului până la prima cerere de plată și acceptă un ATR fără injecție, deci riscul afectează termenul, nu eligibilitatea.

4.9.4 Monitorizarea riscurilor

Etapă	Ce se verifică	Cine
Înainte de depunere	R1, R11, R13: extrasul CF valabil la depunere, documentele, încadrarea cheltuielilor	Spitalul, proiectantul
Achiziție	R2: compararea ofertelor cu devizul; folosirea marjei de buget	Spitalul, CJ Argeș
Execuție	R3, R4, R12: ATR, grafic, racordare	Spitalul, dirigintele de șantier
Recepție	R7, R9: testul de performanță PV și verificarea pompelor de căldură	Spitalul, proiectantul
Exploatare	R5, R6, R8, R10, R14, R15: rapoarte lunare din platforma de monitorizare; revizuire anuală a registrului	Spitalul

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 Ie, I INGINER VERIFICATOR PROIECTE

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

Scenariul optim este S1. El obține aceleași efecte energetice și de mediu ca S2, cu o investiție mai mică cu 316.124 lei, fără contribuție proprie a spitalului la capitolele 1–6, și are indicatori financiari și de cost-eficacitate mai buni.

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

Criteriu	Indicator	S1	S2	Mai bun
Tehnic	Capacitatea de stocare / durata la P_PV	1.075 kWh / 2,69 h	1.505 kWh / 3,77 h	S2
Tehnic	Energie PV consumată în spital	335,1 MWh/an	339,8 MWh/an	S2 (+1,4%)
Tehnic	Cicluri echivalente ale bateriei pe an	143	106	S1 (baterie mai bine folosită)
Tehnic	Pierderi în baterie	16,3 MWh/an	17,2 MWh/an	S1
Tehnic	Conformitatea cu AC.1–AC.5 și cu caietul de sarcini	Da	Da	Egal
Economic (cost-eficacitate)	Cost unitar dinamic pe tonă de CO2	612 lei/t	684 lei/t	S1
Economic (cost-eficacitate)	Cost unitar dinamic pe MWh fosil înlocuit	208,9 lei/MWh	233,2 lei/MWh	S1
Economic (informativ)	VANE / RIRE	13,49 mil. lei / 43,5%	13,20 mil. lei / 39,5%	S1
Financiar	VANF/C / RIRF/C	4,59 mil. lei / 19,0%	4,26 mil. lei / 16,8%	S1
Financiar	Perioada de recuperare	4,9 ani	5,5 ani	S1
Financiar	Grantul FM, cu TVA	2.816.424 lei	2.838.345 lei	Egal
Sustenabilitate	Contribuția proprie în 2027	15.507 lei	310.055 lei	S1
Sustenabilitate	CO2 evitat (sistem), anul 1	377,9 t	377,3 t	Egal

Criteriu	Indicator	S1	S2	Mai bun
Sustenabilitate	Fluxul net în anul înlocuirii bateriei (2042)	140,7 mii lei	−3,3 mii lei	S1
Riscuri	Probabilitatea VANF < 0 (Monte Carlo)	0%	0%	Egal
Riscuri	RIRF în scenariul pesimist	7,0%	5,6%	S1
Riscuri	Energia stocată (sarcina de incendiu)	1.075 kWh	1.505 kWh	S1

S2 este mai bun numai la capacitatea de stocare și la energia PV consumată, cu 1,4% mai mult. S1 este mai bun la toți indicatorii economici, financiari și de risc.

Analiza multicriterială

Criteriu	Pondere	S1	S2	Justificarea notelor
Financiar (VANF, RIRF, recuperare)	25%	5	4	S1 are VANF cu 0,33 mil. lei mai mare și recuperare mai rapidă
Cost-eficacitate	25%	5	4	S2 costă cu 11,5% mai mult pe unitatea de efect
Tehnic	15%	4	5	S2 acoperă cu 1,4% mai mult din consum
Sustenabilitate	15%	5	4	S2 cere 310.055 lei din bugetul propriu și are în 2042 un sold anual negativ
Riscuri	20%	4	3	S2 are marjă mai mică în scenariul pesimist și mai multă energie stocată
Punctaj ponderat (din 5)	**100%**	**4,65**	**3,95**	

Notele sunt de la 1 (slab) la 5 (foarte bun). Ordinea rămâne aceeași pentru orice pondere a criteriului tehnic sub 50%, singurul la care S2 câștigă, dacă celelalte criterii își păstrează proporțiile.

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

Se recomandă **scenariul S1**: centrală fotovoltaică de 399,32 kWp (318,86 kWp pe sol și 80,46 kWp pe carport, conform planului de amplasament P01), 4 invertoare de 100 kW, stocare LFP de 1.075 kWh și cel puțin 400 kW, pompe de căldură aer-apă de 2 × 60 kW și sistem de management al energiei.

Justificarea:

1. **Cost-eficacitate (nota 3):* S1 are costul unitar dinamic cel mai mic pe toate cele trei efecte, cu circa 10% sub S2, iar ordinea nu depinde de nicio ipoteză de preț.
2. **Rentabilitate:** VANF/C de 4,59 mil. lei, RIRF/C de 19,0% și recuperarea investiției în 4,9 ani; VANF rămâne pozitivă în toate testele de senzitivitate și în toate rulările Monte Carlo.
3. **Finanțare:** capitolele 1–6 sunt acoperite integral de grantul FM, în limita plafonului de 1.100.000 euro/MW; spitalul plătește doar cotele și taxele de autorizare.
4. **Dimensionare:** bateria de 1.075 kWh este mărimea pe care cererea spitalului o justifică; cele 430 kWh în plus din S2 aduc 2.362 lei pe an la un cost de 316.124 lei.
5. **Sustenabilitate:** economia netă de circa 0,59 mil. lei pe an acoperă exploatarea și înlocuirile, iar soldul cumulat nu devine negativ în niciun an.

Indicatorii scenariului recomandat

Indicator	Valoare
Valoarea totală a investiției (total general), cu TVA / fără TVA	3.467.847 lei / 2.868.678 lei
din care construcții-montaj (C+M), cu TVA / fără TVA	893.502 lei / 738.429 lei
Valoarea capitolelor 1–6, finanțată integral din grantul FM, cu TVA	2.816.424 lei
Puterea instalată în panouri / capacitatea nou instalată (I.1)	399,32 kWp / 0,39932 MW
Producția anuală (I.3) / producția pe 20 de ani (I.4)	496,518 MWh / 9.930,36 MWh
Factorul de capacitate (I.5)	14,19%
Capacitatea de stocare (I.6) / puterea de stocare	1,075 MWh / ≥ 400 kW
Pompele de căldură (I.7)	120 kW
Reducerea emisiilor (I.2)	292,20 t CO2/an
Raportul de dimensionare R_ac	0,892
VANF/C, RIRF/C, B/C	4.593.001 lei; 19,03%; 2,23
Cost unitar dinamic pe tonă de CO2 evitată	612 lei/t

Recomandarea este condiționată de o decizie a beneficiarului și a Consiliului Județean Argeș, înainte de depunerea cererii de finanțare: aprobarea marjei de buget pentru eventualele diferențe de preț la licitație (R2). Dreptul spitalului asupra terenului este intabulat din 11.11.2026 (R1).

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

Scenariul recomandat, S1, cuprinde centrala fotovoltaică de 399,32 kWp, stocarea de 1.075 kWh și cel puțin 400 kW, pompele de căldură de 2 × 60 kW și instalațiile de legătură, management și monitorizare.

5.3.1 a) Obținerea și amenajarea terenului

- **Obținerea terenului:** nu se cumpără teren. Investiția se face pe terenul Județului Argeș din CF 80844, asupra căruia spitalul are drept de administrare intabulat (B3, încheierea nr. 39100 din 11.11.2026 a OCPI Argeș – BCPI Costești). Dreptul acoperă întregul teren de 29.628 mp, deci și câmpul fotovoltaic, carportul, platforma bateriei și locul pompelor de căldură din planul P01.
- **Amenajarea terenului** (subcapitolul 1.2 din devizul general, 12.000 lei fără TVA): îndepărtarea vegetației și nivelarea locală pe câmpul fotovoltaic din planul P01 (circa 2.400 mp), pe platforma bateriei și pe accese. Terenul este practic plan, deci nu sunt necesare umpluturi.
- **Împrejmuirea și accesul** (Ob. 1): împrejmuire din plasă bordurată de 1,8 m pe circa 205 m, în jurul câmpului din planul P01, cu o poartă auto și una pietonală.
- **Platforma bateriei** (Ob. 3): 12,0 × 3,0 m de beton armat, pe strat de pietriș compactat, cu canale de cabluri, în poziția din planul P01.
- **Aducerea terenului la starea inițială** (subcapitolul 1.3, 4.000 lei fără TVA): refacerea spațiilor verzi și eliberarea zonei organizării de șantier după execuție.

5.3.2 b) Asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

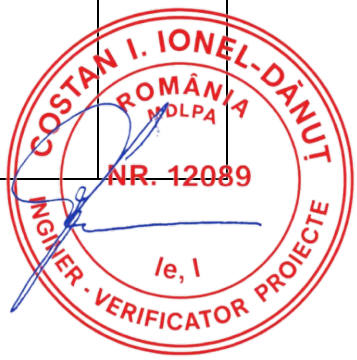
Utilitate	Soluția
Energie electrică	Locul de consum existent devine loc de consum și de producere, la 0,4 kV. Centrala se leagă la tabloul general al spitalului din construcția C6, pe partea de rețea a AAR, printr-o celulă nouă, iar puterea livrată în rețea se plafonează la 250 kW, cât permite întrerupătorul general existent de 400 A. Se obține ATR de la Distribuție Energie Oltenia
Energie termică	Pompele de căldură se leagă hidraulic la centrala termică C9 existentă
Apă	Circa 2–3 m³/an pentru spălarea modulelor, din rețeaua spitalului
Telecomunicații	Router propriu cu firewall, într-o rețea separată de rețeaua medicală

Nu sunt necesare branșamente noi, de aceea capitolul 2 din devizul general are valoarea zero.

5.3.3 c) Soluția tehnică

Soluția tehnică este descrisă complet la punctul 3.2. Principalele lucrări ale investiției de bază, pe obiecte, sunt:

Obiect	Lucrări principale	Nivelul calitativ și de performanță	Valoare, fără TVA
Ob. 1 – Centrala fotovoltaică pe sol	428 de module de 745 Wp pe mese fixe la 30°, în 6 rânduri, fundate pe piloni; 4 invertoare de 100 kW; cabluri DC și AC; priză de pământ; împrejmuire	318,86 kWp; 400.434 kWh/an; module ≥ 23,5% eficiență, garanție de performanță ≥ 80% la 25 de ani	402.587 lei
Ob. 2 – Carport fotovoltaic	Structură din oțel zincat pentru 20 de locuri, la 10°, cu 108 module de 745 Wp	80,46 kWp; 96.085 kWh/an	233.608 lei
Ob. 3 – Sistemul de stocare	5 unități LFP de 215 kWh, cu convertor bidirecțional, BMS, climatizare și stingere integrate; platformă din beton armat	1.075 kWh nominal, 967,5 kWh util, ≥ 400 kW; ≥ 6.000 de cicluri	609.899 lei
Ob. 4 – Pompele de căldură	2 pompe aer-apă de 60 kW; vas tampon de 3.000 l; schimbător de 165 kW; pompe de circulație; automatizare în cascadă; contoare termice; tablou TD-PdC	120 kW la A-7/W55; SCOP ≥ 3,5; 746,6 MWh/an căldură	346.339 lei
Ob. 5 – Instalațiile de legătură	TDPV cu întrerupător general de 630 A și protecție de interfață; 2 × CYABY 3×240+120 mm² până la tabloul general; EMS; analizor; contoare; stație meteo; comunicații	Plafonarea injecției la 250 kW; încărcarea bateriei numai din PV; compensarea puterii reactive	274.768 lei



Indicatorii tehnico-economici propuși la 5.4 rezultă direct din aceste lucrări.

5.3.4 d) Probe tehnologice și teste

Probele tehnologice și testele au un buget de 9.000 lei fără TVA (subcapitolul 6.2), iar pregătirea personalului de exploatare de 3.000 lei (subcapitolul 6.1).

5.3.4.1 Etapele de execuție

1. Organizarea de șantier, trasarea, împrejmuirea zonei.
2. Fundațiile meselor și ale carportului, conform studiului geotehnic; platforma bateriei.

3. Montajul structurilor și al modulelor; legarea structurilor la priza de pământ.
4. Rețelele de cabluri DC și AC, în canale și tuburi.
5. Montajul invertoarelor, al TDPV și al unităților de stocare.
6. Pompele de căldură, vasul tampon, schimbătorul și automatizarea centralei.
7. Celula nouă din tabloul general și interblocarea cu AAR, în fereastra programată.
8. Sistemul de management, comunicațiile și monitorizarea.
9. Probele, punerea sub tensiune pentru probe, recepția.

5.3.4.2 Probe și măsurători

Sistem	Probă	Referință
Stringuri	Continuitate, polaritate, tensiune în gol, curent de scurtcircuit, rezistența de izolație	SR EN 62446-1
Module	Termografie în funcționare	SR EN 62446-1 (încercări suplimentare)
Instalația AC	Rezistența de izolație, continuitatea conductoarelor de protecție, impedanța buclei, verificarea protecțiilor	PE 116, I7/2011
Priza de pământ	Rezistența de dispersie	I7/2011, SR EN 62305-3
Protecția de interfață	Verificarea reglajelor și a timpilor de acționare, probă de anti-insularizare	ATR, SR EN 50549-1
Interblocarea cu grupul	Simularea căderii rețelei: declanșarea TDPV și oprirea pompelor la trecerea pe grup; reconectarea la revenire	Cap. 3.2.1.4.3
Sistemul de management	Limitarea injecției la valoarea setată; injecție zero; pierderea măsurării; încărcarea numai din PV	Cap. 3.2.1.7
Stocarea	Punerea în funcțiune de către producător: BMS, convertoare, sistemul de stingere	Instrucțiunile producătorului
Pompele de căldură	Etanșeitatea circuitului frigorific, debitele, reglajele, cascada cu cazanul	SR EN 378, instrucțiunile producătorului
Performanța centralei	Raportul de performanță pe o perioadă de măsurare, cu iradianța și temperatura modulelor	SR EN 62446-1

5.3.4.3 Punerea în funcțiune și recepția

- **Punerea sub tensiune pentru probe**, la cererea utilizatorului, conform ATR și procedurii operatorului.
- **Certificatul de racordare**, după finalizarea probelor.
- **Recepția la terminarea lucrărilor**, conform HG nr. 343/2017, cu cartea tehnică a construcției, buletinele de probe și documentația echipamentelor.
- **Instruirea personalului** tehnic al spitalului pentru exploatare, intervenții de urgență și monitorizare.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

5.4.1 a) Indicatori maximali

Indicator	Fără TVA	Cu TVA
Valoarea totală a obiectivului de investiții (total general)	2.868.678 lei	3.467.847 lei
din care construcții-montaj (C+M)	738.429 lei	893.502 lei
Cheltuielile eligibile (capitolele 1–6, fără 5.2), finanțate din grantul FM	2.327.621 lei	2.816.424 lei

5.4.2 b) Indicatori minimali

Indicator de performanță	Valoare	Standard sau reglementare
Puterea instalată în module fotovoltaice (P_PV)	399,32 kWp (536 × 745 Wp)	SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730
Puterea invertoarelor; capacitatea nou instalată (I.1)	400 kW (4 × 100 kW); 0,39932 MW	Ordinul ANRE nr. 208/2018; SR EN 50549-1
Producția anuală de energie electrică (I.3)	496,518 MWh/an	PVGIS 5.3, cu umbrirea dintre rânduri pe planul P01 (AC.2)
Capacitatea de stocare (I.6) / puterea de stocare	1.075 kWh (5 × 215 kWh) / ≥ 400 kW	Ghidul FM, AC.4 și AC.5
Capacitatea pompelor de căldură (I.7)	120 kW (2 × 60 kW) la A-7/W55	SR EN 14511
Performanța sezonieră a pompelor de căldură	SCOP ≥ 3,5	SR EN 14825; Regulamentul (UE) nr. 813/2013

Indicator de performanță	Valoare	Standard sau reglementare
Căldura regenerabilă furnizată de pompe	533,3 MWh/an	Directiva (UE) 2018/2001, anexa VII
Puterea maximă livrată în rețea	250 kW, plafonată automat (limita din ghid: 400 kW)	Ghidul FM; releveul instalației existente (2.3.2.7)
Raportul de dimensionare pentru autoconsum (R_ac)	0,892 (≤ 1,10)	Ghidul FM, AC.3
Reducerea anuală a emisiilor (I.2)	292,20 t CO2/an	Ghidul FM

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

Indicator (categoria)	Valoare	Valoare admisibilă	Interval
Valoarea actualizată netă financiară (VANF/C), la 4% (financiar)	4.593.001 lei	> 0	2,53–4,81 mil. lei (percentilele 10–90, Monte Carlo); 1,03–6,00 mil. lei (scenariile pesimist și optimist, 4.8.6)
Rata internă de rentabilitate financiară, RIRF/C (financiar)	19,03%	≥ 4% (rata de actualizare)	12,1–18,6% (percentilele 10–90); 7,0–24,1% (pesimist și optimist)
Raportul beneficiu-cost / perioada de recuperare (financiar)	2,23 / 4,9 ani	≥ 1 / ≤ 20 de ani	recuperarea în 4,0–10,3 ani (optimist și pesimist)
Cost unitar dinamic pe tonă de CO2 evitată / pe MWh fosil înlocuit (cost-eficacitate)	612 lei/t / 208,9 lei/MWh	sub valorile S2 (684 lei/t / 233,2 lei/MWh)	S1 rămâne sub S2 în toate testele (4.8.8)
Economia anuală a spitalului la costul energiei, cu TVA (socioeconomic)	587.110 lei/an	peste costurile anuale de exploatare (circa 45.257 lei)	circa 470.000–646.000 lei/an (prețurile energiei cu −20% … +10%)

Indicator (categoria)	Valoare	Valoare admisibilă	Interval
Locuri de muncă în execuție, medie / vârf (socioeconomic)	7 / 14 lucrători	–	±20% (estimare, 4.4 b))
Reducerea emisiilor la nivelul spitalului / al sistemului energetic (impact)	293,0 / 377,9 t CO2/an	I.2 ≥ 292,20 t CO2/an (indicatorul din cererea de finanțare)	după producția fotovoltaică, testată între −10% și +5% (4.8)
Reducerea consumului de CLU (impact)	73.914 kg/an (−74,9%)	≥ 50% din căldura produsă cu CLU (ghid, pompele de căldură, condiția c)	64,3–74,9% din căldură (varianta prudentă și simularea orară, 3.2.1.13)
Energia cumpărată de spital (rezultat)	de la 1.450,7 la 499,3 MWh/an (−65,6%)	–	variază cu producția fotovoltaică, testată între −10% și +5% (4.8)
Partea din consumul de energie electrică acoperită din PV (rezultat)	60,2%	–	circa 54–63% (producția cu −10% … +5%)
Producția totală pe 20 de ani (I.4) / factorul de capacitate (I.5) (operare)	9.930,36 MWh / 14,19%	I.3 ≥ 496,518 MWh/an (indicatorul din cererea de finanțare)	8.937–10.427 MWh / 12,8–14,9% (producția cu −10% … +5%)

Valorile admisibile și intervalele sunt date potrivit art. 7 alin. (5) din HG nr. 907/2016. Intervalele vin din analiza de senzitivitate și de risc de la 4.8.

5.4.4 d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții

Durata de execuție: 6 luni (5 luni de lucrări și o lună de probe, punere în funcțiune și recepție). Durata de implementare este de 12 luni calendaristice (ianuarie – decembrie 2027), până la recepția la terminarea lucrărilor; recepția finală urmează după perioada de garanție (capitolul 7.2).

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MDLPA NR. 12089 Ie, I INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

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

5.5.1 Cerințele fundamentale din Legea nr. 169/2026 (art. 386 alin. (3))

Cerința fundamentală	Cum se asigură
a) Rezistență mecanică și stabilitate	Structurile pe sol, carportul, platforma bateriei și fundația pompelor de căldură se calculează la încărcările din zăpadă (CR 1-1-3/2012), vânt (CR 1-1-4/2012) și seism (P100-1/2013), pe baza studiului geotehnic; modulele rezistă la 5.400 Pa față și 2.400 Pa spate
b) Securitate la incendiu	Baterii LFP cu detecție și stingere integrate; platforma la distanță de clădiri (17,0 m de clădirea vecină, planul P01); deconectarea la funcționarea pe grupul electrogen; scenariu de securitate la incendiu la faza PT (5.5.3.1)
c) Igienă, sănătate și mediu înconjurător	Reducerea arderii de CLU lângă pavilioane; agent frigorific cu GWP ≤ 150; gestionarea deșeurilor conform legislației (5.5.3.3)
d) Siguranță și accesibilitate în exploatare	Împrejmuire și acces controlat; protecția împotriva șocurilor electrice (SR HD 60364-4-41, I7/2011); separatoare DC și oprire de urgență; carport cu locuri amenajate pentru persoane cu dizabilități (NP 051-2012)
e) Protecție împotriva zgomotului	Pompe de căldură cu putere acustică declarată (SR EN 12102-1), amplasate astfel încât să respecte SR 10009:2017 și Ordinul ministrului sănătății nr. 119/2014 la saloane; invertoarele și unitățile de stocare nu sunt lângă saloane
f) Economie de energie și izolare termică	Producție proprie de 496,5 MWh/an; pompe de căldură cu SCOP ≥ 3,5; conducte izolate; contoare de energie termică
g) Utilizare sustenabilă a resurselor naturale	Energie solară și căldură din aer; durată de viață de 25–30 de ani a modulelor și structurilor; reciclarea modulelor și a bateriilor la sfârșitul vieții

Cerința fundamentală	Cum se asigură
h) Emisii în mediul exterior al construcțiilor	Centrala fotovoltaică și bateria nu emit poluanți în funcționare; pompele de căldură reduc arderea CLU cu 73.914 kg/an; agent frigorific cu GWP ≤ 150, în circuit etanș, cu verificarea periodică a etanșeității

Proiectul tehnic se verifică de verificatori de proiecte atestați pentru cerințele fundamentale aplicabile, conform Legii nr. 169/2026.

5.5.2 Conformitatea cu Ghidul FM și cu reglementările ANRE

Soluția îndeplinește toate condițiile tehnice din Ghidul solicitantului și din reglementările ANRE aplicabile, în ambele scenarii. Este îndeplinită și condiția privind terenul: dreptul de administrare al spitalului este intabulat în CF 80844 din 11.11.2026.

5.5.2.1 Ghidul solicitantului FM (versiunea 09.09.2026)

Cerința din ghid	Situația proiectului	Conform
Solicitant eligibil: spital finanțat integral din fonduri publice	Spital public în subordinea Consiliului Județean Argeș	Da
Capacitate nouă de producere din surse solare, cu stocare integrată	Centrală nouă de 399,32 kWp cu stocare	Da
Puterea aprobată pentru injecție: cel mult 400 kW pe loc de producere	Injecție plafonată la 250 kW; fără limitare, maximul simulat ar fi 297 kW	Da
Sistem de management dinamic al puterii, cu plafonarea automată a injecției	EMS cu măsurare la punctul de delimitare (cap. 3.2.1.7)	Da
Proiect destinat 100% autoconsumului, determinat prin AC.3	R_ac = 0,892	Da
AC.1: ultimele 12 facturi consecutive	343.287 kWh, august 2025 – iulie 2026	Da
AC.2: producție din simulare, raport anexat la SF	496.518 kWh, PVGIS 5.3, cu umbrirea dintre rânduri	Da
AC.3: R_ac ≤ 1,10, cu excepția justificată pentru pompe de căldură	0,892, cu consumul suplimentar de 213.309 kWh/an justificat în audit	Da
AC.4: R_P ≥ 1,00	P_stoc ≥ 400 kW față de P_PV = 399,32 kW	Da

Cerința din ghid	Situația proiectului	Conform
AC.5: 2 h × P_PV ≤ E_stoc ≤ 4 h × P_PV	S1: 1.075 kWh; S2: 1.505 kWh (între 798,6 și 1.597,3 kWh)	Da
Energia stocată provine 100% din PV	Încărcare din rețea dezactivată, logică EMS, contorizare dedicată	Da
Fără baterii cu plumb, NiCd sau NiMH	LFP	Da
Pompe de căldură, condițiile a)–g)	Soluție unitară la C9; dimensionare pe necesar; 74,9% înlocuire; SR EN 14511/14825; SCOP ≥ 3,5; comandă centralizată; funcție de încălzire	Da
Plafonul de 1.100.000 euro/MW (cu pompe de căldură)	Cel mult 439.252 euro fără TVA pentru I.1 = 0,39932 MW; devizul S1 are 2.327.621 lei pe capitolele 1–6, sub plafonul de 2.345.737 lei	Da
Structurile metalice pe sol, inclusiv carporturile, sunt eligibile	Mese pe sol și carport	Da
Fișă de parametri minimi fără mărci	punctul 3.2.3	Da
SF elaborat cu personal autorizat ANRE în proiectarea instalațiilor electrice	ing. Laurențiu Măgureanu, ANRE IVA/IVB	Da
Actul de mediu la contractare	Necesar numai peste 400 kW	Nu este cazul
ATR cel târziu la prima cerere de prefinanțare sau de plată	Cererea se depune după aprobarea SF (cap. 3.2.1.8)	Planificat
Drept real intabulat al solicitantului asupra terenului	Dreptul de administrare al spitalului, intabulat în CF 80844 la B3 (încheierea nr. 39100 din 11.11.2026)	Da

5.5.2.2 Reglementările ANRE

Reglementare	Cum se respectă
Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările ulterioare (racordarea)	Cerere de ATR pentru loc de consum și de producere, cu documentația cerută (cap. 3.2.1.8.2)
Ordinul ANRE nr. 74/2014 (conținutul ATR)	Reglajele protecției de interfață și cerințele de măsurare se preiau din ATR

Reglementare	Cum se respectă
Ordinul ANRE nr. 105/2022 (contractul de racordare)	Se încheie dacă sunt necesare lucrări în rețeaua operatorului
Ordinul ANRE nr. 208/2018 (cerințele pentru modulele generatoare)	Invertoare și convertoare conforme; capabilitate de putere reactivă; protecții (cap. 3.2.1.4, 3.2.1.9)
Ordinul ANRE nr. 15/2022 (prosumatori, cel mult 400 kW pe loc de consum)	Putere instalată 399,32 kWp, injecție plafonată la 250 kW; energia livrată se valorifică prin furnizor, iar autoconsumul se demonstrează prin AC.3 (ghidul, secțiunea 1.7)
Ordinul ANRE nr. 103/2015 (Codul de măsurare)	Grup de măsurare bidirecțional la punctul de delimitare, asigurat de operator
Ordinul ANRE nr. 128/2008 (Codul tehnic RED)	Calitatea energiei la punctul de delimitare (cap. 3.2.1.9.7)
Ordinul ANRE nr. 66/2023 (autorizarea electricienilor)	Proiectare și execuție de către electricieni autorizați ANRE, de gradul corespunzător
NTE 007/08/00 (rețele de cabluri)	Pozarea și protecția cablurilor (cap. 3.2.1.4.4)
PE 116 (încercări și măsurători)	Programul de probe la punerea în funcțiune (cap. 5.3.4)

5.5.2.3 Caietul de sarcini (pct. 2.6 și 2.7)

Cerință	Soluție	Conform
Putere eligibilă țintă 400 kW; DC și AC indicate separat	399,32 kWp DC; 400 kW AC	Da
Puterea stocării ≥ 400 kW	≥ 400 kW	Da
Capacitate nominală 800–1.600 kWh, cu capacitatea utilă	S1: 1.075 / 967,5 kWh; S2: 1.505 / 1.354,5 kWh	Da
Fără Pb, NiCd, NiMH	LFP	Da
Încărcare din producția solară proprie, cu măsurare și strategie	Cap. 3.2.1.5.4 și 3.2.1.7	Da
Management dinamic, injecție ≤ 400 kW/loc, protecții, monitorizare	Cap. 3.2.1.7 și 3.2.1.9	Da

Cerință	Soluție	Conform
Compatibilitatea cu grupul electrogen și UPS, analizată explicit	Cap. 3.2.1.4.3 și 3.2.1.9.9	Da
Pompe de căldură dimensionate prin calcul termic, istoric de consum și schema instalației	Cap. 3.2.1.6 și auditul electroenergetic	Da

5.5.3 Securitatea la incendiu, SSM, mediu și DNSH

Riscul principal al proiectului este incendiul la sistemul de stocare. El se tratează prin echipamente certificate, detecție și stingere în fiecare unitate, amplasare la 17,0 m de clădirea vecină, după planul P01, și prin scenariul de securitate la incendiu cerut pentru autorizația de construire.

5.5.3.1 Securitatea la incendiu

Măsură	Descriere
Documentația	Scenariu de securitate la incendiu și aviz de securitate la incendiu, conform Ordinului MAI nr. 129/2016, pentru lucrările de la spital
Sistemul de stocare	Unități certificate SR EN IEC 62619 și seria SR EN IEC 62933, cu detecție de gaze și fum, stingere automată și eliberarea presiunii
Distanțele	8,2 m față de câmpul fotovoltaic, 17,0 m față de clădirea vecină și 3,0 m față de gard (planul P01); între unități, conform scenariului și instrucțiunilor producătorului
Accesul pompierilor	Din calea de acces din nordul incintei, până la platforma bateriei și la TDPV
Separarea DC	Separatoare la fiecare invertor; oprire de urgență la TDPV și la fiecare unitate de stocare
Stingerea cu mijloace mobile	Stingătoare adecvate echipamentelor electrice la TDPV, la baterie și la invertoare
Semnalizarea	Indicatoare de avertizare pentru tensiuni DC și surse multiple, la TG și la TDPV
Normele generale	Normativul P118/1999 și Ordinul MAI nr. 163/2007

5.5.3.2 Securitatea și sănătatea în muncă

- **Planul de securitate și sănătate** și coordonatorul SSM pe șantier, conform HG nr. 300/2006.

- **Lucrările la înălțime** pe carport: schele și echipamente de protecție împotriva căderii.
- **Lucrările electrice:** numai personal autorizat ANRE, cu autorizații de lucru și separări vizibile; stringurile sunt sub tensiune cât timp sunt luminați.
- **Lucrul în spital:** întreruperile de alimentare se programează cu conducerea spitalului și se fac pe grupul electrogen, fără afectarea consumatorilor vitali.

5.5.3.3 Protecția mediului

- **Actul de mediu:** pentru instalații de cel mult 400 kW, ghidul nu îl cere la contractare; procedura la autoritatea de mediu se parcurge pe baza certificatului de urbanism (Legea nr. 292/2018).
- **Deșeurile:** ambalajele se colectează selectiv; modulele și bateriile ajunse la final de viață se predau operatorilor autorizați, conform legislației privind DEEE și Regulamentului (UE) 2023/1542.
- **Solul și vegetația:** fundații fără beton în câmp (stâlpi bătuți sau șuruburi); terenul de sub panouri rămâne înierbat.
- **Zgomotul:** invertoarele și pompele de căldură respectă limitele din SR 10009:2017 la saloane și la limita proprietății.

5.5.3.4 Principiul DNSH

Obiectiv de mediu (Regulamentul (UE) 2020/852)	Contribuția proiectului
Atenuarea schimbărilor climatice	496,5 MWh/an din surse regenerabile; −74,9% CLU; −293,0 t CO2/an la spital
Adaptarea la schimbările climatice	Structuri calculate la zăpadă, vânt și seism după normativele în vigoare; echipamente pentru temperaturi de −20 până la +40 °C
Utilizarea durabilă a apei	Apă doar pentru curățarea ocazională a panourilor
Economia circulară	Echipamente durabile (garanție de performanță a modulelor de 25 de ani), reciclarea modulelor și bateriilor
Prevenirea și controlul poluării	Fără Pb, NiCd, NiMH; agent frigorific cu GWP ≤ 150; mai puține gaze de ardere în incinta spitalului
Biodiversitatea	Teren intravilan, în incinta spitalului; verificarea față de ariile protejate se face în studiul DNSH

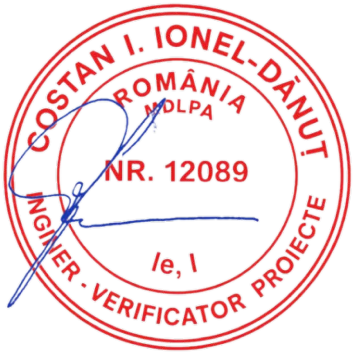
Pentru declarația DNSH: evaluarea riscurilor climatice de la punctul 4.2 urmează Ghidul tehnic al Comisiei privind imunizarea infrastructurii la schimbările climatice (2021/C 373/01) și compară

expunerea în clima actuală cu cea viitoare; caietele de sarcini pentru execuție impun valorificarea a cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase din construcții; terenul este intravilan, de categoria curți-construcții (CF 80844), nu este teren arabil sau forestier, iar încadrarea față de ariile naturale protejate și siturile Natura 2000 se stabilește prin procedura de mediu la APM Argeș. Declarația și autoevaluarea DNSH (Anexa 3 la ghid) se întocmesc de spital, pe baza studiului DNSH și a acestor elemente.

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

Sursa de finanțare	**S1 (recomandat)**	**S2**
Fonduri externe nerambursabile: Fondul pentru Modernizare (grant), cu TVA	2.816.424 lei	2.838.345 lei
Fonduri proprii ale beneficiarului / buget local: depășirea plafonului, cu TVA	0 lei	294.203 lei
Fonduri proprii / buget local: subcapitolul 5.2 din deviz (cotele ISC și CSC și taxa pentru autorizare), neeligibil	15.507 lei	15.852 lei
Fonduri proprii / buget local: capitolul 7, numai dacă ofertele depășesc devizul	până la 635.916 lei	până la 707.762 lei
Credite bancare	nu este cazul	nu este cazul
Alocații de la bugetul de stat, credite externe	nu este cazul	nu este cazul

În scenariul recomandat, grantul FM acoperă toate cheltuielile eligibile (capitolele 1–6, fără 5.2). Pentru aceleași cheltuieli nu este prevăzută altă finanțare publică. Spitalul asigură din bugetul propriu cotele și taxele de la subcapitolul 5.2, costurile de exploatare (circa 45.257 lei/an, acoperite din economiile anuale de circa 587.000 lei) și, dacă e nevoie, marja de buget.



6. Urbanism, acorduri și avize conforme

Documentele din acest capitol se obțin de beneficiar, cu sprijinul proiectantului, și se anexează la cererea de finanțare sau, acolo unde ghidul permite, până la prima cerere de plată.

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

Pentru faza de studiu de fezabilitate nu este necesar un certificat de urbanism. Legea nr. 50/1991 a fost abrogată de la 25.08.2026, iar autorizarea lucrărilor se face după Legea nr. 169/2026 privind Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor.

Montarea centralei fotovoltaice pe sol, inclusiv a structurii carportului care susține modulele, se încadrează la art. 299 alin. (2) lit. a) pct. 13 din Legea nr. 169/2026: montarea pe sol a sistemelor fotovoltaice pentru producerea energiei electrice de către proprietarii imobilelor prosumatori se face fără autorizație de construire, cu înștiințarea prealabilă a autorităților administrației publice locale. Condițiile se îndeplinesc astfel:

- amplasamentul este în afara zonelor construite protejate și a zonelor de protecție a monumentelor istorice: biserica de lemn din incintă (C29) nu figurează în Lista monumentelor istorice la adresa Str. Industriei nr. 19 (3.1.6 f));
- spitalul, prosumator, are dreptul de administrare intabulat (6.2), iar Județul Argeș, proprietarul terenului, își dă acordul pentru lucrări (6.6);
- înainte de începerea lucrărilor, spitalul înștiințează Primăria orașului Costești;
- structurile se dimensionează la greutatea proprie și a modulelor, la vânt și la zăpadă, cum cere același articol.

Platforma de beton a bateriei, împrejmuirea și lucrările din centrala termică se încadrează, la faza de proiect tehnic, în regimul de autorizare prevăzut de Legea nr. 169/2026 pentru tipul lor de lucrare.

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

Element	Date din extrasul CF 80844 Costești din 11.11.2026
Extrasul	Extras de carte funciară pentru informare, cererea nr. 39100 din 11.11.2026, OCPI Argeș – BCPI Costești
Imobilul	Teren intravilan de 29.628 mp, nr. cadastral 80844 (vechi 861), Str. Industriei nr. 19, cu 33 de construcții (C1–C33) și 5.030 mp construiți la sol
Categorii de folosință	Curți-construcții 28.384 mp, drum 941 mp, ape curgătoare 303 mp
Proprietar (B1)	Județul Argeș – domeniul public, cota 1/1
Drept de administrare (B2)	Consiliul Județean Argeș

Element	Date din extrasul CF 80844 Costești din 11.11.2026
Drept de administrare (B3)	Spitalul Orășenesc „Regele Carol I” Costești, pentru teren și pentru construcțiile C1–C33; intabulat prin încheierea nr. 39100 din 11.11.2026 a OCPI Argeș – BCPI Costești, pe baza Actului administrativ nr. 108/30.08.2006 al Consiliului Județean Argeș și a Actului administrativ nr. 3106/11.10.2006 al spitalului
Sarcini (C)	Nu sunt

Spitalul, solicitantul finanțării, are deci un drept real intabulat asupra imobilului pe care se face investiția: dreptul de administrare, drept real potrivit art. 551 și art. 867–870 din Codul civil. Ghidul acceptă explicit dreptul de administrare. Extrasul nu arată sarcini, litigii sau revendicări. Condiția din ghid privind amplasamentul este îndeplinită, iar la depunerea cererii de finanțare se atașează extrasul CF valabil la acea dată.

Încheierea și extrasul sunt reproduse în continuare.

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ ROMÂNIA MOLPA NR. 12089 Ie, I INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

100217998167

Incheiere Nr. 39100 / 11-11-2026

ANCPI
AGENȚIA NAȚIONALĂ DE CADASTRU ȘI PUBLICITATE IMOBILIARĂ

Oficiul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară ARGES
Biroul de Cadastru şi Publicitate Imobiliară Costesti

Dosarul nr. 39100 / 11-11-2026

INCHEIERE Nr. 39100

Registrator: IULIU RADU BĂNICĂ
Asistent: CLAUDIA GEORGIANA GĂINĂ

Asupra cererii introduse de SPITALUL ORASENESC REGELE CAROL I COSTESTI privind Intabulare sau inscriere provizorie in cartea funciara, in baza:
-Act Administrativ nr.3106/11-10-2006 emis de SPITALUL ORASENESC REGELE CAROL I COSTESTI;
-Act Administrativ nr.108/30-08-2006 emis de CONSILIUL JUDETEAN ARGES;

fiind indeplinite conditiile prevazute la art. 29 din Legea cadastrului si a publicitatii imobiliare nr. 7/1996, republicata, cu modificarile si completarile ulterioare, tariful achitat in suma de 0 lei, cu documentul de plata:
-
pentru serviciul avand codul 231
Vazand referatul asistentului registrator

DISPUNE

Admiterea cererii cu privire la:
- imobilul cu nr. cadastral 80844, inscris in cartea funciara 80844 UAT Costești avand proprietarii: JUDEŢUL ARGEŞ-DOMENIUL PUBLIC in cota de 1/1 de sub B.1;
- se intabuleaza dreptul de ADMINISTRARE asupra A.1, A1.1, A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20, A1.21, A1.22, A1.23, A1.24, A1.25, A1.26, A1.27, A1.28, A1.29, A1.30, A1.31, A1.32, A1.33 in favoarea SPITALUL ORASENESC REGELE CAROL I COSTESTI, sub B.3 din cartea funciara 80844 UAT Costești;

Prezenta se va comunica părţilor:
SPITALUL ORASENESC REGELE CAROL I COSTESTI
JUDEȚUL ARGEȘ

*) Cu drept de reexaminare in termen de 15 zile de la comunicare, care se depune la Biroul de Cadastru si Publicitate Imobiliara Costesti, se inscrie in cartea funciara si se solutioneaza de catre registratorul-sef

Data soluţionării,	Registrator,	Asistent Registrator,
11-11-2026	IULIU RADU BĂNICĂ	CLAUDIA GEORGIANA GĂINĂ

Document semnat cu sigiliu electronic bazat pe certificat digital calificat, în conformitate cu art. 28^1 din Legea nr. 7/1996, republicată, cu modificările şi completările ulterioare.

**) Cu excepția situațiilor prevăzute la Art. 52 alin. (1) din Regulamentul de recepție și inscriere in evidențele de cadastru și carte funciară, aprobat prin Ordinul Directorului General al ANCPI*

Încheierea nr. 39100 din 11.11.2026 a OCPI Argeş – BCPI Costeşti: intabularea dreptului de administrare al spitalului în CF 80844, la B3

Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară ARGES
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Costesti

Nr. cerere	39100
Ziua	11
Luna	11
Anul	2026

Cod verificare
100217998167

EXTRAS DE CARTE FUNCIARĂ
PENTRU INFORMARE

Carte Funciară Nr. 80844 Costești

A. Partea I. Descrierea imobilului

TEREN Intravilan — Nr. cadastral vechi:861

Adresa: Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19

Nr. Crt	Nr. cadastral Nr. topografic	Suprafața* (mp)	Observații / Referințe
A1	80844	29.628	

Construcții

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observații / Referințe
A1.1	80844-C1	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:53 mp; C1-magazie
A1.2	80844-C2	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:12 mp; C2-magazie carburanti
A1.3	80844-C3	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:194 mp; C3-depozit deschis carburant
A1.4	80844-C4	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:21 mp; C4-rampa
A1.5	80844-C5	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:213 mp; C5-spalatorie
A1.6	80844-C6	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:31 mp; C6-grup electrogen
A1.7	80844-C7	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:202 mp; C7-magazie
A1.8	80844-C8	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:35 mp; C8-garaj
A1.9	80844-C9	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:248 mp; C9-centrala termica
A1.10	80844-C10	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:4 mp; C10-magazie
A1.11	80844-C11	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:7 mp; C11-cos
A1.12	80844-C12	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:70 mp; C12-magazie
A1.13	80844-C13	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:123 mp; C13-serviciu ambulanta
A1.14	80844-C14	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:281 mp; C14-garaj
A1.15	80844-C15	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:14 mp; C15-ghena
A1.16	80844-C16	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:7 mp; C16-incinerator
A1.17	80844-C17	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:20 mp; C17-morga
A1.18	80844-C18	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:12 mp; C18-cabina poarta
A1.19	80844-C19	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:346 mp; C19-sectia medicala
A1.20	80844-C20	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:288 mp; C20-urgente
A1.21	80844-C21	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:17 mp; C21-magazie alimente
A1.22	80844-C22	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:300 mp; C22-bucatarie+sala mese
A1.23	80844-C23	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:19 mp; C23-oxigen
A1.24	80844-C24	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:499 mp; C24-pediatrie

Extrasul de carte funciară nr. 80844 Costești din 11.11.2026, pagina 1 din 5: descrierea imobilului și construcțiile C1–C24

Crt	Nr cadastral Nr. topografic	Adresa	Observaţii / Referinţe
A1.25	80844-C25	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:173 mp; C25-dispensar TBC
A1.26	80844-C26	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:378 mp; C26-maternitate
A1.27	80844-C27	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:740 mp; C27-chirurgie septica
A1.28	80844-C28	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:118 mp; C28-farmacie
A1.29	80844-C29	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:66 mp; C29-biserica
A1.30	80844-C30	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:12 mp; C30-clopotnita
A1.31	80844-C31	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:9 mp; C31-rezervor
A1.32	80844-C32	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:327 mp; C32-laborator radiologie
A1.33	80844-C33	Jud. Arges, UAT Costești, Loc. Costesti, Str Industriei, Nr. 19	S. construita la sol:191 mp; C33-pavilion administrativ

B. Partea II. Proprietari şi acte

Carte Funciară Nr. 80844 Comuna/Oraş/Municipiu: Costești

Înscrieri privitoare la dreptul de proprietate şi alte drepturi reale		Referinţe
8672 / 25/08/2011		
Act Normativ nr. 640,641, din 20/06/2002 emis de GUVERNUL ROMANIEI (publicate in M.O. nr. 463 din 28.06.2002, act administrativ nr. 12261/03-08-2011 emis de PRIMARIA COSTESTI; act administrativ nr. 12323/14-08-2011 emis de PRIMARIA COSTESTI;);		
B1	Intabulare, drept de PROPRIETATE, dobandit prin Lege, cota actuala 1/1	A1, A1.1, A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20, A1.21, A1.22, A1.23, A1.24, A1.25, A1.26, A1.27, A1.28, A1.29, A1.30, A1.31, A1.32, A1.33
	1) **JUDEŢUL ARGEŞ-DOMENIUL PUBLIC**	
B2	drept de administrare	A1, A1.1, A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20, A1.21, A1.22, A1.23, A1.24, A1.25, A1.26, A1.27, A1.28, A1.29, A1.30, A1.31, A1.32, A1.33
	1) **CONSILIUL JUDEŢEAN ARGEŞ**	
39100 / 11/11/2026		
Act Administrativ nr. 108, din 30/08/2006 emis de CONSILIUL JUDETEAN ARGES; Act Administrativ nr. 3106, din 11/10/2006 emis de SPITALUL ORASENESC REGELE CAROL I COSTESTI;		
B3	Intabulare, drept de ADMINISTRARE	A1, A1.1, A1.2, A1.3, A1.4, A1.5, A1.6, A1.7, A1.8, A1.9, A1.10, A1.11, A1.12, A1.13, A1.14, A1.15, A1.16, A1.17, A1.18, A1.19, A1.20, A1.21, A1.22, A1.23, A1.24, A1.25, A1.26, A1.27, A1.28, A1.29, A1.30, A1.31, A1.32, A1.33
	1) **SPITALUL ORASENESC REGELE CAROL I COSTESTI**	

C. Partea III. SARCINI .

Inscrieri privind dezmembrămintele dreptului de proprietate, drepturi reale de garanţie şi sarcini	Referinţe
NU SUNT	

Extrasul de carte funciară nr. 80844 Costești din 11.11.2026, pagina 2 din 5: construcțiile C25–C33, proprietarul și drepturile de administrare (B1–B3), sarcini

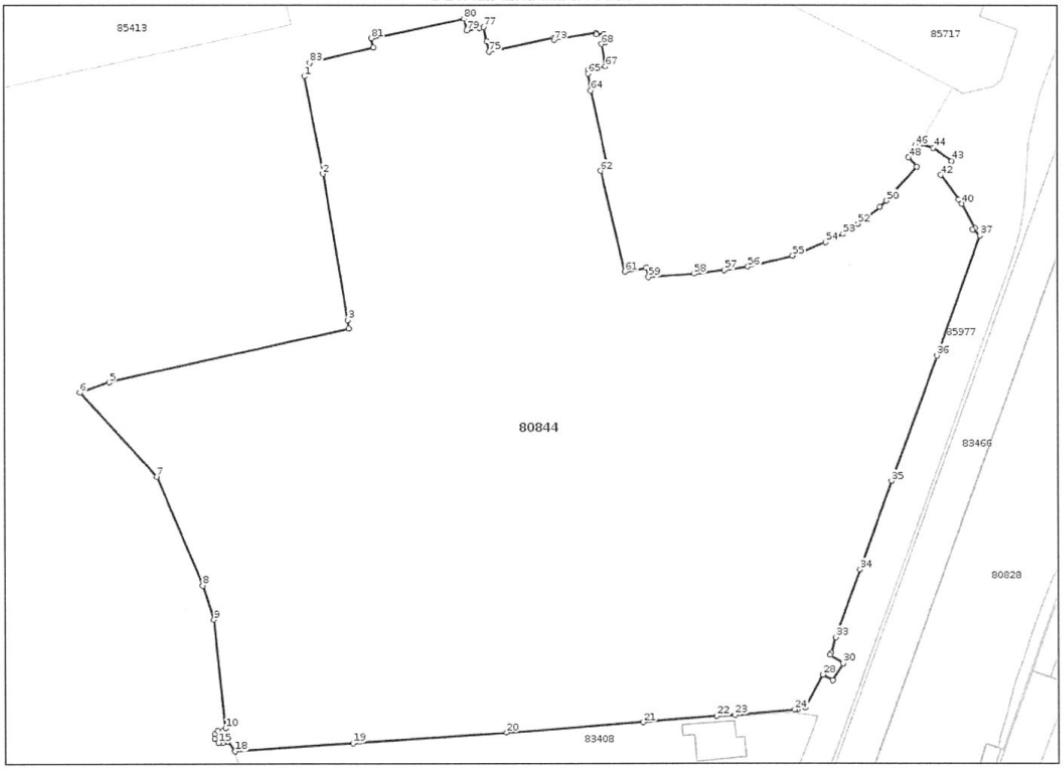
Anexa Nr. 1 La Partea I

Teren

Nr cadastral	Suprafaţa (mp)*	Observaţii / Referinţe
80844	29.628	

* Suprafaţa este determinată in planul de proiecţie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinţă	Intra vilan	Suprafaţa (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observaţii / Referinţe
1	curti constructii	DA	28.384	-	-	-	
2	drum	DA	941	-	-	-	
3	ape curgatoare	DA	303	-	-	-	

Date referitoare la construcţii

Crt	Număr	Destinaţie construcţie	Supraf. (mp)	Situaţie juridică	Observaţii / Referinţe
A1.1	80844-C1	constructii anexa	53	Cu acte	S. construita la sol:53 mp; C1-magazie
A1.2	80844-C2	constructii anexa	12	Cu acte	S. construita la sol:12 mp; C2-magazie carburanti
A1.3	80844-C3	constructii anexa	194	Cu acte	S. construita la sol:194 mp; C3-depozit deschis carburant
A1.4	80844-C4	constructii anexa	21	Cu acte	S. construita la sol:21 mp; C4-rampa
A1.5	80844-C5	constructii anexa	213	Cu acte	S. construita la sol:213 mp; C5-spalatorie
A1.6	80844-C6	constructii anexa	31	Cu acte	S. construita la sol:31 mp; C6-grup electrogen
A1.7	80844-C7	constructii anexa	202	Cu acte	S. construita la sol:202 mp; C7-magazie
A1.8	80844-C8	constructii anexa	35	Cu acte	S. construita la sol:35 mp; C8-garaj

Extrasul de carte funciară nr. 80844 Costești din 11.11.2026, pagina 3 din 5: planul imobilului, categoriile de folosință și construcțiile

Carte Funciară Nr. 80844 Comuna/Oraș/Municipiu: Costești

Crt	Număr	Destinație construcție	Supraf. (mp)	Situație juridică	Observații / Referințe
A1.9	80844-C9	constructii industriale si edilitare	248	Cu acte	S. construita la sol:248 mp; C9-centrala termica
A1.10	80844-C10	constructii anexa	4	Cu acte	S. construita la sol:4 mp; C10-magazie
A1.11	80844-C11	constructii industriale si edilitare	7	Cu acte	S. construita la sol:7 mp; C11-cos
A1.12	80844-C12	constructii anexa	70	Cu acte	S. construita la sol:70 mp; C12-magazie
A1.13	80844-C13	constructii administrative si social culturale	123	Cu acte	S. construita la sol:123 mp; C13-serviciu ambulanta
A1.14	80844-C14	constructii anexa	281	Cu acte	S. construita la sol:281 mp; C14-garaj
A1.15	80844-C15	constructii anexa	14	Cu acte	S. construita la sol:14 mp; C15-ghena
A1.16	80844-C16	constructii anexa	7	Cu acte	S. construita la sol:7 mp; C16-incinerator
A1.17	80844-C17	constructii anexa	20	Cu acte	S. construita la sol:20 mp; C17-morga
A1.18	80844-C18	constructii anexa	12	Cu acte	S. construita la sol:12 mp; C18-cabina poarta
A1.19	80844-C19	constructii administrative si social culturale	346	Cu acte	S. construita la sol:346 mp; C19-sectia medicala
A1.20	80844-C20	constructii administrative si social culturale	288	Cu acte	S. construita la sol:288 mp; C20-urgente
A1.21	80844-C21	constructii anexa	17	Cu acte	S. construita la sol:17 mp; C21-magazie alimente
A1.22	80844-C22	constructii anexa	300	Cu acte	S. construita la sol:300 mp; C22-bucatarie+sala mese
A1.23	80844-C23	constructii anexa	19	Cu acte	S. construita la sol:19 mp; C23-oxigen
A1.24	80844-C24	constructii administrative si social culturale	499	Cu acte	S. construita la sol:499 mp; C24-pediatrie
A1.25	80844-C25	constructii administrative si social culturale	173	Cu acte	S. construita la sol:173 mp; C25-dispensar TBC
A1.26	80844-C26	constructii administrative si social culturale	378	Cu acte	S. construita la sol:378 mp; C26-maternitate
A1.27	80844-C27	constructii administrative si social culturale	740	Cu acte	S. construita la sol:740 mp; C27-chirurgie septica
A1.28	80844-C28	constructii administrative si social culturale	118	Cu acte	S. construita la sol:118 mp; C28-farmacie
A1.29	80844-C29	constructii administrative si social culturale	66	Cu acte	S. construita la sol:66 mp; C29-biserica
A1.30	80844-C30	constructii anexa	12	Cu acte	S. construita la sol:12 mp; C30-clopotnita
A1.31	80844-C31	constructii industriale si edilitare	9	Cu acte	S. construita la sol:9 mp; C31-rezervor
A1.32	80844-C32	constructii administrative si social culturale	327	Cu acte	S. construita la sol:327 mp; C32-laborator radiologie
A1.33	80844-C33	constructii administrative si social culturale	191	Cu acte	S. construita la sol:191 mp; C33-pavilion administrativ

Lungime Segmente
1) Valorile lungimilor segmentelor sunt obținute din proiecție în plan.

Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment	Punct început	Punct sfârșit	Lungime segment

Extrasul de carte funciară nr. 80844 Costești din 11.11.2026, pagina 4 din 5: construcțiile C9–C33

Carte Funciară Nr. 80844 Comuna/Oraş/Municipiu: Costești

Punct început	Punct sfârşit	Lungime segment
1	2	27.169
4	5	67.546
7	8	32.543
10	11	0.942
13	14	1.377
16	17	1.448
19	20	42.447
22	23	5.055
25	26	1.57
28	29	3.093
31	32	0.569
34	35	25.896
37	38	2.619
40	41	1.43
43	44	6.249
46	47	1.784
49	50	12.59
52	53	4.963
55	56	12.692
58	59	12.567
61	62	28.465
64	65	4.762
67	68	6.236
70	71	1.963
73	74	0.59
76	77	4.097
79	80	3.33
82	83	17.935
2	3	40.679
5	6	8.603
8	9	9.906
11	12	1.44
14	15	1.522
17	18	3.478
20	21	37.701
23	24	16.477
26	27	1.522
29	30	5.469
32	33	4.55
35	36	36.811
38	39	0.753
41	42	8.417
44	45	3.687
47	48	2.007
50	51	2.477
53	54	5.256
56	57	6.531
59	60	2.656
62	63	2.259
65	66	1.011
68	69	1.179
71	72	0.536
74	75	18.199
77	78	1.149
80	81	26.095
83	1	4.044
3	4	2.447
6	7	31.299
9	10	30.049
12	13	1.231
15	16	1.116
18	19	32.41
21	22	20.305
24	25	0.748
27	28	10.355
30	31	4.293
33	34	19.906
36	37	35.111
39	40	7.586
42	43	4.902
45	46	1.394
48	49	3.55
51	52	7.617
54	55	9.819
57	58	8.442
60	61	5.999
63	64	21.454
66	67	4.978
69	70	2.32
72	73	11.778
75	76	2.903
78	79	3.67
81	82	2.586

**** Lungimile segmentelor sunt determinate în planul de proiecţie Stereo 70 şi sunt rotunjite la 1 milimetru.**
***** Distanţa dintre puncte este formată din segmente cumulate ce sunt mai mici decât valoarea 1 milimetru.**

Certific că prezentul extras corespunde cu poziţiile in vigoare din cartea funciară originală, păstrată de acest birou.
Prezentul extras de carte funciară este valabil la autentificarea de către notarul public a actelor juridice prin care se sting drepturile reale precum şi pentru dezbaterea succesiunilor, iar informaţiile prezentate sunt susceptibile de orice modificare, in conditiile legii.
S-a achitat tariful de 0 RON, -, pentru serviciul de publicitate imobiliară cu codul nr. 231.

Data soluţionării,
11-11-2026
Data eliberării,
__/__/____
11. NOV. 2026

Asistent Registrator,
CLAUDIA GEORGIANA GĂINĂ
(parafa şi semnătura)

Referent,
(parafa şi semnătura)

Acest document se eliberează gratuit pentru proprietarii imobilelor. Pentru alți solicitanți, costul extrasului este de 25 de lei la ghișeu, respectiv 20 de lei dacă este obținut online prin platforma http://epay.ancpi.ro

Extrasul de carte funciară nr. 80844 Costești din 11.11.2026, pagina 5 din 5: lungimile segmentelor și certificarea extrasului

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

- **Procedura:** înainte de începerea lucrărilor, spitalul depune notificarea la Agenția pentru Protecția Mediului Argeș, conform Legii nr. 292/2018. Autoritatea decide clasarea notificării sau parcurgerea etapei de încadrare.
- **Cerința ghidului:** documentul final al autorității de mediu se cere la contractare numai pentru instalațiile cu putere mai mare de 400 kW. Pentru această centrală, de 399,32 kWp, nu este obligatoriu la contractare.
- **Măsurile de diminuare a impactului** sunt cele de la 4.4 c): fundare fără betonare la masele de module, menținerea vegetației sub module, agent frigorific cu GWP mic, pompe de căldură cu zgomot redus, gestionarea deșeurilor de echipamente și baterii.
- **Măsuri de compensare:** nu sunt necesare, pentru că proiectul nu afectează habitate sau arii protejate.
- **Integrarea în documentație:** condițiile din actul autorității de mediu se preiau în proiectul tehnic și în caietele de sarcini.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

Aviz	Emitent	Situația
Avizul tehnic de racordare (ATR), pentru locul de consum și de producere	Distribuție Energie Oltenia	Se solicită după aprobarea SF, cu puterea de evacuat de 250 kW. Ghidul permite depunerea ATR-ului până la prima cerere de plată și acceptă un ATR fără injecție în rețea
Studiul de soluție pentru racordare	Distribuție Energie Oltenia sau un proiectant atestat ANRE	Numai dacă operatorul îl cere
Alte avize de utilități	–	Nu sunt necesare branșamente noi

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

Ridicarea topografică a amplasamentului este făcută, în sistemul de proiecție Stereo 70 și în sistemul de cote Marea Neagră 1975. Pe ea s-a întocmit planul de amplasament P01, la scara 1:500 (planșa B.2), pe care se bazează amplasarea meselor, a carportului și a platformei bateriei din acest studiu. Ridicarea se recepționează la OCPI Argeș.

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

Aviz sau acord	Emitent	Motivul
Acordul proprietarului terenului, Județul Argeș	Consiliul Județean Argeș	Pentru lucrările noi pe un imobil din domeniul public; spitalul are dreptul de administrare (6.2). Se atașează la cererea de finanțare, cum cere grila de verificare
Avizul de securitate la incendiu sau punctul de vedere ISU	Inspectoratul pentru Situații de Urgență Argeș	La faza de proiect tehnic, pentru stocarea energiei în incinta spitalului
Avizul sau notificarea autorității de sănătate publică	Direcția de Sănătate Publică Argeș	La faza de proiect tehnic, pentru lucrări într-o unitate sanitară
Alte avize pentru lucrările care se autorizează	Conform Legii nr. 169/2026	Se obțin la faza de proiect tehnic, înainte de începerea lucrărilor respective

7. Implementarea investiției

Investiția se implementează de spital în 12 luni calendaristice (ianuarie – decembrie 2027), cu execuția lucrărilor în a doua jumătate a anului 2027 și funcționarea din ianuarie 2028.

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă este **Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești**, beneficiarul finanțării, sub coordonarea Consiliului Județean Argeș. Spitalul constituie o unitate de implementare a proiectului (UIP):

Rolul în UIP	Cine îl asigură	Atribuții
Manager de proiect	Personalul spitalului sau un consultant (subcapitolul 3.7.1 din deviz)	Coordonarea proiectului, relația cu finanțatorul, raportarea
Responsabil tehnic	Inginerul sau electricianul spitalului	Urmărirea proiectării și a execuției, recepția
Responsabil financiar	Compartimentul financiar-contabil	Bugetul, plățile, cererile de rambursare
Responsabil de achiziții	Compartimentul de achiziții	Procedurile de achiziție publică (Legea nr. 98/2016)
Consilier juridic	Compartimentul juridic	Contractele, hotărârile, avizele

Spitalul este sprijinit de proiectant (asistență tehnică, subcapitolul 3.8.1), de dirigintele de șantier (3.8.2), de coordonatorul în materie de securitate și sănătate (3.8.3) și de auditorul financiar (3.7.2).

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

Element	Valoare
Durata de implementare	12 luni calendaristice (ianuarie – decembrie 2027), până la recepția la terminarea lucrărilor; recepția finală urmează după perioada de garanție
Durata de execuție	6 luni (iulie – decembrie 2027), din care 5 luni de lucrări și o lună de probe și recepție
Graficul de implementare	Punctul 3.5

Element	Valoare
Termenul de punere în funcțiune din ghid	31.12.2029

Eșalonarea investiției pe ani (scenariul S1):

An	Capitolele 1–6, cu TVA	Sursa	Capitolul 7 (dacă e nevoie)
2027	2.816.424 lei (100%)	Grant FM	până la 635.916 lei, din bugetul propriu
Total	**2.816.424 lei**		

Plata se face prin cereri de rambursare sau de plată, conform contractului de finanțare. Cotele și taxele de la subcapitolul 5.2 (15.507 lei, din bugetul propriu) se plătesc în 2027, la autorizarea și la recepția lucrărilor.

Resursele necesare:

- **umane:** echipa UIP, proiectantul, dirigintele de șantier, coordonatorul SSM, executantul atestat ANRE;
- **financiare:** grantul FM și bugetul propriu pentru cotele și taxele de autorizare, exploatare și eventuala folosire a marjei de buget;
- **materiale și tehnice:** zona de lucru eliberată, acces pentru utilaje, racord provizoriu pentru organizarea de șantier, ferestre de timp pentru lucrările în tabloul general și în centrala termică, în afara sezonului de încălzire.

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

7.3.1 Etapele, metodele și resursele

Etapa	Metoda	Resursele
Punerea în funcțiune	Probe conform 5.3.4; instruirea personalului; predarea documentației și a cărții tehnice	Executantul, proiectantul, personalul spitalului
Perioada de garanție a lucrărilor	Intervenții ale executantului la defecte; inspecții la 6 și 12 luni	Executantul
Exploatarea curentă (2028–2047)	Monitorizare zilnică prin platformă; mentenanță preventivă semestrială; mentenanță corectivă la alarme; raport lunar al indicatorilor	Electricianul și fochiștii spitalului; contracte de service; circa 45.257 lei/an

Etapa	Metoda	Resursele
Înlocuirile programate	Invertoarele și revizia pompelor de căldură în 2039; unitățile de stocare în 2042	Fond de înlocuire de circa 25.000 lei/an, din economii
Monitorizarea indicatorilor pentru finanțator	Producția, energia autoconsumată și livrată, încărcarea bateriei numai din PV, căldura livrată de pompe	Platforma de monitorizare și contoarele dedicate

7.3.2 Exploatarea și mentenanța

Activitate	Frecvență
Urmărirea producției și a alarmelor pe platforma de monitorizare	Zilnic
Inspecție vizuală a câmpului, a carportului și a platformei bateriei	Lunar
Curățarea modulelor	1–2 ori pe an, și după depuneri importante
Termografia modulelor și a tablourilor	Anual
Verificarea strângerii îmbinărilor structurii și a conexiunilor electrice	Anual
Revizia invertoarelor (filtre, ventilatoare)	Anual
Revizia sistemului de stocare, inclusiv a sistemului de stingere	Anual, de către personal autorizat de producător
Revizia pompelor de căldură și controlul etanșeității	Anual, și la intervalele cerute de Regulamentul (UE) 2024/573
Măsurarea prizei de pământ și verificarea protecțiilor	Periodic, conform PE 116 și I7/2011
Raportul anual al indicatorilor pentru finanțator	Anual, pe durata monitorizării

7.3.3 Durata de viață

Componentă	Durată de viață estimată
Module fotovoltaice	25–30 de ani
Structuri	peste 25 de ani

Componentă	Durată de viață estimată
Invertoare	12–15 ani (o înlocuire în durata de analiză)
Sistemul de stocare	15–20 de ani (limitată de îmbătrânirea calendaristică)
Pompe de căldură	15–20 de ani
Cabluri și tablouri	peste 25 de ani

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

1. **Hotărârile necesare înainte de depunere (termenul sesiunii: 20.11.2026, ora 23:59):** aprobarea SF și a indicatorilor tehnico-economici prin H.C.A. a spitalului și prin H.C.J. a Consiliului Județean Argeș, aprobarea marjei de buget și acordul Județului Argeș, proprietarul terenului, pentru lucrări. Dreptul de administrare al spitalului asupra terenului este deja intabulat (6.2).
2. **Constituirea UIP prin decizia managerului**, cu atribuții și înlocuitori stabiliți, înainte de depunerea cererii de finanțare.
3. **Achiziții în loturi separate** pentru centrala fotovoltaică, stocare și pompele de căldură, ca să crească concurența și să scadă riscul de depășire a prețurilor.
4. **Instruirea personalului tehnic** al spitalului pentru exploatarea centralei și a pompelor de căldură (subcapitolul 6.1 din deviz).
5. **Contracte de service pe termen lung**, cu timpi de intervenție garantați și disponibilitate minimă a centralei.
6. **Un responsabil cu energia în spital**, care urmărește rapoartele lunare și indicatorii raportați finanțatorului.



8. Concluzii și recomandări

Concluzii:

1. Spitalul cheltuiește 1.070.810 lei pe an pe energie, la prețurile din 2026, și emite circa 498 t CO2 pe an. Investiția este necesară și oportună.
2. Au fost analizate două scenarii, cu aceeași centrală fotovoltaică de 399,32 kWp, amplasată conform planului P01, aceleași pompe de căldură de 120 kW și baterii de 1.075 kWh (S1) și 1.505 kWh (S2). Ambele respectă ghidul FM: R_ac = 0,892, R_P ≥ 1, stocare între 2 și 4 ore, injecție plafonată la 250 kW, sub limita de 400 kW din ghid.
3. **Scenariul recomandat este S1.** Are VANF/C de 4,59 mil. lei, RIRF/C de 19,0%, se recuperează în 4,9 ani și are cel mai mic cost unitar pe tona de CO2 evitată (612 lei/t). Cele două unități de stocare în plus din S2 nu se recuperează.
4. În S1, valoarea totală este de 3.467.847 lei cu TVA, din care cheltuielile eligibile (capitolele 1–6, fără 5.2), de 2.816.424 lei, sunt acoperite integral din grantul FM.
5. Investiția reduce energia cumpărată de spital cu 65,6%, consumul de CLU cu 74,9% și emisiile spitalului cu 293,0 t CO2 pe an.
6. Analizele de senzitivitate și de risc arată că rentabilitatea este robustă: valoarea actualizată netă rămâne pozitivă în toate cele 10.000 de simulări Monte Carlo.

Recomandări:

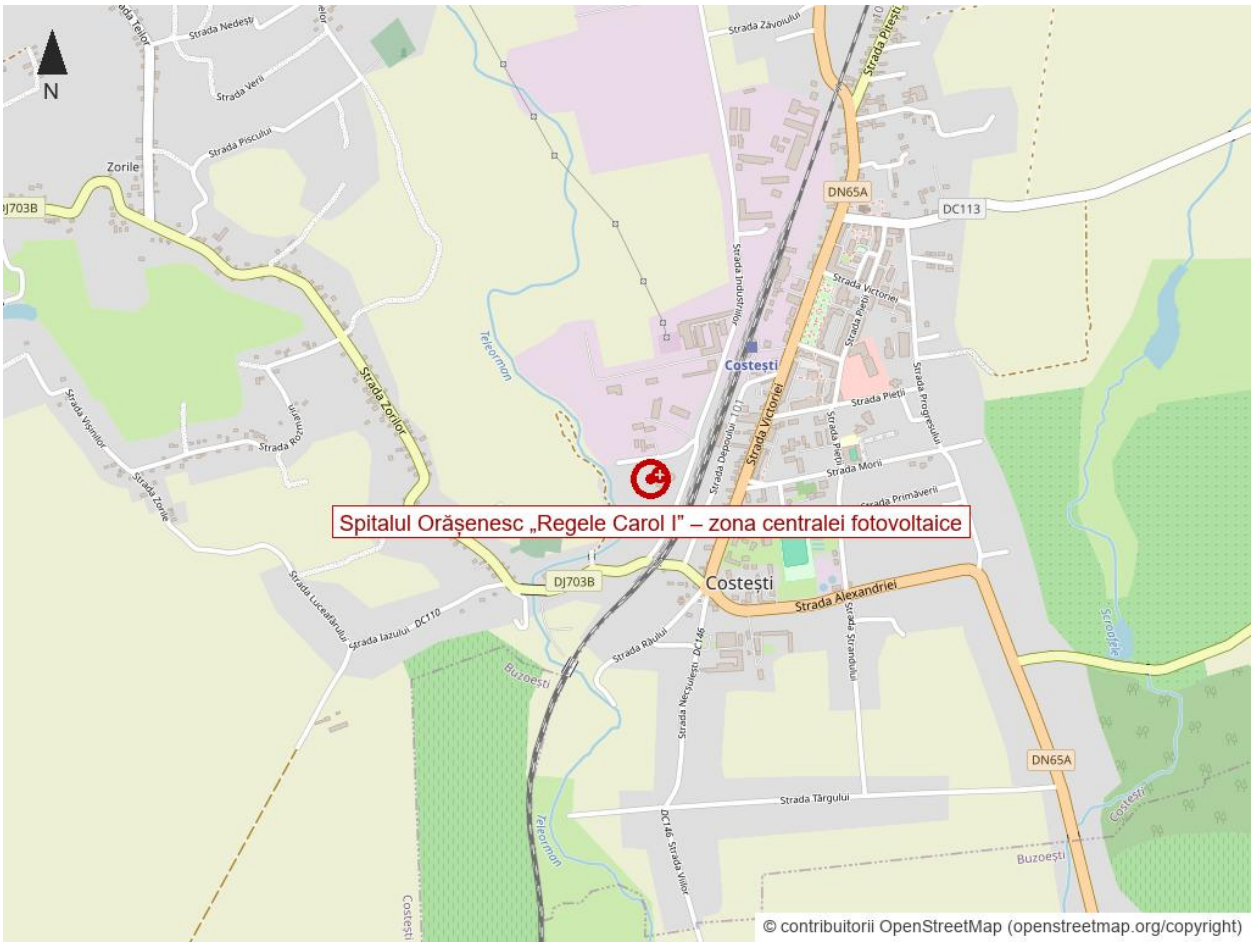
1. Aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici ai scenariului S1 prin hotărârea Consiliului de Administrație al spitalului (H.C.A.) și prin hotărârea Consiliului Județean Argeș (H.C.J.), înainte de 20.11.2026, termenul de depunere din sesiunea curentă a apelului.
2. Păstrarea dreptului de administrare al spitalului asupra terenului (CF 80844, B3) pe toată durata proiectului și cel puțin 5 ani după plata finală, cum cere ghidul.
3. Aprobarea marjei de buget (capitolul 7, până la 635.916 lei cu TVA), pentru cazul în care ofertele de la licitație depășesc devizul.
4. Solicitarea ATR-ului imediat după aprobare și înștiințarea Primăriei orașului Costești înainte de montarea centralei (Legea nr. 169/2026, art. 299); finalizarea studiului geotehnic și recepția ridicării topografice la OCPI.
5. Actualizarea extrasului de carte funciară și verificarea valabilității tuturor documentelor la data depunerii cererii de finanțare.
6. Precizarea, la faza PT, a lungimilor de cabluri și a puterii transformatorului din post, pe baza planului de amplasament P01 și a ATR-ului.

B. PIESE DESENATE

Piesele desenate se prezintă la scări relevante pentru faza de studiu de fezabilitate. Planurile de execuție, cotate, se elaborează în proiectul tehnic, pe baza ridicării topografice vizate OCPI.

Nr.	Planșa	Conținut	Scara
B.1	Plan de amplasare în zonă	Poziția spitalului în orașul Costești	orientativă
B.2	Plan de amplasament P01 (plan de situație)	Incinta din CF 80844, cu câmpul fotovoltaic, carportul, platforma bateriei, postul de transformare și cotele terenului	1:500 (redusă)
B.3.1	Plan de amplasare a meselor de module, a carportului și a bateriei	Detaliu din planul P01: 428 de module pe sol în 6 rânduri, carportul cu 108 module, platforma bateriei, distanțele	1:500 (detaliu)
B.3.2	Secțiune caracteristică prin rândurile de module	Geometria meselor la 30° și pasul dintre rânduri	orientativă
B.3.3	Schema monofilară de principiu	Rețea, tablou general existent din C6, AAR și grup electrogen, TDPV, invertoare, stocare, pompe de căldură, EMS	fără scară
B.3.4	Schema de principiu a instalației termice cu pompe de căldură	Pompe aer-apă, schimbător, vas tampon, cazan, rețeaua termică	fără scară
B.3.5	Planul incintei cu instalația electrică existentă	Postul de transformare, tabloul general, tablourile corpurilor (reperele 3–38) și traseele de cabluri D1–D8, după releveul din 10.11.2026	fără scară
B.3.6	Schema monofilară a instalației electrice existente	Post, tablou general, AAR, grup electrogen, tabloul de distribuție și traseele spre corpuri	fără scară
B.4	Planuri generale, profile longitudinale și transversale	Nu este cazul: obiectivul nu este o lucrare liniară	–

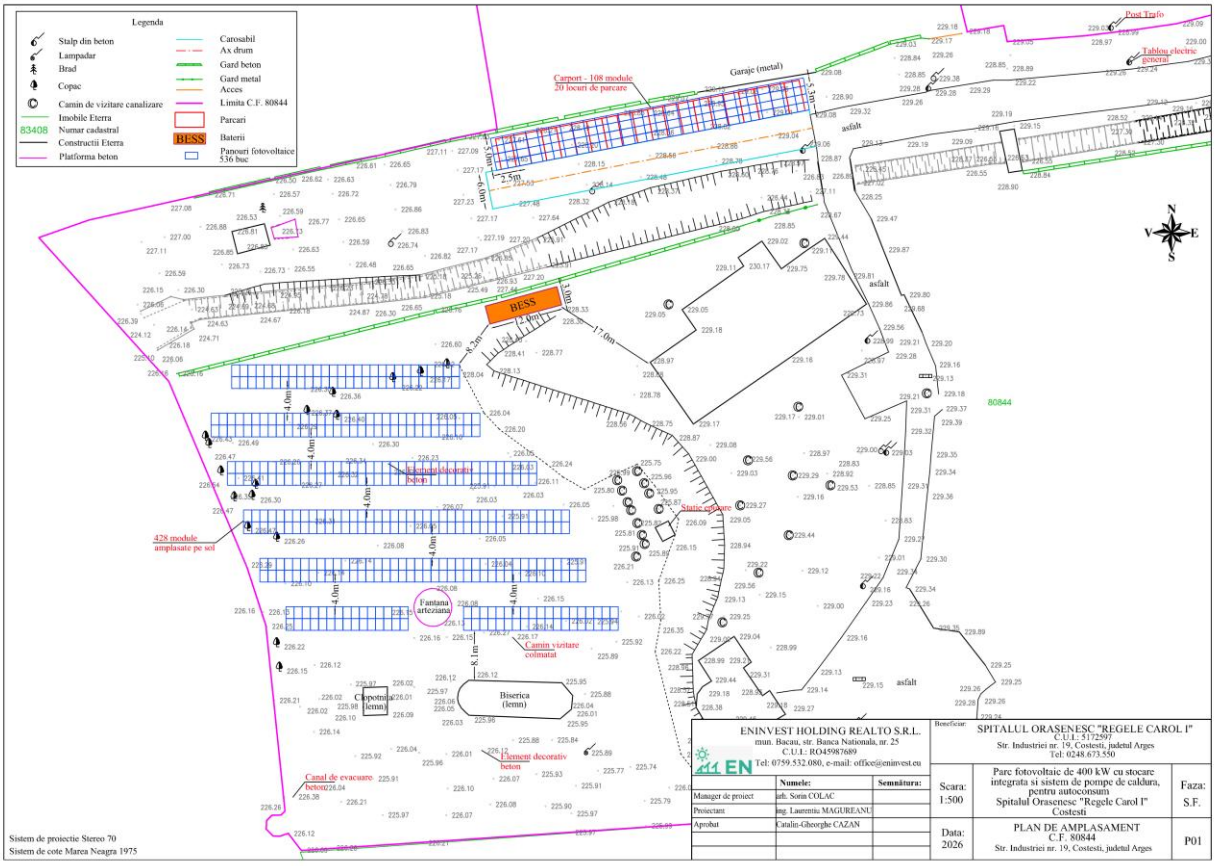
1. Plan de amplasare în zonă



Planșa B.1 – Plan de amplasare în zonă: Spitalul Orășenesc „Regele Carol I" Costești, Str. Industriei nr. 19. Fundal hartă © contribuitorii OpenStreetMap

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MDLPA
NR. 12089
Ie, I
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

2. Plan de situație

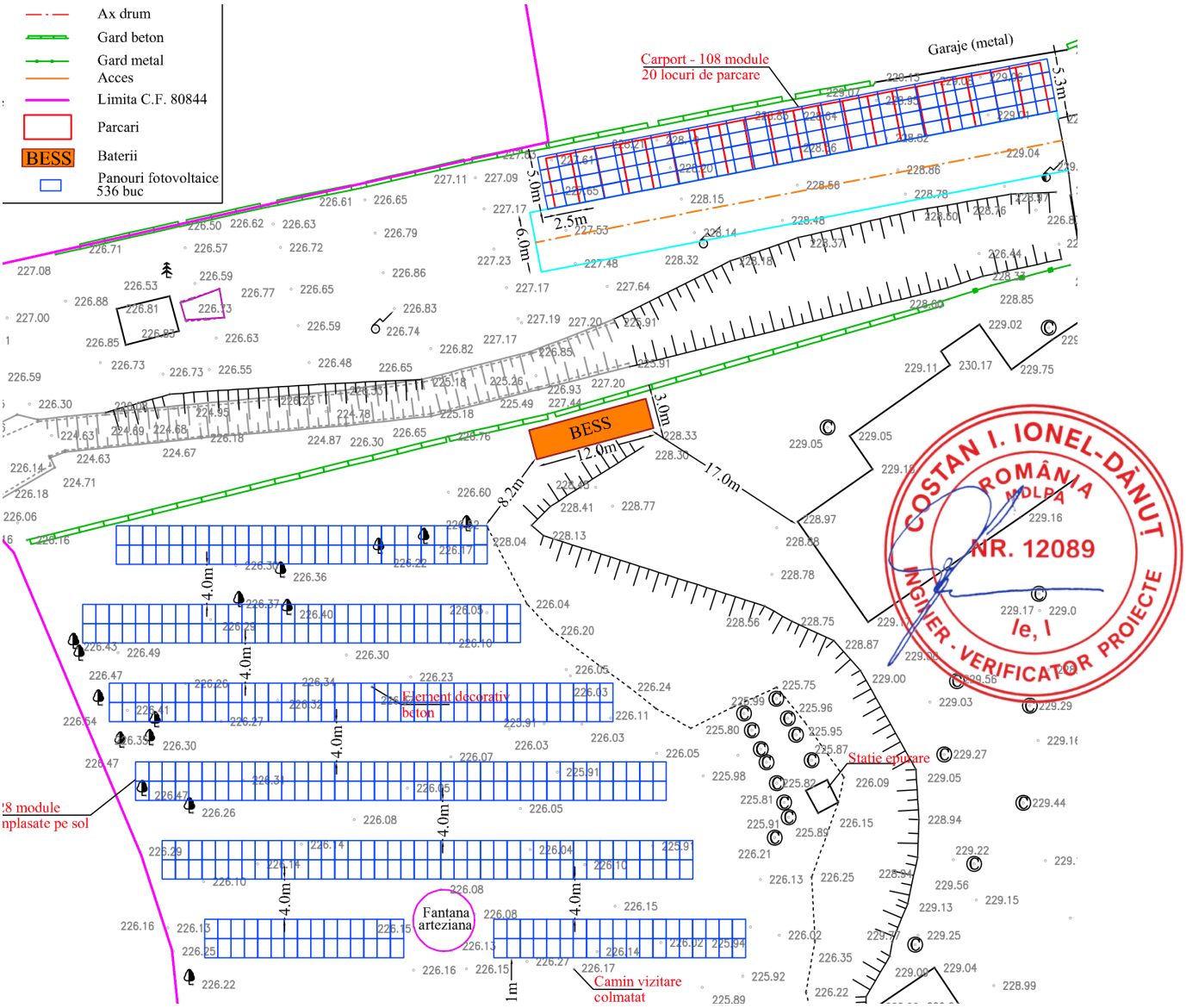


Planșa B.2 – Plan de amplasament P01, C.F. 80844, Str. Industriei nr. 19, Costești: centrala fotovoltaică (536 de module), carportul de 20 de locuri, platforma bateriei, postul de transformare. Scara 1:500, sistem de proiecție Stereo 70, cote Marea Neagră 1975

COSTAN I. IONEL-DĂNUȚ
ROMÂNIA
MDLPA
NR. 12089
INGINER - VERIFICATOR PROIECTE

3. Planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrii, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice

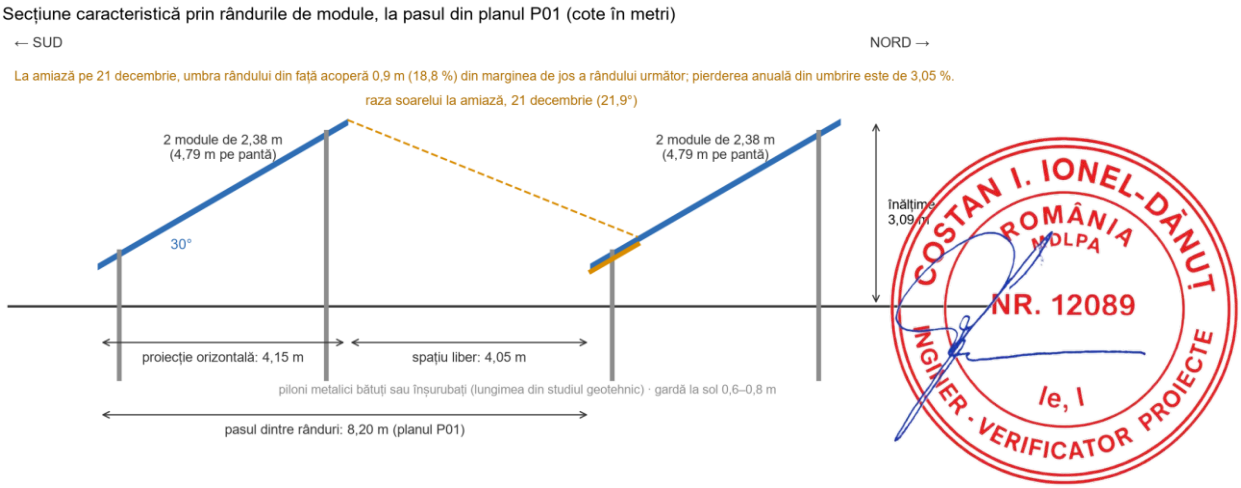
3.1 Plan de amplasare a meselor de module



Planșa B.3.1 – Detaliu din planul P01: 428 de module de 745 Wp pe sol, câte 2 pe verticală, la 30°, în 6 rânduri cu 4,0 m între ele; carportul cu 108 module și 20 de locuri; platforma bateriei de 12,0 × 3,0 m, la 8,2 m de câmp și 17,0 m de clădirea vecină

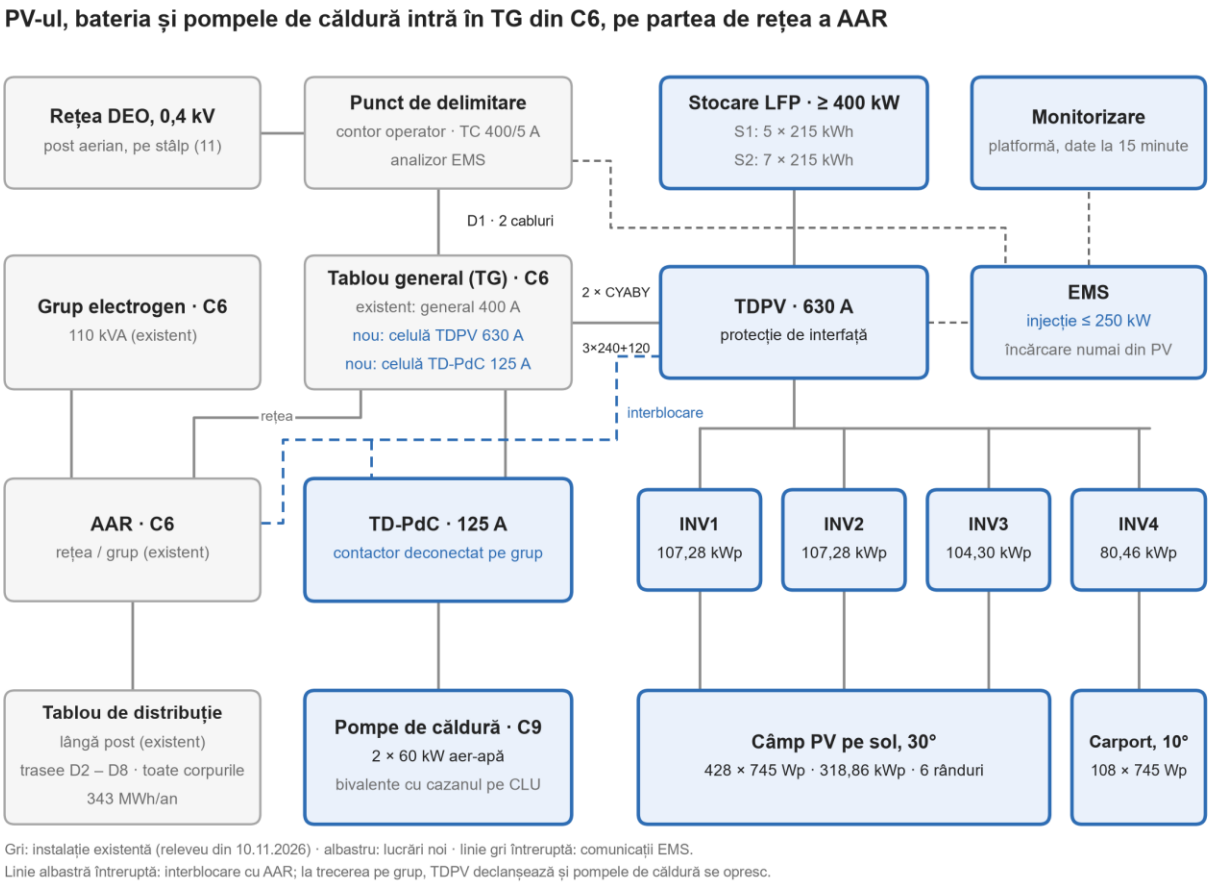
Amplasarea este cea din planul de amplasament P01, întocmit pe ridicarea topografică. Rândurile au 70, 80, 80, 76, 66 și 56 de module; ultimul rând este la 8,1 m de biserica de lemn, iar fântâna arteziană rămâne între două mese. Tabloul TDPV se montează lângă platforma bateriei, iar invertorul carportului (INV4), pe structura carportului.

3.2 Secțiune caracteristică prin rândurile de module



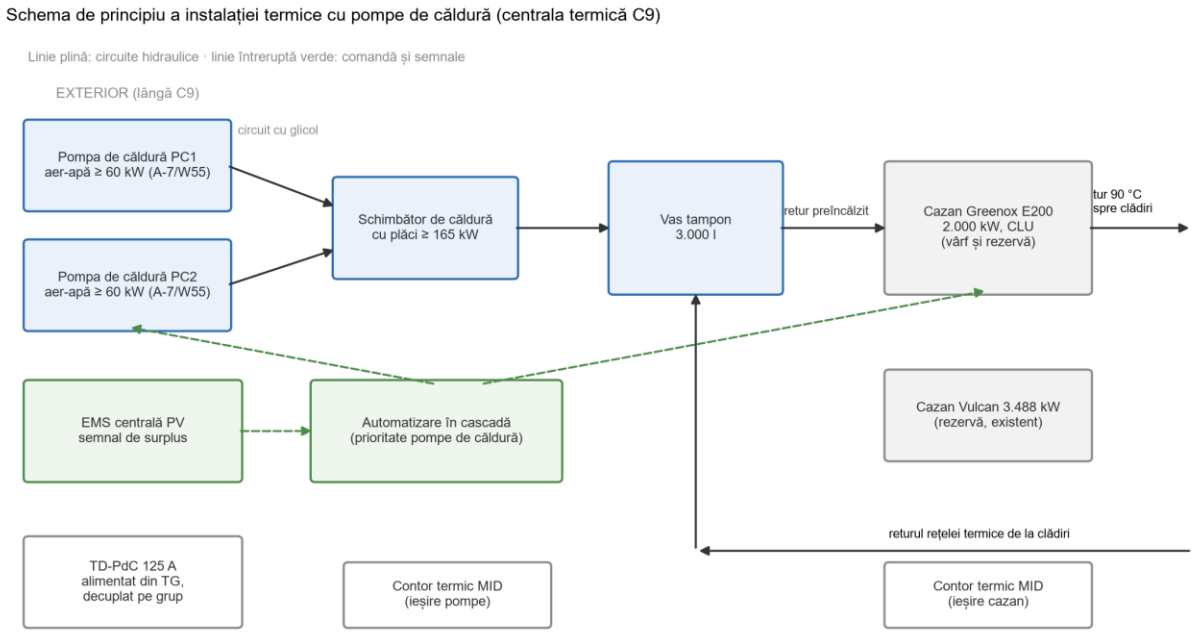
Planșa B.3.2 – Secțiune caracteristică prin două rânduri de module: înclinare 30°, două module de 2,38 m pe verticală, pasul de 8,2 m din planul P01, cu 4,05 m liberi între rânduri; umbrirea de iarnă este cuprinsă în producția estimată

3.3 Schema monofilară de principiu



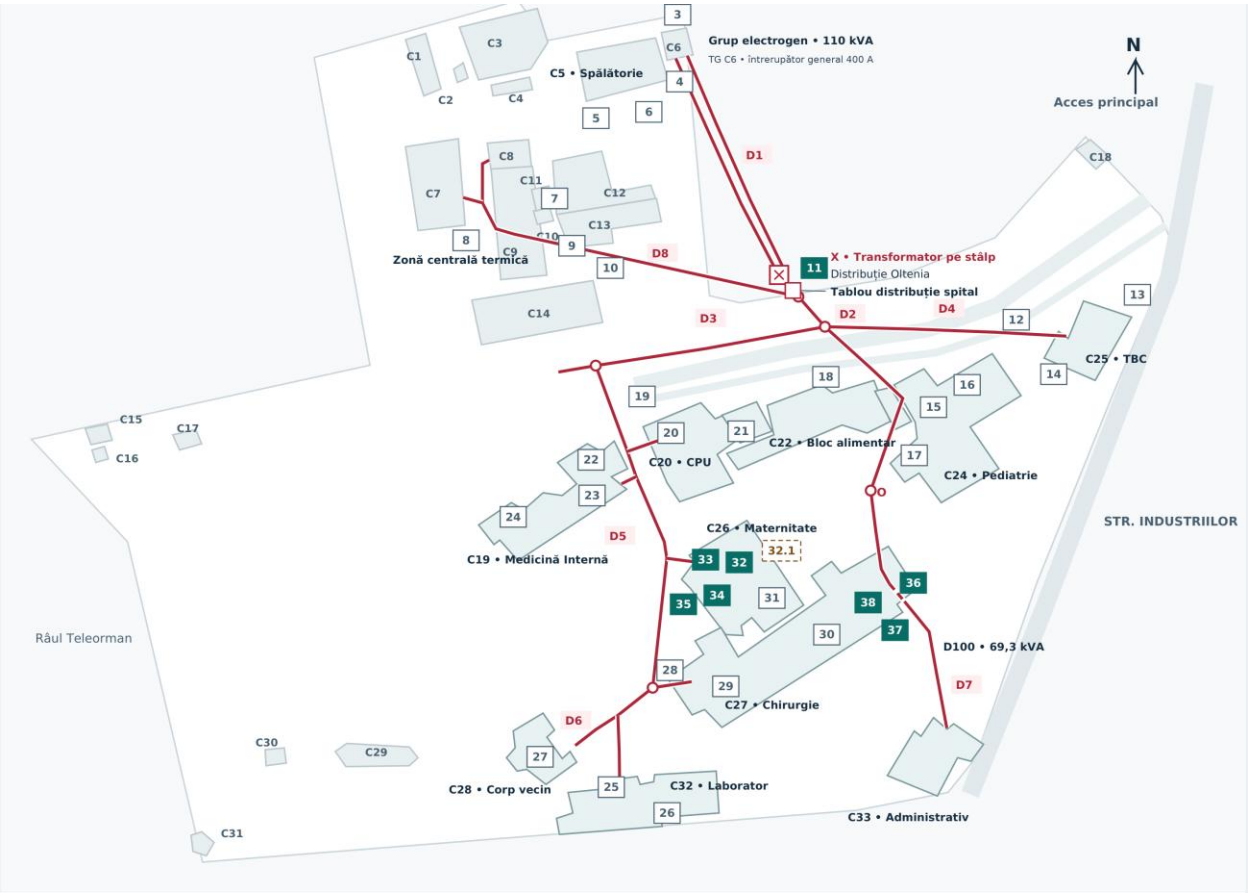
Planșa B.3.3 – Schema monofilară de principiu, aceeași pentru S1 și S2; S1: 5 unități de stocare, S2: 7 unități. Centrala, bateria și pompele de căldură se leagă în tabloul general din C6, pe partea de rețea a AAR

3.4 Schema de principiu a instalației termice cu pompe de căldură



Planșa B.3.4 – Schema de principiu a instalației termice: pompele de căldură aer-apă preîncălzesc returul rețelei termice prin schimbătorul cu plăci și vasul tampon; cazanul pe CLU completează temperature

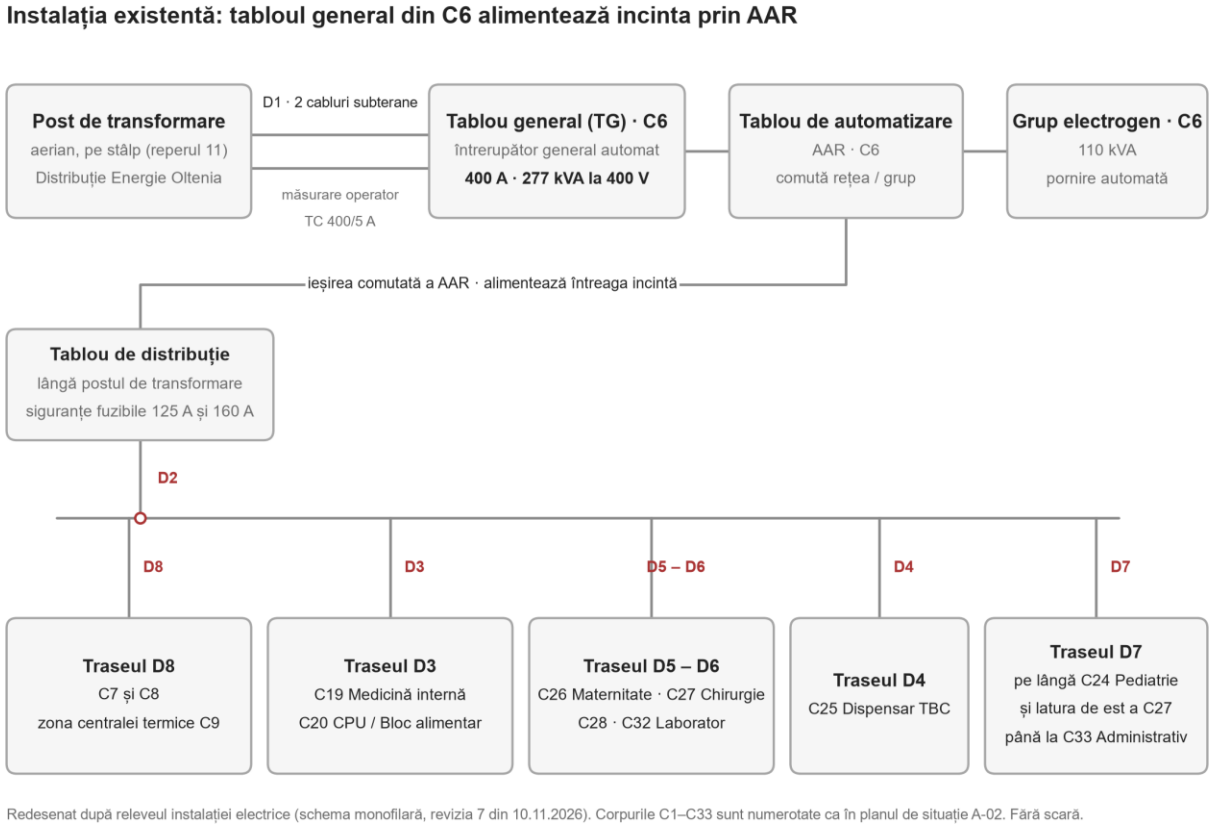
3.5 Planul incintei cu instalația electrică existentă



Planșa B.3.5 – Planul incintei cu instalația electrică existentă: postul de transformare aerian (reperul 11), tabloul general și grupul electrogen din C6, tablourile corpurilor (reperele 3–38) și traseele de cabluri D1–D8. Redesenat după releveul din 10.11.2026, pe planul de situație primit de la spital



3.6 Schema monofilară a instalației electrice existente



Planșa B.3.6 – Schema monofilară a instalației electrice existente: tabloul general din C6 alimentează, prin AAR, tabloul de distribuție de lângă post și traseele D2–D8 spre corpuri. Redesenată după releveul din 10.11.2026



4. Planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice

Nu este cazul: obiectivul nu este o lucrare liniară (drum, rețea, conductă).

Data	Proiectant	Șef de proiect	L.S.
06.11.2026	ENINVEST HOLDING REALTO S.R.L.	ing. Laurențiu Măgureanu	

