

MUNICIPIUL SALONTA**CONSILIUL LOCAL AL MUNICIPIULUI SALONTA**

Salonta, str. Republicii Nr.1, cod poștal 415500, Județul Bihor

CUI 4593423

Tel: 0259-373243, 0359-409730, 0359-409731; Fax: 0359-409733

e-mail: primsal3@gmail.com; primsal@rdslink.ro

web-site: www.salonta.net

**HOTĂRÂREA****Nr. 201 din 28 SEPTEMBRIE 2026**

**Privind aprobarea proiectului și a indicatorilor tehnico-economici ai investiției:
„Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare
în Municipiul Salonta, județul Bihor”**

Consiliul Local al Municipiului Salonta,

- Examinând proiectul de hotărâre privind aprobarea proiectului și a indicatorilor tehnico-economici ai investiției „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”;
- Reținând Referatul de aprobare nr.6956 din data de 25.09.2026 al Primarului Municipiului Salonta, în calitate de inițiator;
- Analizând Raportul de specialitate nr.6956 din data de 25.09.2026 întocmit de Serviciul Administrație Publică Locală prin care propune Consiliului Local aprobarea proiectului și a indicatorilor tehnico-economici ai investiției „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”.

Ținând cont de:

- Prevederile Ghidului solicitantului Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum pentru entități publice - Program – cheie nr. 1, conform cărora unul dintre documentele obligatorii la momentul depunerii cererii de finanțare este hotărârea de aprobare a proiectului și a cheltuielilor aferente proiectului;
- HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- Strategia de Dezvoltare Locală pe perioada 2021-2027 a Municipiului Salonta, republicată prin HCLMS nr.118/25.05.2023,
- Prevederile art.44 alin.(1) din Legea nr. 273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 24/2000 privind normele de tehnică legislativă pentru elaborarea actelor normative – Republicată.
- Raportul de avizare al comisiei de specialitate: Comisia pentru amenajarea teritoriului și urbanism, protecția mediului și turism.

În temeiul prevederilor art.129 alin.(2) lit.4), alin.(4) lit.d), art.139 alin.(1), art.196 alin.(1) lit.a) și art.197-199 din O.U.G.nr.57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare,

HOTĂRĂȘTE

Art.1. Aprobarea proiectului „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor” și participarea Municipiului Salonta la „Programul-cheie 1” Surse regenerabile de energie și stocarea energiei din Fondul pentru Modernizare.

Art.2. Aprobarea asigurării din bugetul local a finanțării cheltuielilor din proiect, altele decât ajutorul public nerambursabil, respectiv cofinanțarea proiectului și acoperirea contravalorii cheltuielilor neeligibile pentru investiția „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”.

Art.3. Aprobarea indicatorilor tehnico-economici ai investiției „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”, conform Anexei nr. 1, care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.4. Aprobarea studiului de fezabilitate pentru investiția „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”, conform Anexei nr. 2, care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.5. Se desemnează domnul Török László în calitate de primar al Municipiului Salonta ca responsabil pentru implementarea proiectului „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor” și să reprezinte Municipiul Salonta în relația cu Ministerul Energiei, Agenția pentru Finanțarea Investițiilor Rurale și orice alte autorități/instituții implicate în evaluarea, contractarea, implementarea și monitorizarea proiectului.

Art.6. Cu ducerea la îndeplinire a prezentei hotărâri se încredințează Primarul Municipiului Salonta.

Art.7. Prezenta hotărâre se comunică cu:

- Institutia Prefectului - Județul Bihor
- Autoritățile Ministerul Energiei și Agenția pentru Finanțarea Investițiilor Rurale
- Primarul Municipiului Salonta
- Direcția Economică
- Serviciul Administrație Publică Locală
- Se aduce la cunoștință publică prin publicare pe pagina oficială a instituției www.salonta.net
- Monitorul Oficial Local.

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ
SZATMARI Adrian

Contrasemnează,
SECRETAR GENERAL
jr. Patricia – Edith IVANCIUC

Prezenta hotărâre a fost adoptată cu majoritate absolută astfel:

Din 17 consilieri în funcție, 16 consilieri prezenți, 16 pentru, --- împotrivă, --- abțineri

Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”:

a) Indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectivului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, în conformitate cu devizul general:

Valoarea investiției este de: 2.688.419,66 lei, la care se adaugă TVA în valoare de 564.568,33 lei, rezultând valoarea totală de 3.252.987,99 lei

Valoarea eligibilă a investiției este de: 1.895.001,70 lei, la care se adaugă TVA în valoare de 397.950,36 lei, rezultând valoarea totală de 2.292.952,06 lei

Valoarea neeligibilă a investiției este de: 793.417,96 lei, la care se adaugă TVA în valoare de 166.617,97 lei, rezultând valoarea totală de 960.035,93 lei

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

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitatea de masura	Valoare
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalata de producere a energiei din surse regenerabile de energie solara	MW	0,39984
Indicatorul I.2	Reducerea anuala a emisiilor de gaze cu efect de sera (scaderea anuala estimata a emisiilor de gaze cu efect de sera)	Echivalent tone de CO2	291,930
Indicatorul I.3	Productia medie de energie electrica din surse regenerabile de energie solara	MWh/an	496,059
Indicatorul I.4	Productia totala de energie electrica din surse regenerabile de energie solara pentru perioada de referinta (20 ani × I.3)	MWh	9,921,171
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei electrice	%	14,163
Indicatorul I.6	Capacitate nou instalata de stocare	MWh	0,90112
Indicatorul I.7	Capacitatea nou instalata pentru pompe de caldura	kW	0

Indicatori de dimensionare obligatorii, conform Ghidului de finantare (AC.1 – AC.5):

ID	Indicator de dimensionare / conditie din ghid	Unitatea de masura	Valoare
AC.1	Consum anual de referinta C_{an} – suma consumurilor lunare din ultimele 12 facturi (aprilie 2025 – martie 2026)	kWh/an	957.449
AC.2	Productie anuala estimata P_{an} – simulare PVGIS pe fiecare amplasament	kWh/an	496.058,57
AC.3	Raport de dimensionare a autoconsumului $R_{ac} = P_{an} / C_{an}$; conditie: $R_{ac} \leq 1,10$		0,5181 – indeplinit
AC.4	Raport putere stocare / putere PV $R_P = P_{stoc} / P_{PV} = 142 \text{ kW} / 142 \text{ kW}$; conditie: $R_P \geq 1,00$		1,0004 – indeplinit

AC.5	Capacitate nominala de stocare E_stoc; conditie: 2 h	kWh	901,12 –
	$\times P_{PV} \leq E_{stoc} \leq 4 h \times P_{PV}$ (264 – 528 kWh)		indeplinit

Beneficiarul utilizează pentru consum propriu 100% din producție.

c) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni:

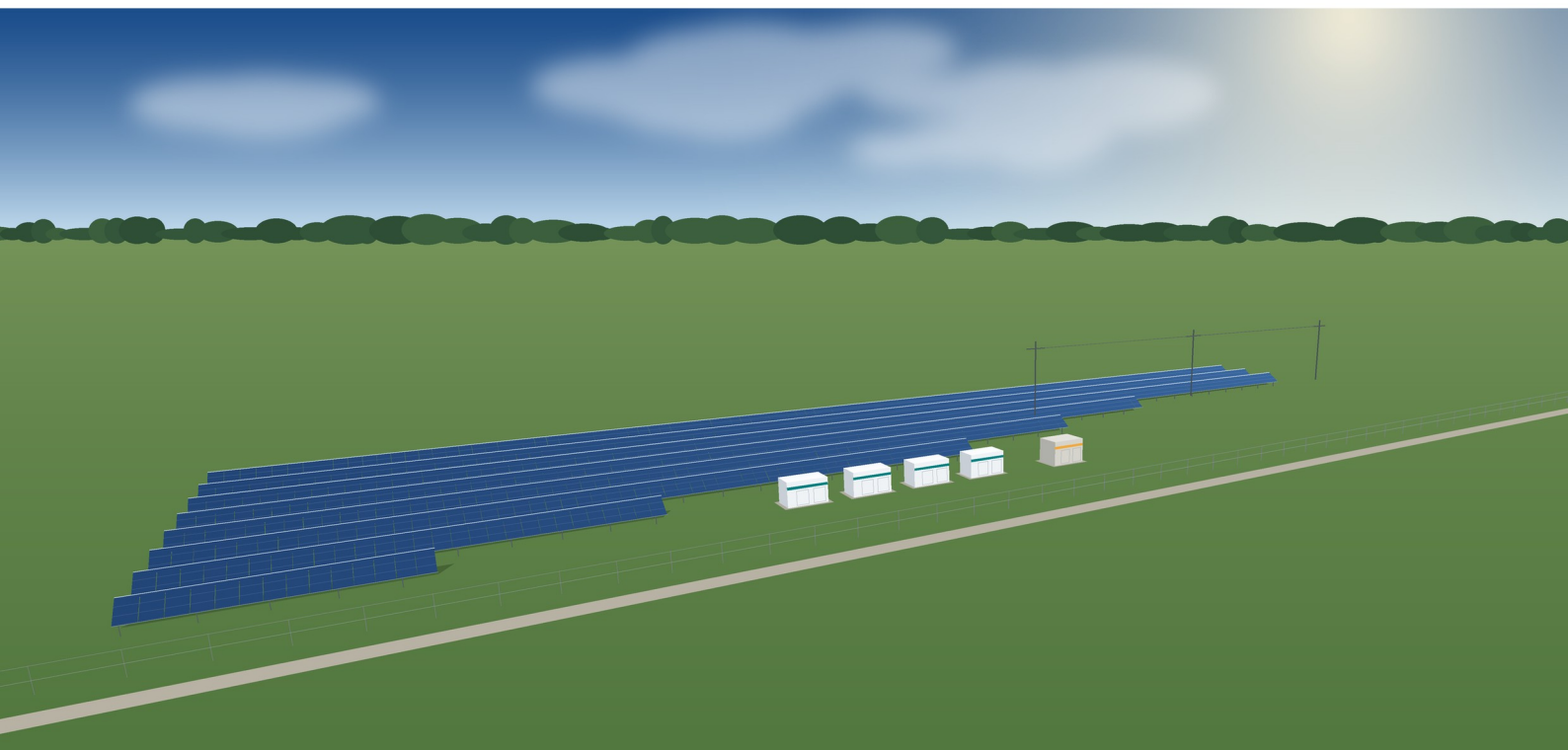
Durata de implementare a proiectului este până la 31.12.2029, dată la care investiția va fi finalizată, respectiv instalată și conectată la rețea, inclusiv pusă în funcțiune.

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ
SZATMARI Adrian



Contrasemnează,
SECRETAR GENERAL
jr. Patricia – Edith IVANCIUC





Centrală electrică fotovoltaică 399,84 kWp cu stocare integrată 400 kW / 901,12 kWh

Stația de Epurare Salonta — amplasament intravilan, CF 103645

Reprezentare de principiu

STUDIU DE FEZABILITATE

„Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”

întocmit conform HG nr. 907/2016, Anexa nr. 4

399,84 kWp

putere instalată

901,12 kWh

stocare LFP, 400 kW

496 MWh/an

producție medie PVGIS

292 t CO₂/an

emisii evitate

BENEFICIAR	Municipiul Salonta, CIF 4593423
AMPLASAMENT	Stația de Epurare Salonta — CF 103645 Salonta, intravilan, 27.100 m ²
PROGRAM DE FINANȚARE	Fondul pentru Modernizare — PV cu stocare integrată pentru autoconsum, entități publice (Ordinul ME nr. 1066/2026)
SOLUȚIA RECOMANDATĂ	Soluția 1 — stocare cuplată în curent continuu (DC-coupled): 399,84 kWp / 400 kW, stocare LFP 400 kW / 901,12 kWh
FAZA DE PROIECTARE	Studiu de fezabilitate (SF)
DATA	septembrie 2026



Foaie de semnături

Studiul de fezabilitate a fost elaborat de colectivul S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L. Semnăturile atestă asumarea profesională a capitolelor de specialitate. Conform ghidului solicitantului, din echipa de elaborare face parte personal autorizat de ANRE pentru proiectarea instalațiilor electrice; copiile diplomei și ale documentului de autorizare ANRE sunt prezentate în Anexa 16.

Rol în echipa de elaborare	Nume, prenume / calificare	Semnătura
Elaborator	S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L. București, Sector 3, Str. Fildeşului nr. 4, Bl. B6, Sc. 1, Parter, Ap. 6 CUI 37832080 - J40/10327/2017	
Șef de proiect	dr. ing. Daniel ALEXANDRU	
Proiectant instalații electrice — autorizat ANRE	ing. Nicolae-Daniel HOLERGA electrician autorizat ANRE gr. IIIA + IIIB, adeverința nr. 201814084/05.12.2018	
Analiză energetică și analiză cost- beneficiu	ing. Nicolae-Daniel HOLERGA	
Deviz general și devize pe obiecte	dr. ing. Daniel ALEXANDRU	
Mediu, schimbări climatice și DNSH	dr. ing. Daniel ALEXANDRU	

Însușit	Nume, prenume / calificare	Semnătura
Beneficiar	Municipiul Salonta, prin Primar Török László	



Borderou

Nr.	Piesă	Conținut
1	Coperta, foaia de semnături, borderoul, cuprinsul	—
2	Sinteza studiului	soluțiile analizate, indicatorii principali, recomandarea
3	A. Piese scrise — capitolele 1–8	conform Anexei nr. 4 la HG nr. 907/2016
4	B. Piese desenate	A-01 Plan de amplasament; A-02 Plan de încadrare în zonă; A-03 Schema monofilară generală
5	Anexa 1	tabelul de calcul AC.1–AC.5 și documentele suport
6	Anexa 2	fișa parametrilor tehnici minimi asumați — Soluția 1
7	Anexa 3	registruul celor 58 de locuri de consum, matricea lunară și reconcilierea consumului
8	Anexa 4	simularea producției fotovoltaice PVGIS — date de intrare și rezultate
9	Anexa 5	bilanțul energetic lunar și anual al celor două soluții
10	Anexa 6	devizul general — Soluția 1 (HG nr. 907/2016, Anexa nr. 7) și sinteza finanțării
11	Anexa 7	devizele pe obiecte — Soluția 1
12	Anexa 8	lista de cantități și costuri directe (BOM) — Soluția 1
13	Anexa 9	devizul general comparabil, devizele pe obiecte și BOM — Soluția 2
14	Anexa 10	prețurile PZU utilizate și valorizarea energiei livrate
15	Anexa 11	fluxurile de numerar ale analizei cost-beneficiu, ambele soluții
16	Anexa 12	analiza de sensibilitate detaliată
17	Anexa 13	evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității (suport DNSH)
18	Anexa 14	registruul parametrilor-cheie și al ipotezelor
19	Anexa 15	documentele anexate studiului de fezabilitate
20	Anexa 16	documentele de calificare ale proiectantului autorizat ANRE (diplomă, autorizare ANRE)



Cuprins

Sinteza studiului.....	6
1. Informații generale privind obiectivul de investiții.....	8
1.1. Denumirea obiectivului de investiții.....	8
1.2. Ordonator principal de credite / investitor.....	8
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar).....	8
1.4. Beneficiarul investiției.....	8
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate.....	8
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții.....	9
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate sau ale planului detaliat de investiții pe termen lung.....	9
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare.....	9
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	10
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung.....	15
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice.....	15
3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții.....	16
3.1. Particularități ale amplasamentului.....	16
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic.....	18
3.3. Costurile estimative ale investiției.....	30
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor.....	31
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	31
4. Analiza fiecărui scenariu/opțiune tehnico-economic(ă) propus(ă).....	32
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	32
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția.....	32
4.3. Situația utilităților și analiza de consum.....	34
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții.....	42
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii care justifică dimensionarea obiectivului de investiții.....	47
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară.....	48
4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate.....	53
4.8. Analiza de sensibilitate.....	54
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.....	55
5. Scenariul/opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă).....	58
5.1. Compararea scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.....	58
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e).....	59
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e).....	59
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții.....	60
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate.....	62
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice.....	63
6. Urbanism, acorduri și avize conforme.....	64
7. Implementarea investiției.....	65
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	65
7.2. Strategia de implementare.....	65
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere.....	65
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	67
8. Concluzii și recomandări.....	69
B. Piese desenate.....	70
Anexa 1 — Tabelul de calcul al indicatorilor AC.1-AC.5 și documentele suport.....	74
Anexa 2 — Fișa parametrilor tehnici minimi asumați — Soluția 1.....	75
Anexa 3 — Registrul locurilor de consum și reconcilierea consumului.....	81
Anexa 4 — Simularea producției fotovoltaice PVGIS.....	89
Anexa 5 — Bilanțul energetic lunar și anual al soluțiilor.....	91
Anexa 6 — Devizul general al investiției — Soluția 1 (recomandată).....	95
Anexa 7 — Devizele pe obiecte — Soluția 1.....	100
Anexa 8 — Lista de cantități și costuri directe (BOM) — Soluția 1.....	104

Anexa 9 — Devizul general comparabil, devizele pe obiecte și BOM — Soluția 2.....	108
Anexa 10 — Prețurile PZU utilizate și valorizarea energiei livrate.....	119
Anexa 11 — Fluxurile de numerar ale analizei cost-beneficiu.....	122
Anexa 12 — Analiza de sensibilitate detaliată.....	125
Anexa 13 — Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității (suport pentru autoevaluarea DNSH).....	128
A13.1. Obiectul, cadrul și metoda evaluării.....	128
A13.2. Contextul climatic al amplasamentului și proiecțiile RO-ADAPT.....	128
A13.3. Screeningul pericolelor climatice — clasificarea din Apendicele A.....	129
A13.4. Sensibilitatea componentelor investiției.....	131
A13.5. Expunerea, vulnerabilitatea și riscul — fișele de pericol.....	131
A13.6. Verificarea maladaptării.....	135
A13.7. Coerența cu strategiile de adaptare și concluzia evaluării.....	136
A13.8. Puncte deschise.....	137
Anexa 14 — Registrul parametrilor-cheie și al ipotezelor.....	138
Anexa 15 — Documentele anexate studiului de fezabilitate.....	139
Anexa 16 — Documentele de calificare ale proiectantului autorizat ANRE.....	140



Sinteza studiului

Municipiul Salonta își propune să realizeze, pe terenul propriu al Stației de Epurare (CF 103645), o centrală fotovoltaică la sol cu sistem de stocare integrat, dimensionată pentru a acoperi o parte din consumul de energie electrică al serviciilor publice municipale — iluminatul public, clădirile administrative, unitățile de învățământ, bazele sportive și rețeaua de stații de pompare. Proiectul este fundamentat pentru apelul Fondului pentru Modernizare „Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară, cu capacități de stocare integrate, pentru autoconsum, pentru entități publice”, lansat prin Ordinul ministrului energiei nr. 1066/08.09.2026.

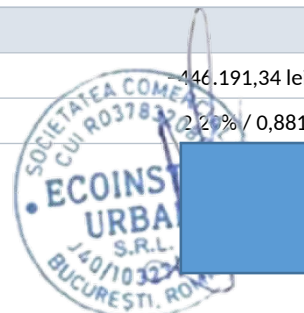
Studiul analizează, pe aceeași bază de date, **două soluții tehnico-economice** care au în comun amplasamentul, câmpul fotovoltaic de 399,84 kWp (588 module × 680 Wp, orientare Sud, înclinare 35°), postul de transformare de 630 kVA, racordarea pe medie tensiune și limita de 400 kW a puterii evacuate, și care diferă prin arhitectura sistemului de stocare:

- **Soluția 1 — stocare cuplată în curent continuu (DC-coupled), cu rackuri de baterii:** 8 invertore hibride de 50 kW și 16 rackuri de baterii litiu-fier-fosfat de 56,32 kWh, organizate în patru insule identice de câte 100 kW / 225,28 kWh; total 400 kW / 901,12 kWh;
- **Soluția 2 — stocare cuplată în curent alternativ (AC-coupled), cu convertor dedicat (PCS):** 4 invertore fotovoltaice de șir de 100 kW și două cabinete integrate de câte 200 kW / 418 kWh, cu convertor bidirecțional propriu, racordate la bara de 0,4 kV printr-un transformator dedicat 0,69/0,4 kV; total 400 kW / 836 kWh.

Centrala produce în medie **496.058,57 kWh/an** (PVGIS-SARAH3, seria 2005–2023), față de un consum anual de referință al municipiului de **957.449 kWh/an**, documentat pe 54 de locuri de consum cu 12 luni complete de facturare, dintr-un total de 58 de locuri de consum identificate în cele 73 de facturi analizate. Raportul de dimensionare pentru autoconsum este $R_{ac} = 0,5181$, mult sub pragul de 1,10. În Soluția 1, energia livrată consumului municipal, după pierderile de stocare și consumul serviciilor auxiliare, este de 475.268,81 kWh/an, din care 43,3% trece prin baterie și este restituită în fereastra de vârf de seară, când iluminatul public intră în funcțiune. În fiecare lună a anului, energia livrată rămâne sub consumul municipal al lunii respective — inclusiv în iunie, luna cu cea mai mică marjă (99,2%).

Tabelul S.1 — Comparația sintetică a celor două soluții

Indicator	Soluția 1 — DC-coupled	Soluția 2 — AC-coupled (PCS)
Configurație		
Putere instalată în panouri / invertore	399,84 kWp / 400 kW	399,84 kWp / 400 kW
Stocare — putere / capacitate nominală	400 kW / 901,12 kWh	400 kW / 836,00 kWh
Randament tur-retur al stocării (modelat)	92,16%	90,41%
Energie (medie 2005–2023)		
Producție fotovoltaică (l.3)	496.058,57 kWh/an	496.058,57 kWh/an
Energie livrată consumului municipal	475.268,81 kWh/an	467.242,11 kWh/an
Consum servicii auxiliare	6.271,28 kWh/an	15.862,40 kWh/an
Cost (fără TVA)		
Valoarea totală a investiției	2.688.419,66 lei	3.012.796,88 lei
Ajutor public solicitat (plafon 900.000 EUR/MW)	1.895.001,70 lei	1.895.001,70 lei
Contribuția bugetului local	793.417,96 lei	1.117.795,18 lei
Indicatori economici (20 ani, 4% real)		
VAN înainte de grant (perspectiva A)	67.784,46 lei	446.191,34 lei
RIR / raport beneficiu-cost	4,29% / 1,021	22,2% / 0,881



Indicator	Soluția 1 — DC-coupled	Soluția 2 — AC-coupled (PCS)
Cost-eficacitate (cost actualizat / MWh livrat)	539,11 lei/MWh	624,50 lei/MWh
VAN beneficiar după grant, cu TVA	1.687.910,93 lei	1.079.351,12 lei
Recuperare simplă beneficiar, după grant	5 ani	8 ani

Soluția recomandată este Soluția 1. La aceeași producție, același grant și aceeași limită de injecție, ea livrează cu 8.026,70 kWh/an mai mult, costă cu 324.377,22 lei mai puțin fără TVA și produce fiecare MWh livrat cu 85,39 lei mai ieftin (-13,7%). Soluția 2 are avantaje funcționale reale — separarea completă a ramurii de stocare de cea de producție și modularitatea cabinetelor —, dar acestea nu compensează capacitatea nominală mai mică, treapta suplimentară de transformare, consumul auxiliar de 2,5 ori mai mare și costul mai ridicat, suportat integral din bugetul local.

Tabelul S.2 — Indicatorii principali ai soluției recomandate (Soluția 1)

Indicator	Valoare	Sursa / regula
I.1 Capacitate nou instalată (eligibilă)	0,39984 MW	min(400 kW AC; 399,84 kWp DC)
I.2 Reducerea emisiilor de GES	291,930 tCO ₂ /an	I.3 × 0,5885 tCO ₂ /MWh
I.3 Producția medie anuală din SRE	496,059 MWh/an	raport PVGIS-SARAH3
I.5 Factorul de capacitate	14,163%	I.3 / (I.1 × 8.760 h)
I.6 Capacitate de stocare	0,90112 MWh	16 × 56,32 kWh
AC.3 $R_{ac} = P_{an} / C_{an}$	0,5181	≤ 1,10 — îndeplinită
AC.4 $R_p = P_{stoc} / P_{pv}$	1,0004	≥ 1,00 — îndeplinită
AC.5 E_{stoc} (interval admis 799,68–1.599,36 kWh)	901,12 kWh	2,25 h — îndeplinită
Valoarea totală a investiției, fără TVA / cu TVA	2.688.419,66 / 3.252.987,99 lei	deviz general (Anexa 6)
din care C+M, cu TVA	509.401,67 lei	deviz general
Ajutor public solicitat (fără TVA)	1.895.001,70 lei (359.856,00 EUR)	0,39984 MW × 900.000 EUR/MW
Contribuția Municipiului Salonta, cu TVA	960.035,93 lei	din care capitolul 7: 683.405,26 lei
Durata de execuție a lucrărilor	6 luni	grafic de realizare (cap. 3.5)

Grantul este plafonat la 900.000 EUR/MW instalat. Pentru o putere eligibilă de 0,39984 MW, plafonul este 359.856,00 EUR fără TVA și acoperă 70,5% din valoarea investiției fără TVA. Diferența — cheltuielile încadrabile care depășesc plafonul, taxa de racordare și capitolul 7 al devizului — rămâne în sarcina bugetului local și este prezentată explicit, în cifre, încă de la această fază, pentru ca decizia Consiliului Local să fie luată în cunoștință de cauză.

Valorizarea energiei în analiza cost-beneficiu este deliberat prudentă: energia livrată este evaluată la prețul lunar mediu ponderat al Pieței pentru Ziua Următoare, aplicabil regularizării financiare a prosumatorilor cu putere instalată între 200 și 400 kW, și nu la prețul integral de achiziție din facturi. În această ipoteză, Soluția 1 este la pragul de rentabilitate economică înainte de grant (VAN pozitiv, RIR 4,29%), iar după grant indicatorii beneficiarului sunt puternic pozitivi în toate variațiile testate. Proiectul respectă principiul „a nu prejudicia în mod semnificativ” (DNSH) pe toate cele șase obiective de mediu; condițiile de probă — documentele de mediu, care se obțin într-o etapă următoare, și clauzele de economie circulară din documentațiile de achiziție — sunt identificate și programate (capitolul 4.4).



1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

„Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”

Denumirea se folosește identic în studiul de fezabilitate, în devizul general, în hotărârea Consiliului Local de aprobare a documentației și a indicatorilor tehnico-economici, în cererea de finanțare și pe piesele desenate.

1.2. Ordonator principal de credite / investitor

Municipiul Salonta, prin Primarul Municipiului Salonta, în calitate de ordonator principal de credite.

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul. Investiția se realizează direct de Municipiul Salonta, fără intermedierea unui ordonator secundar sau terțiar.

1.4. Beneficiarul investiției

Beneficiarul este Municipiul Salonta, unitate administrativ-teritorială, cod de identificare fiscală 4593423, județul Bihor. Unitățile administrativ-teritoriale se încadrează în categoria solicitanților eligibili ai apelului; beneficiarul nu este regie autonomă și nici societate cu capital de stat, categorii excluse expres de ghid.

Beneficiarul este totodată titularul dreptului de proprietate asupra terenului de amplasare (domeniul public, cotă 1/1) și titularul contractelor de furnizare pentru toate locurile de consum care formează consumul de referință al proiectului.

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Studiul a fost elaborat de **S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L.**, cu sediul în București, Sector 3, Str. Fildeşului nr. 4, Bl. B6, Sc. 1, Parter, Ap. 6, CUI 37832080, J40/10327/2017, în baza contractului de servicii încheiat cu Municipiul Salonta. Șeful de proiect este dr. ing. Daniel Alexandru, iar proiectantul de specialitate pentru instalațiile electrice este ing. Nicolae-Daniel Holerga, electrician autorizat ANRE gradele IIIA și IIIB (adeverința nr. 201814084/05.12.2018).

Conform ghidului solicitantului, din echipa de elaborare face parte obligatoriu personal autorizat de ANRE în domeniul proiectării instalațiilor electrice. Persoana autorizată este nominalizată în foaia de semnături cu gradul și tipul autorizației și cu documentul de autorizare. Copiile diplomei de inginer și ale documentului de autorizare ANRE ale ing. Nicolae-Daniel Holerga sunt prezentate în Anexa 16.



2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate sau ale planului detaliat de investiții pe termen lung

Pentru acest obiectiv nu a fost elaborat un studiu de prefezabilitate și nici un plan detaliat de investiții pe termen lung. Studiul de fezabilitate este prima documentație tehnico-economică a investiției și a fost întocmit direct, în conformitate cu art. 5 din HG nr. 907/2016.

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

Cadrul programului. Fondul pentru Modernizare finanțează, prin Programul-cheie 1 „Surse regenerabile de energie și stocarea energiei”, capacități noi de producere a energiei electrice din surse solare cu stocare integrată, destinate autoconsumului entităților publice. Ghidul solicitantului a fost aprobat prin Ordinul ministrului energiei nr. 1066/08.09.2026; depunerea se face exclusiv online, în sistemul informatic AFIR, în perioada 28.09.2026 – 20.11.2026, după principiul „primul venit, primul evaluat”, în limita unui buget de 500.000.000 EUR. Investițiile trebuie finalizate, instalate și racordate, inclusiv puse în funcțiune, până la 31.12.2029.

Condițiile tehnice ale apelului relevante pentru proiectare sunt: puterea evacuată în rețea de cel mult 400 kW pe loc de producere, cu management dinamic al puterii; stocare integrată cu putere cel puțin egală cu puterea instalată a centralei (AC.4) și cu o capacitate cuprinsă între 2 și 4 ore la această putere (AC.5); producția anuală de cel mult 110% din consumul anual de referință (AC.3); încărcarea bateriei exclusiv din producția proprie; excluderea tehnologiilor de stocare pe bază de plumb, nichel-cadmium și nichel-metal-hidruură; plafonul ajutorului de 900.000 EUR/MW instalat.

Cadrul energetic și de reglementare. Regimul producerii, al racordării și al relației comerciale cu furnizorul este stabilit de Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, inclusiv cele aduse prin Legea nr. 160/2026, și de reglementările ANRE privind racordarea la rețea, măsurarea energiei și relația cu prosumatorii. Pentru prosumatorii cu putere instalată între 200 și 400 kW, art. 73¹ alin. (4) din lege prevede achiziția energiei livrate la prețul mediu ponderat al Pieței pentru Ziua Următoare (PZU) din luna relevantă și regularizarea financiară, iar definiția de la art. 3 pct. 95 lit. b) condiționează utilizarea energiei între locurile de consum ale aceluiași titular de același furnizor și de același operator de distribuție. Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 15/2022 descrie contractarea și compensarea facturilor. Aceste prevederi sunt baza valorizării energiei în analiza cost-beneficiu (capitolul 4.6).

Cadrul documentațiilor tehnico-economice. Studiul este întocmit potrivit HG nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare. Structura capitolelor urmează Anexa nr. 4, iar devizul general și devizele pe obiecte urmează structura Anexei nr. 7 la hotărâre.

Cadrul de mediu. Proiectul se evaluează din perspectiva principiului „a nu prejudicia în mod semnificativ” (DNSH), conform Regulamentului (UE) 2020/852 și Regulamentului delegat (UE) 2021/2139, pe modelul de autoevaluare din Anexa 3 a ghidului, și din perspectiva procedurii de evaluare a impactului asupra mediului potrivit Legii nr. 292/2018. Pentru sistemul de stocare se aplică și Regulamentul (UE) 2023/1542 privind bateriile și deșeurile de baterii, iar pentru echipamentele electrice și electronice, OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice.

Structuri instituționale și financiare. Implementarea revine aparatului de specialitate al Primarului Municipiului Salonta. Finanțarea se asigură din ajutorul public nerambursabil solicitat prin Fondul pentru Modernizare, în limita plafonului de 900.000 EUR/MW instalat, și din bugetul local, pentru cheltuielile care depășesc plafonul și pentru cheltuielile neeligibile.



2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

2.3.1. Baza de date a consumului

Municipiul Salonta cumpără integral din rețea energia electrică necesară serviciilor publice, printr-un singur cod de client al furnizorului. Baza de consum a proiectului a fost construită din **cele 73 de facturi** ale furnizorului pentru perioada **01.08.2025 – 31.07.2026** — ultimele 12 luni consecutive de facturare. Fiecare cantitate de energie activă este asociată locului de consum (POD / cod NLC) și perioadei de consum.

Consumul lunar al fiecărui loc de consum s-a determinat după următoarele reguli:

- cantitățile se atribuie **lunii perioadei de consum**, nu lunii emiterii facturii;
- facturile consolidate, cu mai multe locuri de consum, se desfac pe fiecare POD, pe baza anexelor de consum;
- facturarea curentă și stornările estimărilor anterioare se însumează cu semn, pe același POD și aceeași lună, astfel încât rezultatul este consumul net;
- fiecare valoare lunară primește un cod de calitate: **M** — citiri ale distribuitorului la ambele capete, în aceeași lună; **R** — citiri la capete, cu intervalul de măsurare pe mai multe luni, repartizat din factură; **E** — estimare netă rămasă după stornări; **N** — cantitate fără interval de index identificat în document.

Registrul cuprinde **58 de locuri de consum** ale municipiului. Consumul de referință se calculează, conservator, pe **cele 54 de locuri de consum cu toate cele 12 luni documentate**; celelalte patru sunt prezentate în capitolul 2.3.5.

2.3.2. Consumul de referință

Consumul anual de referință este **C_{an} = 957.449 kWh/an** (54 de locuri de consum cu 12 luni documentate). Din această cantitate, 865.732 kWh (90,4%) provin din citiri ale distribuitorului în aceeași lună, 67.923 kWh (7,1%) din repartizări ale unor intervale de citire pe mai multe luni, 16.677 kWh (1,7%) din estimări rămase și 7.117 kWh (0,7%) dintr-un loc de consum fără interval de index identificat în factură. Costul net recurent reconstituit din facturi este de 1.154.834,52 lei/an fără TVA, adică un preț mediu de achiziție de 1,20616 lei/kWh.

Tabelul 2.1 — Consumul lunar de referință, 54 de locuri de consum (kWh)

Luna	Total	Iluminat public	„Instalație stocare – Parc Central”	Alte consumuri	Pondere
august 2025	63.493	35.989	11.277	16.227	6,6%
septembrie 2025	67.927	39.103	10.793	18.031	7,1%
octombrie 2025	84.524	48.863	6.751	28.910	8,8%
noiembrie 2025	87.747	52.624	5.439	29.684	9,2%
decembrie 2025	119.651	59.517	8.722	51.412	12,5%
ianuarie 2026	114.977	56.584	7.208	51.185	12,0%
februarie 2026	86.390	45.172	4.361	36.857	9,0%
martie 2026	81.092	44.098	4.368	32.626	8,5%
aprilie 2026	67.347	36.392	4.539	26.416	7,0%
mai 2026	64.971	31.921	10.613	22.437	6,8%
iunie 2026	55.113	27.906	10.112	17.095	5,8%
iulie 2026	64.217	30.022	10.656	23.539	6,7%
TOTAL	957.449	508.191	94.839	354.419	100%



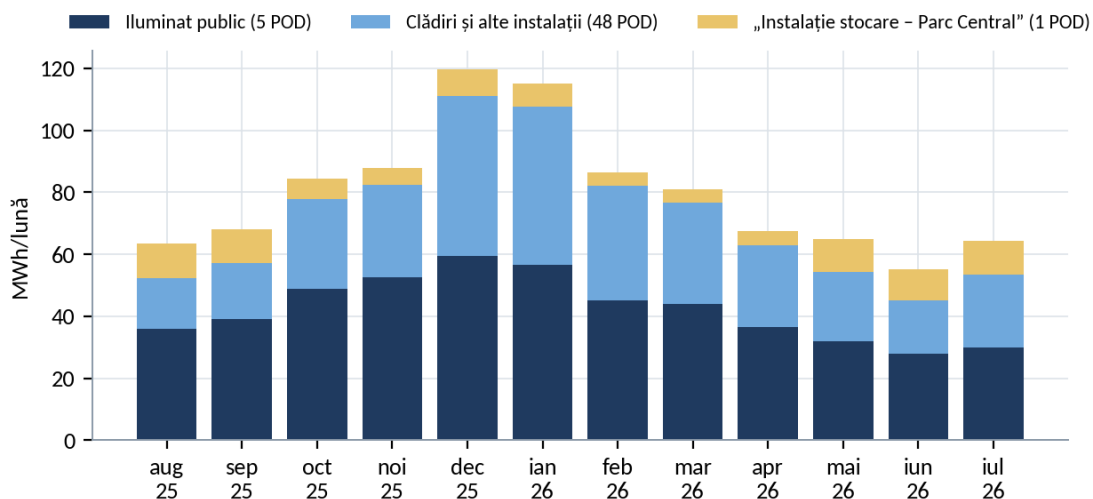


Figura 2.1 — Consumul lunar de referință pe categorii (54 de locuri de consum)

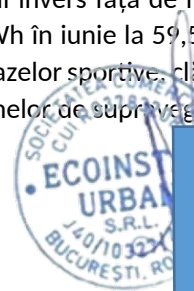
Tabelul 2.2 — Calitatea datelor de consum pe luni (kWh)

Luna	M — citire în lună	R — repartizare	E — estimare	N — fără index	Pondere M
august 2025	56.599	6.111	180	603	89,1%
septembrie 2025	62.216	4.948	180	583	91,6%
octombrie 2025	77.793	5.822	306	603	92,0%
noiembrie 2025	79.761	7.097	306	583	90,9%
decembrie 2025	112.081	6.661	306	603	93,7%
ianuarie 2026	107.439	6.629	306	603	93,4%
februarie 2026	78.846	6.674	306	564	91,3%
martie 2026	72.367	7.816	306	603	89,2%
aprilie 2026	60.836	5.577	351	583	90,3%
mai 2026	58.937	4.901	530	603	90,7%
iunie 2026	49.507	4.064	959	583	89,8%
iulie 2026	49.350	1.623	12.641	603	76,8%
TOTAL	865.732	67.923	16.677	7.117	90,4%

Estimarea din iulie 2026 (12.641 kWh) provine în cea mai mare parte (9.429 kWh) din valoarea convențională a Sălii de sport Sándor Péter, tratată în capitolul 2.3.6.

2.3.3. Structura consumului pe categorii și pe locuri de consum

Structura consumului explică, în bună măsură, arhitectura soluției. Iluminatul public — cinci locuri de consum, 508.191 kWh/an, 53,1% din total — funcționează noaptea și are un profil invers față de resursa solară, atât în cursul zilei, cât și de-a lungul anului: consumul lunar crește de la 27,9 MWh în iunie la 59,5 MWh în decembrie. Restul consumului, 449.258 kWh/an, este preponderent diurn și aparține bazelor sportive, clădirilor administrative și social-culturale, grădinițelor, stațiilor de pompare, semaforizării și sistemelor de supraveghere video.



Tabelul 2.3 — Consumul anual pe categorii funcționale

Categorie de consum	POD	Consum anual (kWh)	Pondere
Iluminat public	5	508.191	53,1%
Loc de consum „instalație stocare – Parc Central”	1	94.839	9,9%
Sport și agrement (bazin, săli, terenuri)	5	160.480	16,8%
Administrație și servicii publice	11	96.242	10,1%
Clădiri social-culturale	8	35.732	3,7%
Învățământ preșcolar	4	2.938	0,3%
Apă: stații de pompare și fântâni	13	18.617	1,9%
Siguranță și trafic (supraveghere video, semaforizare)	4	9.099	1,0%
Piețe, spații publice și iluminat festiv	3	31.311	3,3%
TOTAL	54	957.449	100%

Tabelul 2.4 — Primele 15 locuri de consum, în ordinea consumului anual

Nr.	Loc de consum	Cod NLC	kWh/an	Pondere	Cumulat
1	Iluminat public — Al. I. Cuza	7000560484	271.790	28,4%	28,4%
2	Iluminat public — str. Darwin	7000560505	210.753	22,0%	50,4%
3	Bazin didactic de înot	7003482346	110.040	11,5%	61,9%
4	Instalație stocare – Parc Central	7003250572	94.839	9,9%	71,8%
5	Primăria — sediu	7000561024	47.214	4,9%	76,7%
6	Cutie mobilă (str. Republicii 96)	7000561059	23.915	2,5%	79,2%
7	Prestare servicii publice — str. Aradului 51	7003674302	23.694	2,5%	81,7%
8	Casa Dropia	7003412177	23.596	2,5%	84,2%
9	Teren de sport (str. Sportului)	7000209634	17.575	1,8%	86,0%
10	Hala utilaje	7003578011	17.040	1,8%	87,8%
11	Sala de sport Nicolae Talpoș	7000561157	14.520	1,5%	89,3%
12	Sala de sport Sándor Péter	7000561071	14.479	1,5%	90,8%
13	Iluminat public — str. Puskin	7000560495	13.422	1,4%	92,2%
14	Iluminat public — str. Împăratul Traian	7000560516	10.066	1,1%	93,3%
15	Piața agroalimentară	7000561348	7.364	0,8%	94,0%



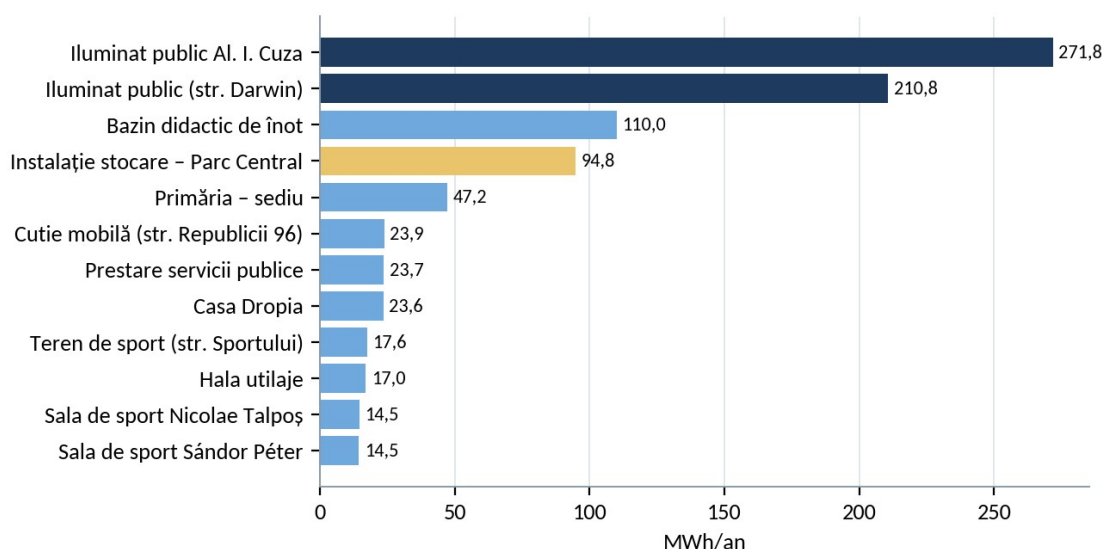


Figura 2.2 — Cele mai mari 12 locuri de consum ale municipiului (MWh/an)

Primele 15 locuri de consum totalizează 94,0% din consumul de referință; celelalte 39 de locuri de consum sunt mici — stații de pompare, fântâni, semaforizări, clădiri cu utilizare redusă —, iar șapte dintre ele au consum zero în fereastra analizată, fiind păstrate în registru pentru completitudine. Centralizatorul complet, pe locuri de consum, cu matricea lunară, adresele și sursa fiecărei valori, este prezentat în Anexa 3.

2.3.4. Iluminatul public — principalul consumator deservit

Tabelul 2.5 — Consumul lunar al celor cinci rețele de iluminat public (kWh, aug. 2025 – iul. 2026)

Rețea	aug	sep	oct	noi	dec	ian	feb	mar	apr	mai	iun	iul	Total
Al. I. Cuza	19.154	20.971	26.207	28.150	32.282	30.429	23.895	23.518	19.343	16.971	14.895	15.975	271.790
str. Darwin	15.018	16.103	20.259	21.877	24.359	23.381	18.978	18.354	15.162	13.273	11.528	12.461	210.753
str. Puskin	934	1.047	1.254	1.374	1.512	1.485	1.221	1.176	988	867	753	811	13.422
str. Împăratul Traian	703	802	963	1.043	1.184	1.109	898	870	719	630	550	595	10.066
str. Tincii	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	2.160
TOTAL	35.989	39.103	48.863	52.624	59.517	56.584	45.172	44.098	36.392	31.921	27.906	30.022	508.191

Rețelele Al. I. Cuza (14 contoare) și str. Darwin (13 contoare) însumează 95% din consumul iluminatului public. Raportul dintre luna cu consum maxim (decembrie, 59.517 kWh) și cea cu consum minim (iunie, 27.906 kWh) este 2,13, corespunzător duratei nopții. Iluminatul intră în funcțiune la apus, între circa 16:30 iarna și 21:00 vara, exact în fereastra în care sistemul de stocare restituie energia acumulată ziua. Această corespondență este fundamentul strategiei de operare a bateriei (capitolul 7.3.1): energia mutată de stocare în vârful de seară reprezintă, în fiecare lună, între 18% și 79% din consumul iluminatului public, deci poate fi absorbită integral numai de acesta.

2.3.5. Locurile de consum excluse din consumul de referință

Patru dintre cele 58 de locuri de consum nu au istoric complet pe fereastra de 12 luni și au fost excluse din consumul de referință, fără extrapolări și fără completări artificiale. Excluderea reduce consumul de referință cu 8.276 kWh/an (0,86%) și face ca valoarea C_{an} să fie conservatoare.



Tabelul 2.6 — Locurile de consum excluse din consumul de referință

Cod NLC	Loc de consum	Adresă	kWh documentați	Luni cu date	Motivul excluderii
7003819930	Creșa Mică	Str. Olimpiadei nr. 1	7.097	8	8 luni cu date (decembrie parțial, ianuarie–iulie complete), integral estimări de convenție (E)
7000561036	Pompă parc	Piața Libertății nr. 50	1.056	9	9 luni complete din 12
7003861057	Parc industrial de specializare inteligentă	Piața Iosif Vulcan nr. 1	123	2	loc de consum nou, 2 luni
7003845254	Parcul din zona Gării	Str. Republicii nr. 98C	0	4	loc de consum nou, 4 luni, consum zero
TOTAL	4 locuri de consum		8.276		

2.3.6. Aspecte ale bazei de consum care se clarifică înainte de depunere

Patru locuri de consum au particularități care nu afectează eligibilitatea dimensionării, dar trebuie documentate înainte de depunerea cererii de finanțare:

- „Instalație stocare – Parc Central” (NLC 7003250572, 94.839 kWh/an): denumirea din factură nu permite identificarea funcției tehnice a consumului; se va prezenta o notă a beneficiarului privind destinația locului de consum și poziția de măsurare;
- Sala de sport Sándor Péter (NLC 7000561071): consumul din iulie 2026 (9.429 kWh) este estimat convențional de distribuitor, față de 307 kWh citiți în iunie (de circa 30 de ori mai mult); se solicită indexul real și regularizarea;
- Cutie mobilă (NLC 7000561059): vârful din decembrie 2025 (17.367 kWh) indică un consum sezonier, cel mai probabil iluminatul festiv; se confirmă caracterul repetabil;
- Camere video (NLC 7003540309, 7.117 kWh/an) și iluminatul public din str. Tincii (2.160 kWh/an): cantități facturate pașal sau estimate integral; se solicită fundamentarea cantităților.

Chiar în ipoteza extremă în care aceste locuri de consum, împreună cu toate locurile de consum susceptibile de activitate economică (capitolul 2.3.8), ar fi eliminate din perimetru, consumul de referință ar scădea la 654.032 kWh/an, iar raportul R_{ac} ar deveni 0,758 — în continuare cu mult sub pragul de 1,10. Condiția de eligibilitate a dimensionării nu depinde, așadar, de aceste clarificări. Singura limită reală a datelor este lipsa curbelor de sarcină orare sau la 15 minute, care nu sunt disponibile în facturi; demonstrația autoconsumului se face, de aceea, pe bază anuală și lunară, conform ghidului (capitolul 4.3.7).

2.3.7. Situația amplasamentului și a instalațiilor existente

Amplasamentul este imobilul identificat prin CF 103645 Salonta, teren intravilan în suprafață de 27.100 m², categoria de folosință curți-construcții, împrejmuit, aflat în proprietatea publică a Municipiului Salonta, cotă 1/1. Extrasul de carte funciară pentru informare, emis la 16.09.2026, nu înscrie sarcini în partea a III-a. Pe imobil funcționează Stația de Epurare a municipiului, cu construcțiile și instalațiile aferente, inclusiv construcția C21 (post de transformare existent).

Stația de Epurare nu este inclusă printre locurile de consum ale proiectului, iar energia produsă nu este destinată consumului stației. Centrala nouă va avea propriul punct de racordare și propria măsură de decontare, separate fizic și contractual de instalația existentă a stației, astfel încât nu există dependență funcțională de măsurare sau de monitorizare față de postul C21. Pe amplasament nu există capacități fotovoltaice; proiectul este o capacitate nouă, nu o extindere.

Deficiențele pe care investiția le corectează sunt, în esență, următoarele:

- dependența integrală de energia cumpărată din rețea, la un preț mediu de 1,206 lei/kWh fără TVA, cu expunere directă la volatilitatea pieței;
- lipsa oricărei surse proprii de energie regenerabilă în portofoliul municipal, deși municipiul dispune de teren propriu adecvat;
- suprapunerea vârfului de consum al iluminatului public cu vârful de preț de seară al pieței, fără niciun mijloc de a muta în timp energia disponibilă ziua.

2.3.8. Activitățile economice ale beneficiarului

Ghidul condiționează finanțarea de caracterul strict auxiliar al activităților economice ale solicitantului — care nu depășesc 20% din capacitatea anuală totală a entității —, probat printr-un document emis de auditor și menținut pe toată durata implementării și a monitorizării prin separare contabilă.

Majoritatea consumului de referință aparține unor servicii publice fără caracter economic: iluminatul public, sediul primăriei, grădinițele, centrele pentru vârstnici, biblioteca, semaforizarea, stațiile de pompare. Câteva locuri de consum pot găzdui însă activități cu caracter economic, în măsura în care sunt exploatate contra cost: bazinul didactic de înot (110.040 kWh/an), piața agroalimentară (7.364 kWh/an), sălile și terenurile de sport, hala de utilaje și locurile de consum denumite „prestare servicii publice”. Beneficiarul va stabili, prin auditor, ponderea activităților economice raportată la capacitatea anuală totală a entității și va prezenta documentul la depunere. Testul de robustețe de la capitolul 2.3.6 arată că dimensionarea rămâne conformă chiar și în ipoteza excluderii integrale a acestor locuri de consum din perimetru.

2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung

Cererea relevantă pentru proiect este consumul propriu de energie electrică al municipiului, nu piața de energie. Pentru orizontul analizat, consumul de referință se consideră constant la nivelul celor 12 luni documentate. Ipoteza este prudentă: modernizarea iluminatului public cu surse LED poate reduce consumul acestuia, dar extinderea rețelei de iluminat, a sistemelor de supraveghere și a dotărilor publice acționează în sens invers. Chiar la o reducere ipotetică de 40% a consumului total, raportul R_{ac} ar ajunge la 0,864, sub pragul de 1,10.

Studiul nu invocă un consum viitor suplimentar și, în consecință, nu se sprijină pe un audit electroenergetic pentru majorarea consumului de referință. Dimensionarea se justifică exclusiv prin consumul existent, probat prin facturi.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivul general este acoperirea unei părți semnificative a consumului de energie electrică al serviciilor publice municipale din producție proprie regenerabilă, cu reducerea corespunzătoare a costurilor și a emisiilor. Obiectivele specifice sunt formulate ca ținte măsurabile, care se regăsesc în indicatorii din capitolul 5.4:

Tabelul 2.7 — Ținte măsurabile ale investiției (soluția recomandată)

Obiectiv specific	Țintă
Capacitate nouă de producere din surse solare (I.1)	0,39984 MW
Capacitate nouă de stocare (I.6)	0,90112 MWh
Producție anuală medie de energie regenerabilă (I.3)	496,059 MWh/an
Energie livrată anual consumului municipal	475,269 MWh/an
Acoperirea consumului anual de referință din producție proprie	49,6%
Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră (I.2)	291,930 tCO ₂ /an
Energie mutată anual din orele de zi în vârful de seară, prin stocare	205,825 MWh/an
Punere în funcțiune	ână la 31.12.2029

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

3.1. Particularități ale amplasamentului

a) Descrierea amplasamentului

Investiția are un singur amplasament: terenul Stației de Epurare Salonta, imobil CF 103645, intravilan, 27.100 m², proprietate publică a Municipiului Salonta, liber de sarcini la data extrasului consultat. Planul topografic vizat de OCPI (noiembrie 2023) delimitează în interiorul imobilului o **zonă studiată de 14.208 m²**, disponibilă pentru amplasarea obiectivului.

Necesarul de teren al centralei rezultă din criteriul de neumbrire între rânduri la amiaza solstițiului de iarnă (elevația solară de circa 19,8° la latitudinea amplasamentului). Pentru o înclinare de 35°, raportul de acoperire a terenului (lungimea mesei în pantă, circa 2,38 m, raportată la pasul de 5,80 m) este de aproximativ 0,41, iar câmpul fotovoltaic de 399,84 kWp ocupă în jur de 4.400–4.500 m². Împreună cu echipamentele de stocare, postul de transformare, căile de acces și culoarele de mentenanță, necesarul total se estimează la cel mult 6.000 m², adică sub jumătate din zona studiată. Suprafața nu este, prin urmare, o constrângere a proiectului; constrângerile reale sunt rețelele stației, accesul de exploatare și apa subterană. Poziția exactă a obiectelor se stabilește prin planul de situație, pe ridicarea topografică actualizată.

Dreptul asupra imobilului este un drept de proprietate publică, intabulat, care satisface condiția ghidului privind existența unui drept real valabil cel puțin cinci ani de la plata finală. Stația de epurare este exploatată de un operator regional în baza unui contract de delegare, iar zona propusă nu face obiectul bunurilor delegate; prin urmare, delegarea nu restrânge dreptul municipiului de a realiza investiția.

b) Relațiile cu zonele învecinate, accesuri existente și căi de acces posibile

Accesul se face pe drumurile interioare ale stației de epurare, din rețeaua stradală a municipiului. Lucrările și exploatarea centralei nu trebuie să blocheze circulațiile operaționale ale stației, accesul autospecialelor și căminele rețelilor. Traseele noi se proiectează astfel încât traversările drumurilor interne să fie protejate mecanic, semnalizate și accesibile pentru întreținere. Pentru faza de execuție se va stabili, împreună cu operatorul stației, o fazare a lucrărilor care menține exploatarea neîntreruptă.

c) Orientarea propusă față de punctele cardinale

Câmpul fotovoltaic se orientează spre Sud (azimut 0°), cu înclinare fixă de 35° față de orizontală. Alegerea este fundamentată în capitolul 3.2.2: înclinarea de 35° mută producția spre semestrul rece, în care consumul municipal este maxim, și favorizează autocurățarea modulelor de zăpadă și de depuneri.

d) Surse de poluare existente în zonă

Stația de epurare este o sursă de mirosuri și de atmosferă umedă, potențial agresivă chimic pentru elementele metalice. Pentru structuri, împrejurimi, carcase și incintele de stocare se prevăd protecții anticorozive dimensionate pentru categoria de corozivitate a amplasamentului, stabilită la proiectul tehnic. Proiectul nu introduce surse noi de poluare în exploatare: centrala nu are emisii, iar zgomotul echipamentelor (ventilația invertoarelor și a incintelor climatizate) este redus și localizat.

e) Date climatice și particularități de relief

Amplasamentul se află în Câmpia de Vest, la o altitudine de circa 92 m, pe teren plan. Clima este temperat-continentală, cu veri calde și ierni moderate. Resursa solară, determinată prin PVGIS-SARAH3 pe seria 2005–2023, conduce la o producție specifică de circa 1.241 kWh/kWp/an pentru orientarea adoptată. Adâncimea de îngheț indicată de studiul geotehnic este de 70–80 cm. Încărcările climatice din vânt și zăpadă se determină la proiectul tehnic, conform codurilor de proiectare în vigoare.

f) Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare sau protejare

Pe amplasament și în vecinătatea sa sunt documentate conducte, cămine, cabluri, platforme și stâlpi aparținând stației de epurare și o linie electrică aeriană de 20 kV. Proiectul nu presupune absența interferențelor: înainte de proiectul tehnic se face detecția rețelor subterane și se stabilesc culoarele de exploatare. Soluția de amplasare urmărește evitarea relocărilor; acolo unde protejarea sau relocarea devine inevitabilă, lucrările se fac numai cu acordul administratorilor rețelor.

g) Posibile obligații de servitute

Nu sunt identificate servituți înscrise în cartea funciară. Culoarul de protecție al liniei aeriene de 20 kV se respectă conform avizului administratorului rețelei. Traseul racordului de medie tensiune până la punctul de delimitare se stabilește prin avizul tehnic de racordare și poate impune un drept de uz și servitute în favoarea operatorului de distribuție pentru instalația de racordare.

h) Condiționări constructive decurgând din starea tehnică a rețelor existente

Centrala nu se racordează la instalația electrică a stației de epurare, ci are punct de racordare propriu; starea postului de transformare existent C21 nu condiționează, așadar, soluția. Condiționările constructive provin din rețelele subterane ale stației — care impun trasee ocolitoare sau traversări protejate — și din drenajul platformei, care nu trebuie să descarce necontrolat în exterior sau în instalațiile stației.

i) Reglementări urbanistice aplicabile zonei

Terenul este intravilan, în domeniul public al municipiului, cu funcțiune de utilitate publică (echipare edilitară). Regimul urbanistic se stabilește prin certificatul de urbanism, care se va solicita într-o etapă următoare. Se verifică de asemenea situația Planului Urbanistic General al municipiului în raport cu termenele de actualizare prevăzute de Codul amenajării teritoriului, urbanismului și construcțiilor, deoarece un PUG neactualizat în termen poate restrânge accesul la finanțări nerambursabile.

j) Monumente istorice, situri arheologice

Pe amplasament nu sunt semnalate monumente istorice sau situri arheologice. Terenul este deja amenajat și ocupat de o funcțiune tehnico-edilitară. Situația se va confirma prin certificatul de urbanism.

k) Studii de teren disponibile

Studiul topografic. Planul topografic vizat de OCPI în noiembrie 2023 constituie baza geometrică a studiului. Pentru proiectul tehnic se face o completare punctuală, nu un studiu nou integral: cote și obstacole în zonele PV, de stocare și a postului de transformare, trasee, cămine și rețele vizibile.

Studiul geotehnic. Studiul geotehnic nr. 23.182/2023, elaborat pentru un parc fotovoltaic pe același amplasament, descrie următoarea stratificație și recomandări:



Tabelul 3.1 — Date geotehnice relevante pentru fundarea obiectelor

Parametru	Valoare din studiu	Consecința pentru proiect
Pământ vegetal și umpluturi	0,40–0,60 m	decoptare și refacere controlată a platformelor
Strat coeziv	2,80–3,90 m; p_{conv} 200–300 kPa	sensibil la umezire; drenaj obligatoriu
Depozite nisipoase	investigate 0,80–4,80 m; p_{conv} 250–350 kPa	verificări la stări limită
Nivelul apei subterane	2,50–3,60 m	drenaj și măsuri de execuție a săpăturilor
Fundare construcții / blocuri PV	minimum 1,00 m sub cota terenului natural	recomandare preliminară, confirmată prin calcul
Ancore elicoidale	încăstrare minimum 1,50 m	încercări de smulgere în poziții reprezentative
Acțiunea seismică	$a_g = 0,10$ g; $T_c = 0,7$ s	calcul structural conform P100-1
Adâncimea de îngheț	70–80 cm	cota de fundare și pozarea traseelor
Încadrare geotehnică preliminară	risc geotehnic redus, categoria 1	se confirmă pentru amplasarea actuală

Informațiile sunt valabile pentru evaluarea preliminară. Tipul fundației pentru structura panourilor — ancoră elicoidală, profil bătut sau bloc de beton — și fundarea platformelor de stocare și a postului de transformare se definitivează prin calcul la proiectul tehnic și, pentru ancore sau profile bătute, prin încercări de batere și smulgere în pozițiile rezultate din planul de situație.

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

3.2.1. Principiul de construire a soluțiilor și elementele comune

Cele două soluții tehnico-economice au fost construite astfel încât să difere numai prin ceea ce contează pentru cost, pentru energia livrată și pentru risc — **arhitectura sistemului de stocare** — și să păstreze identice toate celelalte date, pentru ca rezultatele să poată fi comparate direct, fără ajustări:

- același amplasament și același câmp fotovoltaic: 588 module $\times$ 680 Wp = 399,84 kWp DC, orientare Sud, înclinare 35°, opt rânduri Est-Vest;
- aceeași resursă solară și aceeași serie orară meteorologică (PVGIS-SARAH3, 2005–2023, 19 ani, pierderi de sistem 14%);
- aceeași putere AC a centralei, 400 kW, și aceeași limită de putere evacuată în punctul de delimitare, 400 kW, impusă prin management dinamic al puterii;
- același post de transformare de 630 kVA, aceeași racordare pe medie tensiune și aceeași frontieră de măsurare;
- aceeași putere nominală a stocării, 400 kW, și aceeași fereastră de operare a bateriei (SOC 10–100%);
- aceeași regulă de operare: bateria se încarcă exclusiv din producția proprie și se descarcă uniform în patru ore zilnice, alese după semnalul de preț al pieței pentru ziua următoare;
- același orizont economic (20 de ani), aceeași rată reală de actualizare (4%), aceeași bază de preț, același curs de schimb și aceeași regulă de calcul a capitolelor dependente ale devizului.

Diferența dintre soluții este locul în care bateria este cuplată în lanțul de conversie. În **Soluția 1**, bateria este conectată pe partea de curent continuu a invertoarelor hibride, care preiau atât energia panourilor, cât și pe cea a bateriei; energia stocată trece printr-o singură conversie la încărcare și una la descărcare. În **Soluția 2**, producția panourilor se convertește în curent alternativ de invertoare fotovoltaice dedicate, iar stocarea este un sistem separat, conectat pe bara de curent alternativ prin propriul convertor bidirecțional (PCS) și printr-un transformator de adaptare 0,69/0,4 kV; energia stocată trece prin inverterul fotovoltaic, transformator și PCS la încărcare, și invers la descărcare.

Centrala fără stocare nu este analizată ca soluție: apelul finanțează exclusiv capacități de producere cu stocare integrată, iar o centrală fără baterie nu ar putea deplasa energia produsă ziua în vârful de seară al iluminatului public. **Scenariul fără investiție**, folosit ca scenariu de referință în analiza cost-beneficiu, este menținerea situației actuale: municipiul cumpără integral din rețea cei 957.449 kWh/an, la un cost net recurent de circa 1,15 milioane lei/an fără TVA, fără nicio sursă proprie de energie.

Tabelul 3.2 — Parametrii comuni ai celor două soluții

Parametru comun	Valoare	Sursa
Module fotovoltaice	588 × 680 Wp, siliciu monocristalin	lista de cantități, PV-SOL-01
Putere instalată DC / AC	399,84 kWp / 400 kW	—
Geometrie	Sud (azimut 0°), înclinare 35°, 8 rânduri Est-Vest, pas 5,80 m	plan de amplasament A-01
Producție medie anuală	496.058,57 kWh/an	raport PVGIS, 25.09.2026
Putere nominală stocare	400 kW, în ambele sensuri	condiția AC.4
Fereastra de operare a bateriei	SOC 10–100% (adâncime de descărcare 90%)	decizie de proiect
Limita de putere evacuată (PCC)	400 kW, provizoriu până la ATR	ghid; ATR
Post de transformare	PTAB 630 kVA, 0,4 kV / MT, în anvelopă de beton	lista de cantități, RAC-MT-04
Racordare	medie tensiune 20 kV, din LEA Salonta – Avicola Ciomeghiu; soluția definitivă prin ATR	planșele A-02, A-03

3.2.2. Câmpul fotovoltaic — element comun al soluțiilor

Orientarea și înclinarea. Câmpul se orientează spre Sud (azimut 0°), cu înclinare fixă de 35° față de orizontală. Înclinarea este apropiată de optimul anual pentru latitudinea amplasamentului (46,8° N) și a fost aleasă pentru trei efecte care lucrează în favoarea proiectului: mută o parte din producție spre semestrul rece, în care consumul municipal este maxim și acoperirea din producție proprie este minimă; favorizează alunecarea zăpezii și spălarea naturală a depunerilor, efecte nemodelate de PVGIS și importante tocmai iarna; reduce expunerea suprafeței modulelor la grindină față de o montare apropiată de orizontală. Terenul disponibil nu constituie o constrângere care să impună o înclinare mai mică: la pasul de 5,80 m, câmpul ocupă circa 4.500 m², sub o treime din zona studiată topografic.

Modulele. Câmpul cuprinde 588 de module fotovoltaice cu puterea nominală de 680 Wp, din siliciu monocristalin de înaltă eficiență (eficiență la STC de cel puțin 23%), cu toleranță exclusiv pozitivă a puterii și tensiune maximă de sistem de 1.500 V DC. Modulele se montează într-un singur rând pe verticală (portret) pe structura fiecărui rând, cu latura lungă înclinată la 35°; adâncimea proiectată a unui rând este de circa 1,95 m. Cerințele minime pentru module — rezistență mecanică, garanții de produs și de performanță, standarde — sunt definite în Anexa 2.

Geometria câmpului. Pe baza planului de amplasament A-01, câmpul se organizează în opt rânduri paralele, pe direcția Est-Vest (module orientate spre Sud), la un pas de 5,80 m, care evită umbrirea reciprocă la amiaza solstițiului de iarnă (elevația solară de circa 19,8°). Lungimea rândurilor urmează conturul zonei disponibile, delimitată de construcțiile stației de epurare, de culoarul de protecție al liniei aeriene de 20 kV și de drumul de exploatare. Configurația de referință verificată la nivelul studiului de fezabilitate este următoarea:



Tabelul 3.3 — Configurația de referință a câmpului fotovoltaic pe rânduri

Rând	Module	Șiruri de 14 module	Putere (kWp)	Lungime aproximativă (m)
R1	112	8	76,16	148,2
R2	112	8	76,16	148,2
R3	112	8	76,16	148,2
R4	84	6	57,12	111,1
R5	70	5	47,60	92,6
R6	56	4	38,08	74,1
R7	28	2	19,04	37,0
R8	14	1	9,52	18,5
TOTAL	588	42	399,84	—

Configurația de referință folosește **42 de șiruri a câte 14 module**, adică 588 de module. Lungimea șirului se verifică la proiectul tehnic pe fișa modulului ales: tensiunea de mers în gol la temperatura minimă a amplasamentului nu trebuie să depășească tensiunea maximă admisă de intrarea inverterului, iar tensiunea de lucru la temperatura maximă trebuie să rămână în domeniul de urmărire a punctului de putere maximă (MPPT). Dacă modulul oferit are alte caracteristici electrice, numărul de module pe șir se ajustează, cu condiția ca puterea totală să rămână cel mult 400,00 kWp DC.

Structurile și fundațiile. Structurile de susținere sunt fixe, din oțel protejat anticoroziv pentru categoria de corozivitate a amplasamentului (atmosfera umedă a stației de epurare), dimensionate la vânt, zăpadă, acțiunea seismică ($a_g = 0,10\text{ g}$) și acțiunile de montaj și exploatare. Tipul fundației — ancoră elicoidală, profil bătut sau bloc de beton — rezultă din calculul structural și din încercările de batere și smulgere în poziții reprezentative (capitolul 3.1.k); studiul geotehnic recomandă încastrarea ancorelor elicoidale pe minimum 1,50 m și atrage atenția asupra sensibilității la umezire a stratului coeziv, ceea ce impune drenajul platformelor.

Circuitele de curent continuu și protecțiile. Cablurile de curent continuu sunt cabluri solare certificate, rezistente la radiații UV, pozate pe structură în jgheaburi sau pe cabluri purtătoare și, între rânduri și echipamente, în tub de protecție îngropat. Secțiunile se dimensionează la curent, temperatură, grupare și cădere de tensiune. Conectorii aparțin aceluiași sistem compatibil, fără amestecarea familiilor de conectori. Protecțiile de curent continuu — separatoare sub sarcină, siguranțe de șir unde numărul de șiruri în paralel o impune, descărcătoare de supratensiune tip 2 — se amplasează la intrarea în invertoare sau în cutii de joncțiune dedicate.

Legarea la pământ și protecția la trăsnet. Toate părțile metalice — structuri, rame, carcase, incinte, cabinete — se leagă la o instalație comună de legare la pământ, interconectată cu priza postului de transformare. Protecția externă la trăsnet se dimensionează pe baza analizei de risc conform seriei SR EN 62305, iar descărcătoarele de supratensiune se coordonează pe circuitele de curent continuu, de curent alternativ, de medie tensiune și de comunicații.

3.2.3. Soluția 1 — stocare cuplată în curent continuu (DC-coupled), cu rackuri de baterii

a) Principiul și arhitectura

Soluția 1 folosește **invertoare hibride**, care au, în aceeași carcasă, intrări MPPT pentru șirurile de module, un port de baterie de înaltă tensiune în curent continuu și o ieșire trifazată în curent alternativ. Energia panourilor poate fi trimisă direct în rețea, prin etajul de ieșire al inverterului, sau poate încărca bateria direct în curent continuu, fără a fi transformată mai întâi în curent alternativ. Seara, bateria se descarcă prin același etaj de ieșire. Inverterul hibrid este deci unicul convertor de putere al centralei, atât pentru producție, cât și pentru stocare.

Centrala este organizată în **patru insule identice** de conversie și stocare. Fiecare insulă cuprinde două invertoare hibride de 50 kW (100 kW pe insulă) și patru rackuri de baterii de înaltă tensiune de câte 56,32 kWh (225,28 kWh pe insulă), montate într-o incintă exterioară climatizată. Fiecare rack se conectează la un port de baterie al

inverterului prin legături dedicate, scurte și protejate, fără o magistrală comună de curent continuu între invertoare. Insulele debitează, prin câte o plecare de 100 kW, în tabloul general colector de 0,4 kV, iar acesta în postul de transformare de 630 kVA (figura 3.1).

Total: 588 module $\times$ 680 Wp = 399,84 kWp DC | 8 $\times$ 50 kW = 400 kW AC | BESS 16 $\times$ 56,32 kWh = 901,12 kWh / 400 kW

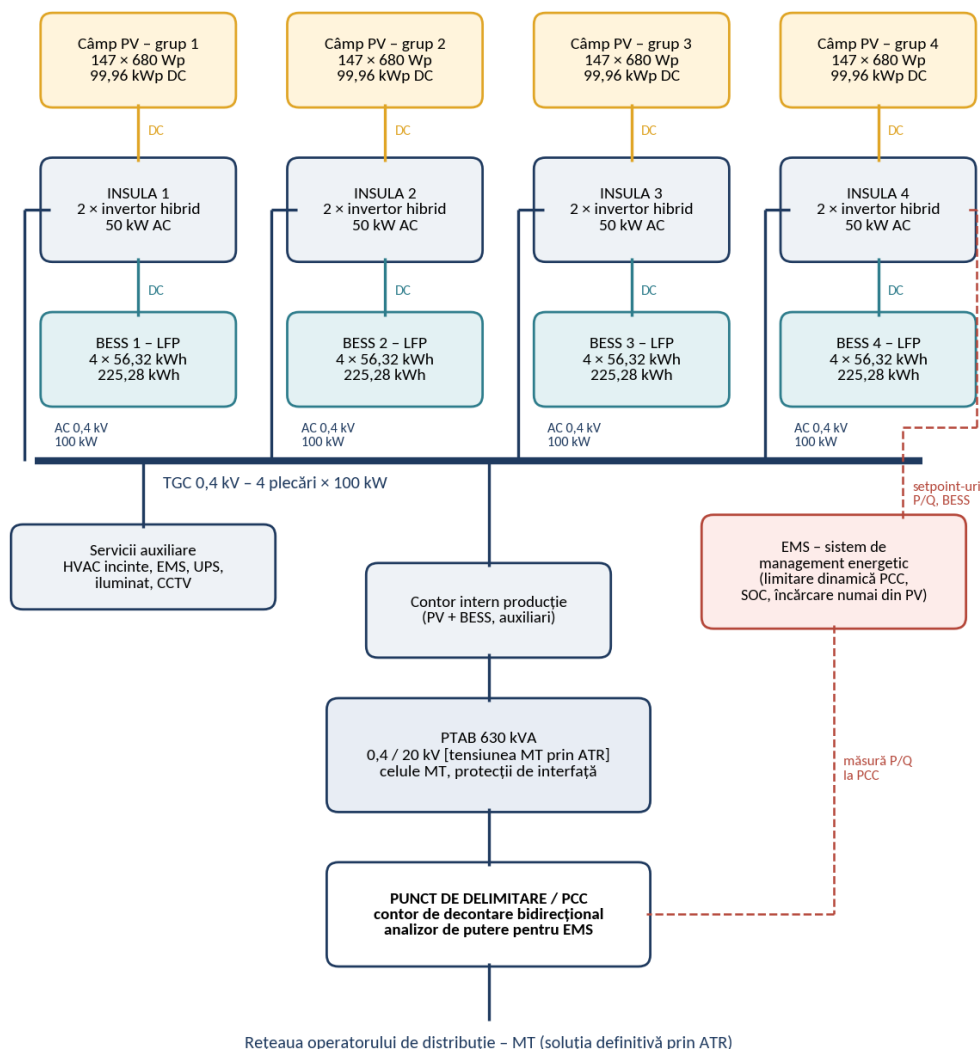


Figura 3.1 — Schema monofilară conceptuală a Soluției 1 (valorile pe grupuri sunt medii; repartizarea exactă pe șiruri — tabelul 3.5)

Tabelul 3.4 — Organizarea sistemului de conversie și stocare în Soluția 1

Insula	Invertoare hibride	Rackuri de baterii	Putere	Energie nominală	Energie utilizabilă (90%)
Insula 1	2 $\times$ 50 kW	4 $\times$ 56,32 kWh	100 kW	225,28 kWh	202,75 kWh
Insula 2	2 $\times$ 50 kW	4 $\times$ 56,32 kWh	100 kW	225,28 kWh	202,75 kWh
Insula 3	2 $\times$ 50 kW	4 $\times$ 56,32 kWh	100 kW	225,28 kWh	202,75 kWh
Insula 4	2 $\times$ 50 kW	4 $\times$ 56,32 kWh	100 kW	225,28 kWh	202,75 kWh
TOTAL	8 $\times$ 50 kW	16 rackuri	400 kW	901,12 kWh	811,01 kWh

Cele 42 de șiruri se repartizează pe cele opt invertoare astfel încât fiecare insulă să primească aproximativ un sfert din puterea câmpului. Configurația de referință este 5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 6 + 6 șiruri pe inverter, adică 70 sau 84 de module pe inverter:

Tabelul 3.5 — Repartizarea de referință a șirurilor pe invertoare, Soluția 1

Insula	Invertoare	Șiruri	Module	Putere DC (kWp)	Raport DC/AC
Insula 1	INV 1.1 + INV 1.2	5 + 5	140	95,20	0,952
Insula 2	INV 2.1 + INV 2.2	5 + 5	140	95,20	0,952
Insula 3	INV 3.1 + INV 3.2	5 + 6	154	104,72	1,047
Insula 4	INV 4.1 + INV 4.2	5 + 6	154	104,72	1,047
TOTAL	8 invertoare	42	588	399,84	1,000

Pe invertoarele cu 6 șiruri (57,12 kWp DC la 50 kW AC), raportul DC/AC local de 1,14 nu produce limitare semnificativă: la înclinarea de 35° și pierderile de sistem de 14%, puterea DC de vârf rămâne sub puterea nominală AC. Repartizarea definitivă pe intrările MPPT se stabilește la proiectul tehnic.

b) Invertoarele hibride

Invertoarele sunt trifazate, bidirecționale, cu cuplarea PV–stocare în curent continuu, cu puterea nominală de 50 kW AC fiecare și cu o putere de încărcare/descărcare a bateriei de cel puțin 50 kW pe unitate. Randamentul maxim este de cel puțin 97,5%, conținutul de armonici de curent la putere nominală de cel mult 3%, iar factorul de putere este reglabil conform cerințelor operatorului de distribuție. Invertoarele au funcții de rețea integrate — protecție anti-insularizare, protecții de tensiune și frecvență, reglaj P/Q, limitare dinamică a puterii — și comunicație industrială documentată către EMS. Se montează în exterior, grad de protecție IP65, pe structura insulei, în imediata apropiere a incintei bateriilor, la umbră, pentru a reduce reducerea termică a puterii și sarcina termică din incintă.

c) Sistemul de stocare

Stocarea folosește baterii **litu-fier-fosfat (LFP)** — tehnologie cu stabilitate termică ridicată, fără cobalt, admisă de ghid; nu se folosesc baterii pe bază de plumb, nichel-cadmium sau nichel-metal-hidruură. Fiecare rack de înaltă tensiune are 56,32 kWh și este alcătuit din 11 module de 5,12 kWh, cu sistem propriu de management al bateriei (BMS) care monitorizează tensiunea și temperatura fiecărei celule, starea de încărcare (SOC) și starea de sănătate (SOH), echilibrează celulele și comandă protecțiile. Topologia de conectare este un rack pe port de baterie, două rackuri pe inverter.

Rackurile, cu grad de protecție IP20, se instalează în patru **mini-incinte exterioare climatizate**, câte una pe insulă, de circa 3,0 × 2,2 × 2,5 m, pe platforme de beton drenate de circa 3,2 × 6,0 m, cu cota finită ridicată față de teren. Incintele asigură protecția la intemperii, menținerea temperaturii în fereastra garantată de producător, ventilația, detecția de fum, temperatură și gaze, alarmarea, oprirea de urgență și mijloacele de stingere prevăzute de scenariul de securitate la incendiu. Conform planului de amplasament A-01, cele patru insule se dispun la capetele de vest ale perechilor de rânduri, lângă drumul de exploatare, ceea ce scurtează traseele și permite intervenția fără pătrunderea în câmpul de panouri.

Consumul de climatizare al incintelor a fost modelat termic, pe seria orară de temperatură, pentru trei ipoteze de anvelopă. În ipoteza centrală (coeficient de transfer 0,45 W/m²K, 0,2 schimburi de aer pe oră, consemn de încălzire 15 °C și de răcire 25 °C), consumul este de **1.271 kWh/an**, cu un interval de sensibilitate de 360–4.776 kWh/an între o anvelopă foarte bună și una slabă. La acesta se adaugă o bază provizorie de 5.000 kWh/an pentru celelalte servicii auxiliare (EMS, BMS, ventilație, iluminat, supraveghere, pierderi de mers în gol ale transformatorului), astfel încât consumul auxiliar total modelat este de **6.271 kWh/an**; din acesta, 3.030 kWh/an se importă din rețea, în orele fără producție.



Tabelul 3.6 — Parametrii sistemului de stocare, Soluția 1

Parametru	Valoare	Observație
Tehnologie	litiiu-fier-fosfat (LFP)	admisă de ghid
Capacitate nominală	901,12 kWh = $16 \times 56,32$ kWh	$1.6 = 0,90112$ MWh
Putere nominală de încărcare / descărcare	400 kW / 400 kW	AC.4: $400 / 399,84 = 1,0004$
Durata la puterea eligibilă	2,25 h	AC.5: interval admis 2–4 h
Fereastra de operare / energie utilizabilă	SOC 10–100% / 811,01 kWh	90% din capacitatea nominală
Randament de calcul	96% la încărcare, 96% la descărcare	tur-retur 92,16%
Cicluri anuale (fereastra SOC) / echivalente complete	264,96 / 238,46	model orar, medie 19 ani
Cicluri cumulate în 20 de ani	circa 5.300 (fereastra SOC)	sub pragul de 6.000 cerut garanției (Anexa 2)
Garanție minimă cerută	≥ 10 ani și energie cumulată ≥ 6.000 de cicluri	BESS-09, Anexa 2
Climatizare (ipoteza centrală)	1.271 kWh/an	interval 360–4.776 kWh/an

d) Regimul de funcționare și sistemul de management al energiei (EMS)

Funcționarea centralei este coordonată de un **sistem de management al energiei (EMS)** care citește măsurările din punctul de delimitare, puterea și starea fiecărei insule, starea de încărcare a bateriilor și consumul auxiliar, și transmite consemnele invertoarelor. Regulile de operare sunt:

- **ziua**, producția panourilor alimentează mai întâi serviciile auxiliare; restul se împarte între injecția directă în rețea și încărcarea bateriei, în limita puterii de încărcare și a stării de încărcare maxime (100%);
- **încărcarea bateriei din rețea este interzisă** — prin configurația invertoarelor și prin logica EMS — și verificată permanent din măsurarea internă: energia încărcată nu poate depăși, în niciun interval, energia produsă de panourile insulei respective;
- **seara**, bateria se descarcă uniform în patru ore, alese zilnic după semnalul de preț al pieței pentru ziua următoare, care reflectă vârful de cerere al sistemului; în 80,6% din zile aceste ore cad în intervalul 16:00–22:00, în care pornește iluminatul public;
- bateria nu se încarcă și nu se descarcă simultan, iar starea de încărcare nu coboară sub 10%;
- **puterea totală evacuată** — producție directă plus descărcare — nu depășește în niciun moment consemnul de 400 kW; EMS-ul reduce la nevoie descărcarea sau producția;
- la pierderea tensiunii rețelei, protecția anti-insularizare deconectează centrala; reconectarea se face automat, după revenirea parametrilor în limitele admise; la pierderea comunicației, invertoarele revin la un consemn prestabilit care nu poate depăși pragul autorizat.

Sistemul de management dinamic al puterii. Ghidul impune integrarea unui sistem capabil să monitorizeze în timp real fluxurile din punctul de delimitare și să plafoneze instantaneu și automat injecția în rețea la pragul maxim autorizat de 400 kW. Soluția 1 îndeplinește cerința pe două niveluri independente. La nivel constructiv, puterea nominală însumată a celor opt invertoare este de 400 kW AC, astfel încât ieșirea în curent alternativ a centralei — din panouri și din baterie, cumulat — nu poate depăși 400 kW, indiferent de producție sau de starea bateriei. La nivel de comandă, EMS-ul citește puterea în punctul de delimitare prin analizorul de putere și transmite invertoarelor, în buclă închisă, consemnul de putere activă, implicit 400 kW și reducibil la valoarea stabilită prin ATR; timpul de răspuns al buclei se asumă, ca cerință de performanță, sub o secundă la variații treptate. În simularea orară pe 19 ani, puterea maximă evacuată a fost de 400,00 kW, iar energia limitată a fost nulă.

e) Racordarea și măsurarea

Cele patru insule debitează, prin câte o plecare de 100 kW, în tabloul general colector de 0,4 kV, care alimentează și serviciile auxiliare ale centralei. Tabloul colector se conectează la postul de transformare în anvelopă de beton de 630 kVA, 0,4 / 20 kV, echipat cu celule de medie tensiune cu întrerupător, protecție de interfață și servicii interne. Conform schemei monofilare A-03, racordarea se face printr-un cablu de medie tensiune până la punctul de delimitare, la stâlpul de derivație din LEA 20 kV Salonta – Avicola Ciumeghiu, care traversează amplasamentul; tensiunea nominală, punctul de delimitare, schema de măsurare și lucrările din rețeaua operatorului se stabilesc prin avizul tehnic de racordare (ATR).

Transformatorul de 630 kVA este dimensionat pentru puterea de 400 kW AC cu o rezervă care acoperă funcționarea cu factor de putere impus de operator, serviciile auxiliare și reducerea capacității de încărcare la temperaturi ridicate. Postul de transformare este tratat ca parte a instalației de utilizare, rămasă în proprietatea beneficiarului; încadrarea sa se confirmă prin ATR. Dacă ATR-ul îl va încadra în instalația de racordare, costul său devine neeligibil — riscul este tratat în capitolul 4.9 și nu modifică grantul, deoarece cheltuielile eligibile depășesc oricum plafonul.

Proiectul prevede trei niveluri de măsurare: contorul de decontare bidirecțional din punctul de delimitare, cu curbă de sarcină, conform cerințelor operatorului de distribuție; măsurarea internă a producției fotovoltaice, a fluxurilor de încărcare și descărcare ale fiecărei insule și a consumului auxiliar, cu achiziție în EMS la cel mult 15 minute și păstrare locală a datelor cel puțin 12 luni; analizorul de putere din punctul de delimitare, pentru bucla de limitare a injectiei. Din aceste măsurări rezultă, pentru orice interval, că energia încărcată în baterie provine integral din producția proprie și că puterea evacuată nu a depășit pragul autorizat.

f) Performanța energetică

Pe seria orară 2005–2023, Soluția 1 încarcă în baterie 223.834,51 kWh/an și descarcă 206.285,88 kWh/an; pierderile de stocare sunt de 17.548,63 kWh/an (3,5% din producție). Energia livrată consumului municipal este de **475.268,81 kWh/an**, din care 269.443,50 kWh/an direct din panouri și 205.825,31 kWh/an din baterie, în vârful de seară. Bilanțul detaliat este prezentat în capitolul 4.3.4 și în Anexa 5.

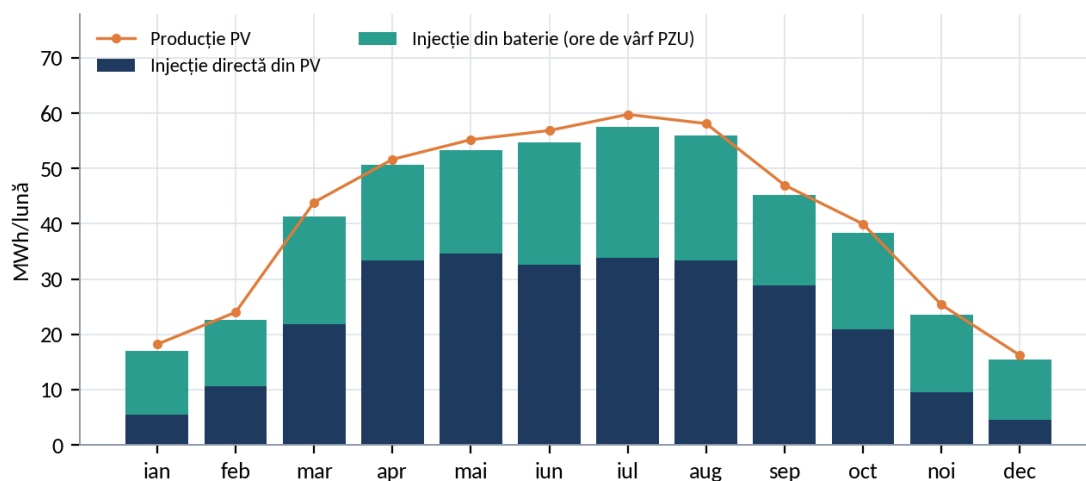


Figura 3.2 — Structura lunară a energiei livrate, Soluția 1 (medie 2005–2023)



g) Costul soluției

Tabelul 3.7 — Costurile directe ale Soluției 1, pe obiecte (lista de cantități)

Obiect	EUR fără TVA	lei fără TVA
Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic	77.675,61	409.039,76
Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare	131.934,04	694.764,65
Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS	16.326,87	85.977,30
Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare	80.315,42	422.941,00
Costuri directe comune (teren, racordare, organizare, probe, asistență)	18.566,81	97.772,82
TOTAL costuri directe din BOM	324.818,75	1.710.495,54

Valoarea totală a investiției, după adăugarea costurilor generale (capitolul 3), a cheltuielilor diverse și neprevăzute (5.3) și a capitolului 7, este de 2.688.419,66 lei (510.524,05 EUR) fără TVA — devizul general din Anexa 6 și devizele pe obiecte din Anexa 7.

h) Indicatorii de eligibilitate și de program

Tabelul 3.8 — Indicatorii de eligibilitate, Soluția 1

Indicator	Valoare	Condiție	Marjă
I.1 Capacitate eligibilă	0,39984 MW	min(AC; DC)	—
I.6 Capacitate de stocare	0,90112 MWh	capacitate nominală	—
AC.3 R _{ac}	0,5181	≤ 1,10	53% sub prag
AC.4 R _p	1,0004	≥ 1,00	+0,04%; protejată prin regula PV-01/BESS-02
AC.5 E _{stoc}	901,12 kWh	799,68 – 1.599,36 kWh	+12,7% peste minim
Putere evacuată maximă	400 kW	≤ 400 kW	limitare constructivă și prin EMS

i) Avantaje, dezavantaje și riscuri specifice

Tabelul 3.9 — Avantajele și dezavantajele Soluției 1

Avantaje	Dezavantaje și riscuri specifice
o singură treaptă de conversie pe calea energiei stocate (tur-retur 92,16%)	funcțiile de producție și de stocare depind de același invertor: defectarea unui invertor oprește 50 kW de producție și două rackuri
capacitate nominală mai mare (901,12 kWh) la același cost al ramurii de stocare	compatibilitatea baterie – invertor – EMS trebuie confirmată formal, cu menținerea garanțiilor
o singură transformare (PTAB), consum auxiliar redus (6.271 kWh/an)	garanția rackurilor nu declară explicit numărul de cicluri; se impune scrisoare de garanție cu energie cumulată ≥ 6.000 de cicluri
arhitectură distribuită în patru insule: un defect afectează cel mult un sfert din stocare; mentenanță pe o insulă fără oprirea centralei	patru incinte climatizate de întreținut; climatizarea trebuie dimensionată pe temperatura maximă a amplasamentului
limitarea injecției este asigurată constructiv (400 kW AC instalați) și prin comandă	marjă mică la AC.4 (0,04%), care impune interdicția creșterii puterii DC peste 400 kWp
date tehnice și de cost mature, rezultate energetice stabilizate	—

3.2.4. Soluția 2 — stocare cuplată în curent alternativ (AC-coupled), cu convertor dedicat (PCS)

a) Principiul și arhitectura

Soluția 2 separă complet conversia fotovoltaică de conversia stocării. Producția panourilor se convertește în curent alternativ prin **4 invertore fotovoltaice de șir de 100 kW** (400 kW), racordate direct pe bara de 0,4 kV a tabloului general. Stocarea este un sistem autonom, format din **două cabinete integrate în curent alternativ** de câte 200 kW

/ 418 kWh, fiecare cu baterie LFP, convertor bidirecțional propriu (PCS), BMS, EMS local, răcire cu lichid și sistem propriu de protecție la incendiu. Cabinetele funcționează la tensiunea de 690 V și se conectează la bara de 0,4 kV printr-un tablou de 690 V și un **transformator bidirecțional dedicat 0,69/0,4 kV** de minimum 500 kVA (figura 3.3).

Total: 588 module $\times$ 680 Wp = 399,84 kWp DC | 4 $\times$ 100 kW invertore PV | BESS 2 $\times$ 200 kW / 418 kWh = 400 kW / 836 kWh

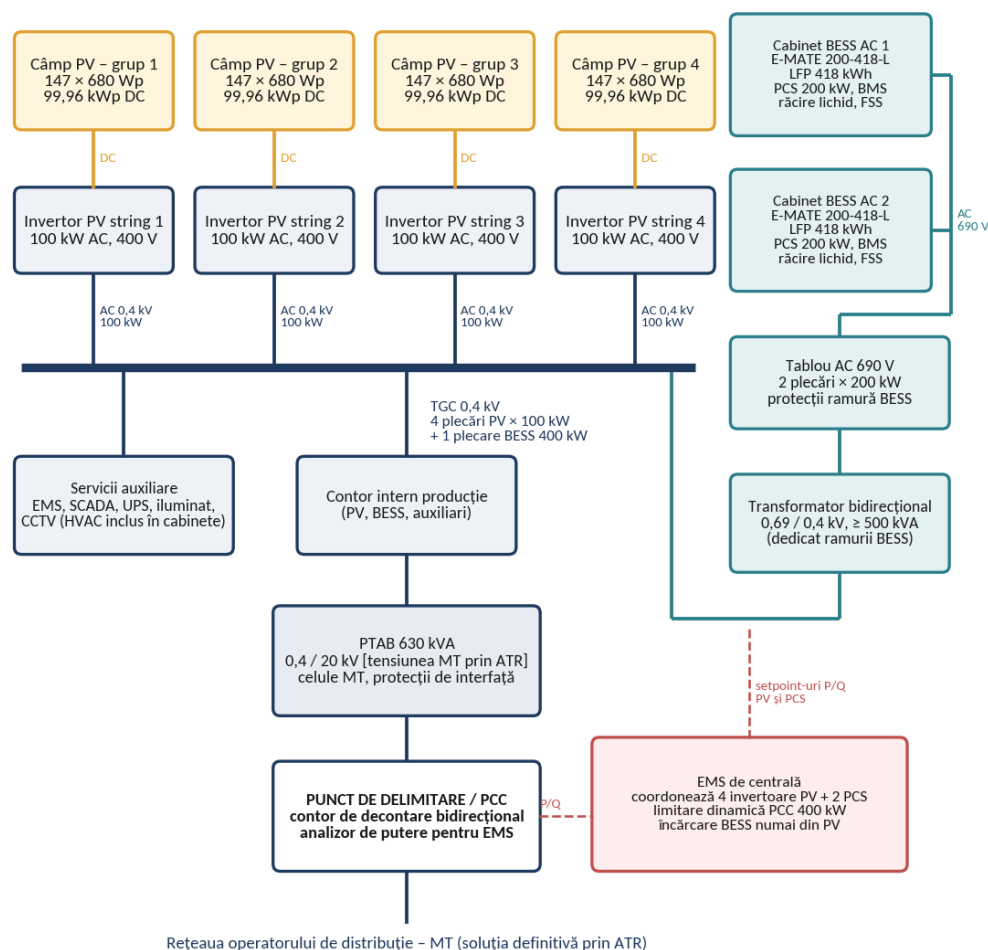


Figura 3.3 — Schema monofilară conceptuală a Soluției 2

Cele 42 de șiruri se repartizează pe cele patru invertore fotovoltaice, câte 10 sau 11 șiruri pe inverter (140 sau 154 de module, 95,20 sau 104,72 kWp DC), cu verificarea domeniului MPPT și a tensiunii maxime la proiectul tehnic. Postul de transformare de 630 kVA, racordarea MT, punctul de delimitare și măsurarea de decontare sunt identice cu Soluția 1 și nu se dublează.

b) Echipamentele de conversie și stocare

Tabelul 3.10 — Parametrii echipamentelor de conversie și stocare, Soluția 2

Nr.	Parametru	Valoare	Stare a datei
1	Invertore fotovoltaice	4 $\times$ 100 kW AC, ieșire 400 V	preț orientativ de piață
2	Putere PCS	2 $\times$ 200 kW = 400 kW	fișa producătorului
3	Capacitate nominală / utilizabilă (DoD 90%)	2 $\times$ 418 = 836 kWh / 752,4 kWh	fișa producătorului / calculat
4	Chimie / celulă	LFP, 314 Ah	fișa producătorului
5	Tensiune DC nominală / plajă	1.331,2 V / 1.164,8–1.497,6 V	fișa producătorului

Nr.	Parametru	Valoare	Stare a datei
6	Tensiune AC a cabinetului	690 V	confirmată de beneficiar; fișa exactă a variantei se anexează la ofertă
7	Transformator al ramurii de stocare	0,69/0,4 kV, ≥ 500 kVA	preț comunicat; putere calculată
8	Randament PCS (maxim)	98,5% (fișa declară max. 99%)	manualul producătorului, valoare conservatoare
9	Randament baterie / transformator (pe sens)	98,0% / 98,5%	ipoteză de calcul
10	Randament pe sens / tur-retur	95,08% / 90,41%	calculat
11	Răcire / încălzire	2 $\times$ 8 kW răcire cu lichid; 2 $\times$ 2 kW încălzire	manualul producătorului
12	Consum HVAC / stare de așteptare	7.358 kWh/an / 3.504 kWh/an	ipoteze de utilizare
13	Cicluri garantate	8.000 cicluri la 70% SOH, DoD 90%; garanție de produs max. 10 ani	fișa producătorului
14	Dimensiuni / masă cabinet	circa 1,52 $\times$ 1,45 $\times$ 2,39 m / circa 4.000 kg	fișa producătorului
15	Distanțe de instalare	față $\geq 1,5$ m; lateral $\geq 0,2$ m; spate $\geq 0,6$ m	manualul producătorului
16	Siguranță la incendiu	aerosol la nivel de pachet și de grup de pachete, racord de apă, detecție și evacuare a gazelor combustibile	fișa + manualul
17	Grad de protecție	IP55	fișa producătorului

c) Regimul de funcționare, EMS și protecții

EMS-ul de centrală primește puterile măsurate pe ramura fotovoltaică, pe ramura de stocare și în punctul de delimitare și impune consemnele celor patru invertoare fotovoltaice și ale celor două PCS. Regurile de operare sunt identice cu Soluția 1 — încărcare numai din excedentul fotovoltaic, descărcare uniformă în patru ore de seară, fără încărcare și descărcare simultană, SOC între 10% și 100% —, cu o diferență esențială de control: ieșirea AC însumată a centralei poate atinge 800 kW (400 kW invertoare fotovoltaice + 400 kW PCS), astfel încât **limitarea la 400 kW în punctul de delimitare nu mai este asigurată constructiv, ci exclusiv prin comandă**. EMS-ul trebuie să mențină suma puterilor la cel mult 400 kW inclusiv în regimurile tranzitorii și la pierderea comunicației, iar starea sigură a fiecărei ramuri se definește și se testează prin probe de fabrică și la amplasament.

Protecțiile de interfață, selectivitatea JT/MT, protecția transformatorului dedicat, schema de legare a neutrlui pe partea de 690 V și coordonarea cu EMS-ul local al cabinetelor se definitivează prin ATR și proiectul tehnic. Măsurarea cuprinde, suplimentar față de Soluția 1, contorizarea separată a ramurii de stocare pe partea de 0,4 kV, necesară pentru probarea încărcării exclusiv din producția proprie.

d) Performanța energetică

Pe aceeași serie meteorologică și cu aceleași reguli de operare, Soluția 2 încarcă în baterie 210.999,42 kWh/an și descarcă 190.756,06 kWh/an, cu pierderi de stocare și conversie de 20.243,36 kWh/an. Consumul auxiliar crește la 15.862,40 kWh/an — răcirea cu lichid, starea de așteptare a convertoarelor și a transformatorului dedicat —, iar importul din rețea pentru auxiliari la 7.289,31 kWh/an. Energia livrată consumului municipal este de **467.242,11 kWh/an**, cu 8.026,70 kWh/an (1,69%) mai puțin decât în Soluția 1. Diferența provine din capacitatea nominală mai mică, din calea mai lungă de conversie și din auxiliarii mai mari. Modelul orar confirmă și pentru această soluție respectarea limitei de 400 kW, absența încărcării din rețea și a funcționării simultane în regim de încărcare și descărcare.



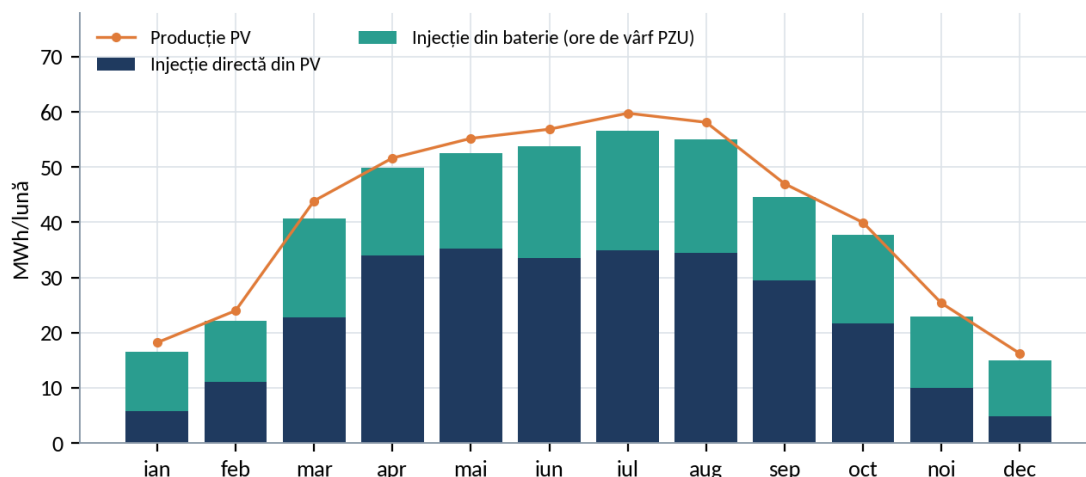


Figura 3.4 — Structura lunară a energiei livrate, Soluția 2 (medie 2005–2023)

e) Costul soluției

Prețurile cabinetelor (62.500 EUR/buc.), ale invertoarelor de șir (4.000 EUR/buc.) și ale transformatorului dedicat (18.000 EUR) sunt prețuri orientative de piață pentru echipamente din aceeași clasă; pozițiile de echipamente auxiliare și lucrări — tablouri, cabluri, EMS, fundații, legare la pământ, montaj, probe — sunt estimate prin analogie cu pozițiile echivalente din lista de cantități a Soluției 1. Costul direct specific al ramurii de conversie și stocare este de **183.704,19 EUR**, față de 139.705,34 EUR în Soluția 1 (+43.998,85 EUR, +31,5%). Pozițiile comune — câmpul fotovoltaic, postul de transformare, racordarea, amenajarea terenului, costurile generale — sunt identice.

Tabelul 3.11 — Costul direct specific al ramurii de conversie și stocare

Element specific	Soluția 1 (EUR)	Soluția 2 (EUR)	Diferență (EUR)
Baterii și convertoare (rackuri + hibride / cabinete + invertoare PV)	129.046,53	141.000,00	+11.953,47
Transformator dedicat 0,69/0,4 kV	—	18.000,00	+18.000,00
Tablouri, cabluri AC, măsurare ramuri	6.630,56	9.125,93	+2.495,37
EMS și integrare	1.140,74	1.140,74	0,00
Fundații, legături DC, legare la pământ	1.675,47	1.960,65	+285,18
Montaj și probe specifice	1.212,04	12.476,87	+11.264,83
TOTAL cost direct specific	139.705,34	183.704,19	+43.998,85

Montajul transformatorului dedicat și al tablourilor de 690 V a fost estimat prin analogie cu poziția de montaj, racordare și probe a postului de transformare MT (10.694,46 EUR), ceea ce explică diferența mare la montaj; valoarea se confirmă prin ofertă.

f) Indicatorii de eligibilitate

Indicatorii de eligibilitate sunt îndepliniți și în această soluție: $I_1 = 0,39984$ MW; $R_p = 400 / 399,84 = 1,0004$; $E_{\text{stoc}} = 836$ kWh, în intervalul 799,68–1.599,36 kWh. Marja la AC.5 este însă de numai **4,5%** (36,32 kWh), ceea ce face soluția sensibilă la orice diferență între capacitatea nominală declarată de producător și cea recunoscută la verificare, sau la orice creștere a puterii eligibile la proiectul tehnic.



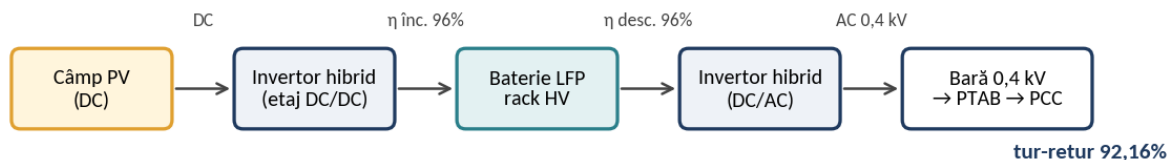
g) Avantaje, dezavantaje și riscuri specifice

Tabelul 3.12 — Avantajele și dezavantajele Soluției 2

Avantaje	Dezavantaje și riscuri specifice
separare funcțională completă: ramura fotovoltaică funcționează independent de ramura de stocare și invers	o treaptă suplimentară de transformare și o cale de conversie mai lungă (tur-retur 90,41%)
control independent al puterii active și reactive pe fiecare ramură	capacitate nominală cu 7,2% mai mică (836 kWh) și marjă la AC.5 de numai 4,5%
cabinete integrate, cu răcire cu lichid și protecție la incendiu multistrat, testate din fabrică (IP55)	consum auxiliar de 2,5 ori mai mare (15.862 kWh/an), dependent de consumurile garantate de furnizor
modularitate și posibilitatea extinderii ramurii de stocare fără intervenție asupra invertoarelor fotovoltaice	limitarea injecției la 400 kW depinde exclusiv de EMS (800 kW AC instalați), cu cerințe mai severe de probare
8.000 de cicluri garantate de producător pentru cabinete	cost direct specific cu 31,5% mai mare; o parte a costurilor provine din analogii, nu din oferte
—	fișa exactă a variantei de 690 V nu este încă anexată; cabinete de circa 4 t, cu platforme și culoare de service dedicate

3.2.5. Sinteza tehnică comparativă a soluțiilor

Soluția 1 — DC-coupled: energia stocată trece prin convertorul hibrid (o conversie la încărcare, una la descărcare)



Soluția 2 — AC-coupled: energia trece prin invertorul PV, transformatorul 0,4/0,69 kV și PCS (dus și întors)

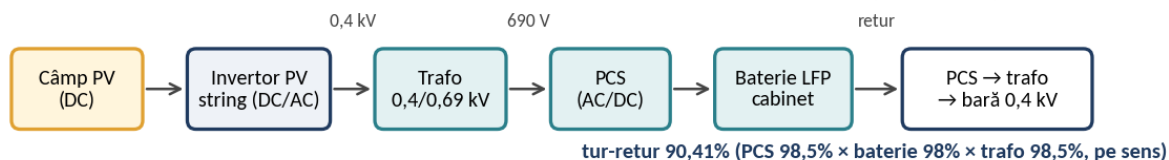


Figura 3.5 — Lanțul de conversie al energiei stocate în cele două soluții

Tabelul 3.13 — Compararea tehnică a soluțiilor

Caracteristică	Soluția 1 — DC-coupled	Soluția 2 — AC-coupled (PCS)	Observație
Module fotovoltaice	588 × 680 Wp = 399,84 kWp	588 × 680 Wp = 399,84 kWp	identic
Invertoare	8 × 50 kW hibride = 400 kW	4 × 100 kW de șir = 400 kW	—
Stocare	16 rackuri, 4 insule, 400 kW / 901,12 kWh	2 cabinete AC, 400 kW / 836 kWh	-65,12 kWh în Soluția 2
Cuplarea stocării	curent continuu, înaltă tensiune	curent alternativ, 690 V	—
Transformatoare	PTAB 630 kVA	PTAB 630 kVA + 0,69/0,4 kV ≥ 500 kVA	un transformator în plus
Putere AC instalată totală	400 kW	800 kW (400 PV + 400 PCS)	limitare prin comandă în Soluția 2
Randament tur-retur	92,16%	90,41%	-1,75 pp
Pierderi de stocare	17.548,63 kWh/an	20.243,36 kWh/an	+2.694,73 kWh/an
Consum auxiliar	6.271,28 kWh/an	15.862,40 kWh/an	+9.591,12 kWh/an
Energie livrată	475.268,81 kWh/an	467.242,11 kWh/an	-8.026,70 kWh/an

Caracteristică	Soluția 1 — DC-coupled	Soluția 2 — AC-coupled (PCS)	Observație
Cicluri anuale (fereastra SOC)	264,96	266,64	practic egal
Marja la AC.5	12,7%	4,5%	—
Echipamente principale de întreținut	8 invertoare, 4 incinte climatizate	4 invertoare, 2 cabinete, 1 transformator	—

3.3. Costurile estimative ale investiției

Costurile investiției au fost estimate pe structura devizului general din Anexa 7 la HG nr. 907/2016, pornind de la listele de cantități și costuri directe (BOM) pe patru obiecte — câmpul fotovoltaic, sistemul de conversie și stocare, instalațiile electrice de joasă tensiune și EMS, racordul de medie tensiune cu postul de transformare —, la care s-au adăugat costurile generale, cheltuielile diverse și neprevăzute și capitolul 7. Cursul de schimb utilizat este cursul de referință al Băncii Centrale Europene din 22.09.2026: 1 EUR = 5,2660 lei. Cota de TVA este 21%. Capitolele dependente se calculează identic în ambele soluții: 5.3 = 10% din suma capitolelor 1, 2, 3.5, 3.8 și 4; 7.1 = 25% din suma capitolelor 1–4 și a subcapitolului 5.1; 7.2 = 5% din capitolul 4 (Tabelul A6.3).

Tabelul 3.14 — Devizele generale ale soluțiilor, pe capitate (EUR, fără TVA)

Capitol HG 907	Soluția 1 (EUR)	Soluția 2 (EUR)	Diferență (EUR)
1. Obținerea și amenajarea terenului	12.222,25	12.222,25	—
2. Asigurarea utilităților (taxă de racordare)	1.753,19	1.753,19	—
3. Proiectare și asistență tehnică	47.139,07	47.139,07	—
4. Investiția de bază	306.251,94	350.250,80	+43.998,86
5.1 Organizare de șantier	397,74	397,74	—
5.3 Cheltuieli diverse și neprevăzute (10%)	34.450,65	38.850,54	+4.399,89
5.4 Informare și publicitate	200,00	200,00	—
6. Probe tehnologice și teste	855,56	855,56	—
7.1 Marja de buget (25%)	91.941,05	102.940,77	+10.999,72
7.2 Rezerva de implementare (5% din cap. 4)	15.312,60	17.512,54	+2.199,94
TOTAL GENERAL, fără TVA	510.524,05	572.122,46	+61.598,41

Tabelul 3.15 — Indicatorii de cost ai soluțiilor

Indicator	Soluția 1	Soluția 2	Diferență
Valoare totală fără TVA (lei)	2.688.419,66	3.012.796,88	+324.377,22
TVA (lei)	564.568,33	632.687,34	+68.119,01
Valoare totală cu TVA (lei)	3.252.987,99	3.645.484,22	+392.496,23
Cost unitar (EUR/kWp, fără TVA)	1.276,8	1.430,9	+12,1%
Cost direct specific stocare (EUR/kWh nominal)	155,0	219,7	+41,7%
Grant la plafon (lei, fără TVA)	1.895.001,70	1.895.001,70	identic
Contribuția bugetului local, fără TVA (lei)	793.417,96	1.117.795,18	+324.377,22

Plafonul de grant este identic în ambele soluții, deoarece depinde exclusiv de puterea eligibilă. Orice cost suplimentar al Soluției 2 se suportă integral din bugetul local. Devizul general complet al soluției solicitate, în lei și în EUR, sinteza finanțării și devizele pe obiecte sunt prezentate în Anexele 6 și 7; lista de cantități în Anexa 8; devizul comparabil, devizele pe obiecte și BOM-ul Soluției 2, în Anexa 9.

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

Pentru faza de studiu de fezabilitate sunt disponibile și au fost folosite: planul topografic vizat de OCPI (2023), studiul geotehnic nr. 23.182/2023, raportul de simulare a producției fotovoltaice PVGIS-SARAH3 cu seria orară 2005–2023 și centralizatorul de consum pe 12 luni, construit din facturile furnizorului.

Pentru proiectul tehnic sunt necesare, și sunt cuprinse în devizul general la poziția 3.1.1, completarea topografică punctuală și confirmarea geotehnică a pozițiilor de fundare a platformelor de stocare și a postului de transformare, împreună cu încercările de smulgere pentru fundațiile structurilor. Tot la proiectul tehnic se elaborează scenariul de securitate la incendiu pentru sistemul de stocare, studiul de coordonare a protecțiilor și calculul curenților de scurtcircuit, analiza de risc la trăsnet și măsurarea rezistivității solului. Ghidul acceptă depunerea studiului de fezabilitate fără studii de specialitate suplimentare; acceptarea administrativă nu înlătură însă necesitatea acestor investigații, iar proiectantul le consideră obligatorii pentru fundamentarea soluției de execuție.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul este construit pe ipoteza depunerii cererii de finanțare în sesiunea deschisă în 2026 și are drept reper final termenul-limită al apelului, 31.12.2029, pentru punerea în funcțiune și racordare. Etapele administrative și de proiectare preced perioada de execuție și nu se comprimă artificial în durata de șantier.

Tabelul 3.16 — Graficul orientativ de realizare a investiției

Activitate	Perioada orientativă	Condiție de începere / rezultat
Aprobarea SF și a indicatorilor prin HCL	T4 2026	studiul de fezabilitate final; HCL cu cele șase elemente cerute de ghid
Depunerea cererii de finanțare în AFIR	T4 2026 (până la 20.11.2026)	HCL, documente obligatorii
Evaluare, clarificări, contractare	T1-T2 2027	răspuns la clarificări în 5 zile lucrătoare
Certificat de urbanism, cerere de ATR, avize și documente de mediu	T2-T3 2027	ATR depus cel târziu la prima cerere de plată
Achiziția proiectării și a execuției	T2-T4 2027	documentație de atribuire pe parametri minimi
Proiect tehnic, verificare, autorizare de construire	T4 2027 - T1 2028	ATR, avize, scenariu de securitate la incendiu
Execuția lucrărilor	6 luni, T2-T3 2028	ordin de începere → recepția la terminarea lucrărilor
Racordare, probe, punere în funcțiune	T3-T4 2028	certificat de racordare, probe SAT
Rezervă de calendar față de termenul apelului	2029	punere în funcțiune până la 31.12.2029

Durata de execuție a lucrărilor este de **6 luni**, de la ordinul de începere până la recepția la terminarea lucrărilor. Graficul păstrează o rezervă de aproximativ un an față de termenul apelului, necesară pentru eventualele întârzieri în obținerea ATR-ului, a autorizației de construire sau în procedurile de achiziție.



4. Analiza fiecărui scenariu/opțiune tehnico-economic(ă) propus(ă)

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

Analiza compară fiecare soluție cu scenariul de referință „fără investiție”, în care municipiul continuă să cumpere din rețea întreaga energie necesară serviciilor publice. Abordarea este **incrementală**: se iau în calcul numai fluxurile care diferă între situația cu proiect și situația fără proiect. Beneficiul investiției este valoarea energiei livrate în rețea și regularizate cu consumul municipal, diminuată cu costurile de exploatare și cu costul energiei importate pentru serviciile auxiliare ale centralei.

Analiza se desfășoară în patru etape, corespunzătoare punctelor 4.3–4.8 din Anexa nr. 4 la HG nr. 907/2016: modelarea energetică orară a fiecărei soluții (capitolul 4.3); analiza financiară, pe fluxurile de numerar ale proiectului și ale beneficiarului (4.6); analiza cost-eficacitate, cerută pentru obiectivele de investiții sub pragul de aprobare prin hotărâre a Guvernului (4.7); analiza de senzitivitate și de riscuri (4.8–4.9).

Tabelul 4.1 — Parametrii cadrului de analiză

Parametru	Valoare	Justificare / sursă
Perioada de referință	20 de ani de exploatare + anul 0 al investiției	coerentă cu indicatorul I.4 al ghidului
Rata de actualizare	4% în termeni reali	prețuri constante, fără inflație generală
Moneda și baza de preț	lei, prețuri constante 2026; 1 EUR = 5,2660 lei	curs BCE 22.09.2026, identic cu devizul
Valoarea energiei livrate	prețul lunar mediu ponderat PZU, fereastră centrală 08.2023–07.2026	Legea 123/2012, art. 73 ¹ alin. (4); capitolul 4.6.2
Degradare producție fotovoltaică	0,5%/an, continuu	ipoteză uzuală pentru module monocristaline
Degradare capacitate de stocare	1,0%/an, continuu, fără înlocuire în perioada de referință	capitolul 4.6.4
Costuri de exploatare și întreținere	1,5% pe an din valoarea investiției fără TVA	ipoteză bugetară, uzuală pentru centrale fotovoltaice cu stocare
Energie importată pentru auxiliari	tarif mediu 1,20616 lei/kWh fără TVA	facturile celor 54 POD
TVA	21%; nedeductibilă pentru beneficiar	devizul general; confirmare fiscală necesară
Grantul	încasat în anul 0 (ipoteză de model)	calendarul real al tranșelor prin contractul de finanțare
Valoarea reziduală	zero	ipoteză prudentă; capitolul 4.6.4

Valorizarea energiei. Energia produsă este injectată în rețea în punctul de delimitare și se regularizează, pe bază contractuală, cu consumul locurilor de consum ale municipiului. Analiza nu valorizează această energie la prețul integral de achiziție din facturi (1,20616 lei/kWh), ci la valoarea de regularizare financiară estimată pe baza prețurilor Pieței pentru Ziua Următoare (PZU), lună de lună, pentru energia efectiv livrată. Pentru anul 1 rezultă un beneficiu de 261.575,43 lei în Soluția 1, adică în medie 0,550 lei/kWh — mai puțin de jumătate din prețul mediu de achiziție. Alegerea este deliberat conservatoare; mecanismul și exemplul de calcul sunt prezentate în capitolul 4.6.2.

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

Vulnerabilitatea investiției la factorii naturali și climatici a fost evaluată printr-o analiză a riscurilor climatice și a vulnerabilității, structurată conform Apendicelui A la Anexa I a Regulamentului delegat (UE) 2021/2139 și cerințelor Anexei 3 a ghidului (autoevaluarea DNSH). Metoda urmărește lanțul **pericol climatic → expunere → sensibilitate → efect → măsură de adaptare → risc rezidual**, pentru climatul actual și pentru scenariile de evoluție

RCP4.5 (stabilizare) și RCP8.5 (emisii ridicate, test de stres), pe durata de viață a investiției. Sursele climatice sunt platforma națională RO-ADAPT a Administrației Naționale de Meteorologie (proiecții 1971–2100, EURO-CORDEX) și Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice 2024–2030. Screeningul complet al pericolelor și fișele de risc sunt prezentate în Anexa 13; sinteza este următoarea:

Proiecțiile climatice pentru UAT Salonta. Extragerile RO-ADAPT/ANM la nivelul UAT (cod SIRUTA 26975, mediana p50, medii pe 30 de ani) arată, pentru RCP4.5 / RCP8.5: creșterea temperaturii medii anuale de la 10,27 °C (1971–2000) la 11,43 / 11,59 °C în 2021–2050 și 11,90 / 12,45 °C în 2041–2070; creșterea numărului de zile cu $T_{\max} \geq 35$ °C de la 0,75 la 4,36 / 4,49 și apoi la 6,71 / 7,53 zile pe an; creșterea maximului anual al precipitațiilor zilnice de la 26,67 mm la 29,16 / 30,32 mm și a zilelor cu precipitații ≥ 20 mm de la 2,15 la 2,75 / 3,10 zile pe an, la mijlocul secolului. Durata maximă a perioadelor fără precipitații rămâne apropiată de referință (24,30 zile; 24,22 / 24,62 zile în 2041–2070), deci proiecțiile nu probează o agravare robustă a secetei. Proiecțiile fundamentează verificarea domeniului de temperatură, a climatizării stocării și a limitării de putere la caniculă, precum și dimensionarea drenajului; ele sunt medii pe UAT, nu intensități de calcul pentru drenaj, cote de inundabilitate sau sarcini structurale. Seria completă, inclusiv verificarea de robustețe pentru 2071–2100, este prezentată în Tabelul A13.2.

Tabelul 4.2 — Sinteza riscurilor climatice fizice și a măsurilor de adaptare (după fișele F1–F11 din Anexa 13)

Pericol climatic	Expunerea amplasamentului	Risc inițial	Măsura de adaptare integrată în proiect	Risc rezidual
Temperaturi ridicate, valuri de căldură (F1, F2)	câmpie, veri calde; reducerea termică a puterii invertoarelor și bateriilor, sarcină HVAC mărită	ridicat	climatizare dimensionată pe temperatura maximă; invertoare la umbră; alarme și limitare de putere; cerința ca 400 kW să fie garantați în condițiile de proiect	mediu
Precipitații intense, băltire (F8)	teren plan, drenaj problematic semnalat de studiul geotehnic	ridicat	platforme ridicate și drenate; etanșarea intrărilor de cablu; drenaj dimensionat fără transfer de risc	mediu; scăzut după dimensionarea drenajului la PT
Apă subterană, infiltrații (F9)	nivel la 2,50–3,60 m; straturi sensibile la apă	ridicat	fundații verificate la calcul; lucrări subterane etapizate; epuizmente controlate; drenaj fără antrenare de particule	mediu
Vânt puternic, furtuni, descărcări atmosferice (F5)	expunere de câmpie; electronică sensibilă	ridicat	calcul structural la vânt; încercări de smulgere; LPS după analiza de risc; priză comună; SPD coordonate; inspecții post-eveniment	scăzut
Grindină (F6)	expunere medie	mediu	module testate conform SR EN IEC 61215; înclinarea de 35°	scăzut
Zăpadă, îngheț (F3, F7)	ierni moderate; îngheț la 70–80 cm	mediu	dimensionare la zăpadă; alunecare naturală la 35°; fundare sub adâncimea de îngheț	scăzut
Secetă, praf (F10)	veri secetoase, mediu tehnic; fără agravare robustă proiectată a secetei (cdd)	mediu	curățare după gradul real de murdărire, consum minim de apă; vegetație joasă	scăzut
Incendiu de vegetație (F4)	teren tehnico-edilitar, nu forestier	mediu	vegetație joasă, culoare de intervenție, fără materiale combustibile lângă stocare	scăzut

Nivelurile de risc sunt cele din Tabelul A13.5 (scala $P \times I$ din Anexa 13); tasarea și degradarea solului (F11) au risc inițial mediu și rezidual scăzut.



Tabelul 4.3 — Vulnerabilități antropice și tehnologice

Factor antropic / tehnologic	Expunere	Măsura de proiectare
Coroziune, umiditate (atmosfera stației de epurare)	elemente metalice, contacte, echipamente electronice	protecție anticorozivă pe categoria de corozivitate stabilită conform SR EN ISO 9223; grad IP adecvat; controlul condensului în incinte
Incendiu la sistemul de stocare	baterii LFP în incinte sau cabinete	tehnologie LFP; detecție, stingere, separări, oprire de urgență; scenariu de securitate la incendiu; distanțe de siguranță
Seism	$a_g = 0,10 \text{ g}$; $T_c = 0,7 \text{ s}$	calcul structural conform P100-1
Acces neautorizat, vandalism	amplasament împrejmuit, cu personal permanent al stației	control acces, supraveghere video, integrare cu securitatea stației
Indisponibilitatea rețelei	întreruperi ale operatorului	protecție anti-insularizare; oprire și repornire automată în siguranță
Atac cibernetic asupra EMS	acces de la distanță	roluri, parole individuale, segmentare, jurnal de acces, funcții critice independente de servicii cloud
Interferența cu exploatarea stației de epurare	rețele subterane, circulații, cămine	detecția rețelelor, culoare de exploatare, fazarea lucrărilor cu operatorul stației

Nu a fost identificat niciun risc care să facă investiția nefezabilă la nivel de studiu de fezabilitate. Cotele platformelor și soluția de drenaj se stabilesc la proiectul tehnic, pe baza ridicării topografice actualizate. Proiectul are totodată un efect de reducere a vulnerabilității municipiului: o parte din energia serviciilor publice provine dintr-o sursă proprie, cu cost stabil pe durata de viață, ceea ce reduce expunerea bugetului local la volatilitatea pieței de energie.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

4.3.1. Utilitățile necesare obiectivului

Centrala nu necesită alimentare cu apă, canalizare, gaze sau agent termic. Singura utilitate este racordarea la rețeaua electrică de medie tensiune, care servește atât evacuării energiei, cât și alimentării serviciilor auxiliare în orele în care producția proprie lipsește. Consumul auxiliar diferă între soluții: în Soluția 1 este de 6.271,28 kWh/an (1.271,28 kWh/an climatizarea incintelor și 5.000 kWh/an celelalte servicii), din care se importă din rețea 3.030,14 kWh/an; în Soluția 2 este de 15.862,40 kWh/an (7.358,40 kWh/an răcirea cabinetelor, 3.504 kWh/an starea de așteptare a convertoarelor și 5.000 kWh/an celelalte servicii), din care se importă 7.289,31 kWh/an. Pentru apa de stingere a cabinetelor Soluției 2, racordul prevăzut de producător se proiectează din rețeaua stației, dacă scenariul de securitate la incendiu îl impune.

4.3.2. Simularea producției fotovoltaice

Producția a fost determinată cu instrumentul **PVGIS-5** al Centrului Comun de Cercetare al Comisiei Europene, cu baza de date de radiație solară **SARAH3**, derivată din observații satelitare. Parametrii de intrare sunt cei ai câmpului proiectat:



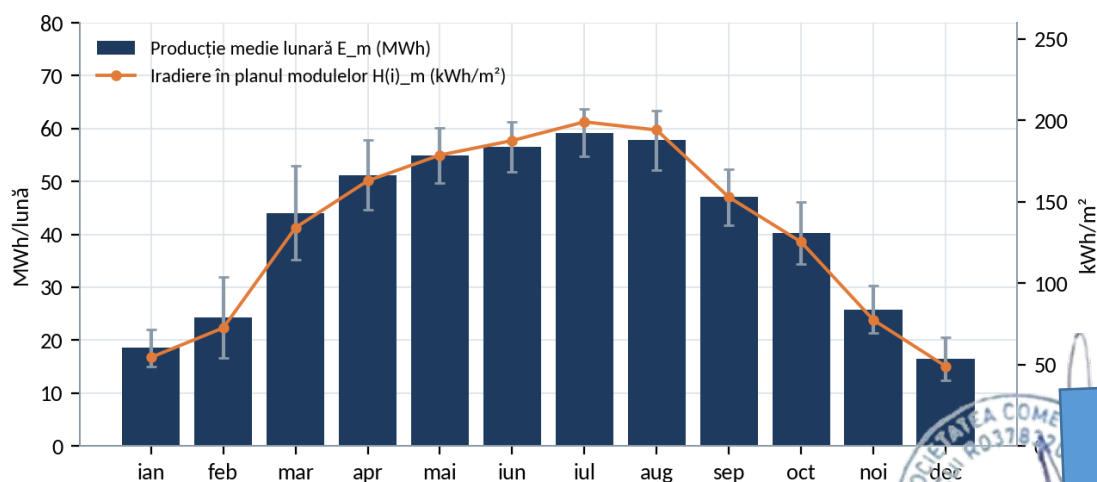
Tabelul 4.4 — Datele de intrare ale simulării PVGIS

Parametru de intrare	Valoare
Coordonate	46,802° N; 21,620° E (Stația de Epurare Salonta)
Altitudine	circa 92 m
Bază de date meteorologică	PVGIS-SARAH3, seria 2005–2023
Tehnologie	siliciu cristalin
Putere instalată	399,84 kWp
Pierderi de sistem	14% (cabluri, invertoare, nepotriviri, murdărire, disponibilitate)
Montaj	fix, la sol, cu circulație liberă a aerului
Înclinare / azimut	35° / 0° (Sud)
Orizont	calculat de PVGIS din modelul digital al terenului

Tabelul 4.5 — Rezultatele simulării PVGIS, pe luni (raportul din 25.09.2026)

Luna	E_m (kWh)	$H(i)_m$ (kWh/m ²)	SD_m (kWh)	kWh/kWp	Pondere
Ianuarie	18.518,8	54,4	3.487,4	46,3	3,7%
Februarie	24.226,8	72,5	7.681,5	60,6	4,9%
Martie	44.065,4	134,1	8.912,0	110,2	8,9%
Aprilie	51.240,5	162,9	6.650,1	128,2	10,3%
Mai	54.935,1	178,7	5.211,9	137,4	11,1%
Iunie	56.516,0	187,6	4.759,6	141,3	11,4%
Iulie	59.221,7	199,1	4.420,1	148,1	11,9%
August	57.779,1	194,1	5.653,7	144,5	11,6%
Septembrie	47.055,0	152,8	5.323,8	117,7	9,5%
Octombrie	40.224,7	125,3	5.817,0	100,6	8,1%
Noiembrie	25.799,9	77,4	4.476,1	64,5	5,2%
Decembrie	16.475,7	49,0	4.099,7	41,2	3,3%
TOTAL / AN	496.058,57	1.587,92	19.152,99	1.240,6	100%

E_m — producția medie lunară; $H(i)_m$ — iradierea medie lunară în planul modulelor; SD_m — abaterea standard interanuală a producției lunare. La nivel anual, $SD = 19.152,99$ kWh este variabilitatea interanuală raportată de PVGIS.

Figura 4.1 — Producția lunară simulată și iradierea în planul modulelor (barele de eroare: ± 1 abatere standard interanuală)

Rezultatul oficial al raportului, preluat pentru indicatorii programului (I.3 și AC.2), este **$P_{an} = 496.058,57$ kWh/an**, adică o producție specifică de 1.240,6 kWh/kWp/an, pentru o iradiere anuală în planul modulelor de 1.587,92 kWh/m². Semestrul rece (octombrie–martie) contribuie cu 34,1% din producție — efectul direct al înclinării de 35°.

Tabelul 4.6 — Defalcarea pierderilor în simularea PVGIS

Componentă	Efect asupra producției
Unghiul de incidență (reflexie)	-2,79%
Efecte spectrale	+1,24%
Temperatura și iradierea redusă	-7,68%
Pierderi de sistem (ipoteză de intrare)	-14,00%
Pierdere totală raportată de PVGIS	-21,87%
Raport de performanță derivat, $PR = E / (P \times H)$	78,1%

Raportul de performanță nu este raportat de PVGIS; valoarea este derivată de proiectant din producția și iradierea raportate și servește numai controlului de realism.

Variabilitatea interanuală și nivelurile de probabilitate. Seria orară 2005–2023 permite evaluarea dispersiei producției de la un an la altul. Pe cei 19 ani, producția anuală variază între 455,7 MWh (2010, anul cel mai slab) și 522,7 MWh (2012, anul cel mai bun), cu o abatere standard de circa 19,2–19,4 MWh (3,9%). În ipoteza unei distribuții normale, nivelurile de probabilitate de depășire sunt:

Tabelul 4.7 — Nivelurile de probabilitate ale producției anuale

Nivel	Producție anuală (kWh)	Față de P50	Utilizare
P50 — valoare medie	496.059	—	indicatori I.3, AC.2; bilanț; ACB
P75	483.140	-2,6%	test de robustețe
P90	471.512	-4,9%	test de robustețe; R_{ac} rămâne 0,492
Anul minim observat (2010)	455.684	-8,1%	caz sever istoric

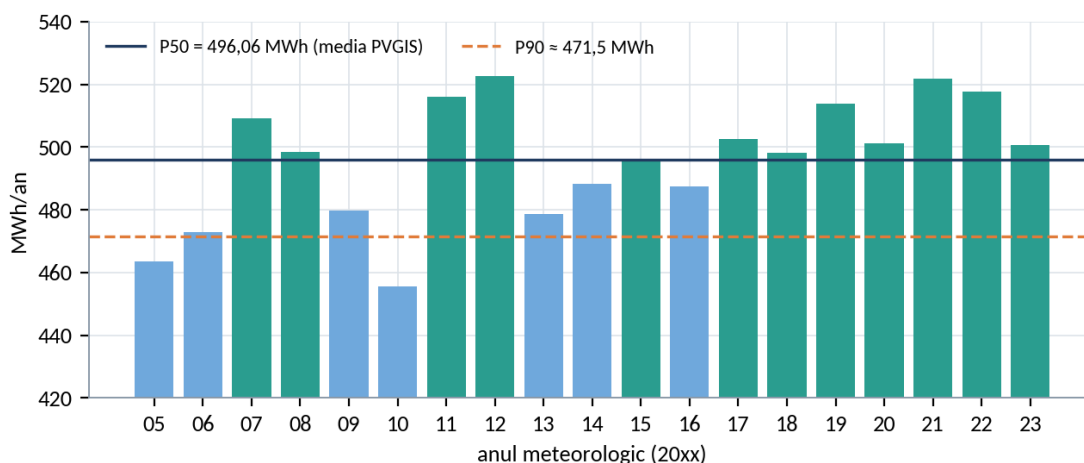


Figura 4.2 — Producția anuală pe fiecare an meteorologic 2005–2023 (serie orară reconciliată)

Reconcilierea seriei orare. Pentru modelarea orară a funcționării bateriei s-a folosit seria orară PVGIS 2005–2023 (19 ani, 166.536 de ore), a cărei medie brută este 489.998,50 kWh/an, cu 1,22% sub valoarea raportului anual. Diferența provine din modul de calcul al celor două produse PVGIS. Seria a fost scalată uniform cu un factor de reconciliere de 1,012368, astfel încât modelul temporal și indicatorii programului să pornească de la aceeași producție anuală; forma zilnică și sezonieră a seriei rămâne neschimbată. Raportul PVGIS este reprodus în Anexa 4.

Limitele simulării. PVGIS modelează orizontul îndepărtat din modelul digital al terenului, dar nu umbrirea apropiată — construcțiile stației, vegetația perimetrală, stâlpii liniei de 20 kV — și nici efectul zăpezii. Planul de amplasament menține câmpul în afara umbrei construcțiilor și a culoarului LEA, iar pasul între rânduri exclude umbrirea reciprocă la amiaza solstițiului de iarnă; o verificare de umbrire pe modelul 3D al amplasamentului se face la proiectul tehnic. Pierderea generică de 14% se înlocuiește, la proiectul tehnic, cu un model detaliat pe echipamentele alese (cabluri, nepotriviri, invertor, disponibilitate).

4.3.3. Modelul de funcționare orar

Funcționarea fiecărei soluții a fost simulată **oră cu oră, separat pentru fiecare dintre cei 19 ani meteorologici**, cu același model, pe seria PVGIS reconciliată și pe un profil orar de prețuri PZU pe 36 de luni (august 2023 – iulie 2026). Regulile modelului sunt cele ale strategiei de operare din capitolul 7.3.1:

- bateria se încarcă numai din producția fotovoltaică disponibilă după alimentarea serviciilor auxiliare;
- în fiecare zi se selectează cele patru ore distincte cu prețul PZU cel mai ridicat al profilului calendaristic, iar energia disponibilă în baterie se descarcă uniform în aceste ore, cu respectarea puterii nominale și a SOC minim de 10%;
- bateria nu se încarcă și nu se descarcă simultan;
- puterea totală evacuată nu depășește 400 kW; excedentul care nu poate fi nici evacuat, nici stocat ar fi limitat;
- serviciile auxiliare sunt contorizate în spatele contorului comun: se alimentează din producție sau din baterie când acestea sunt disponibile și din rețea în rest;
- starea de încărcare pornește de la 10% la începutul fiecărui an; rezultatele prezentate sunt media celor 19 simulări anuale.

Tabelul 4.8 — Controalele automate ale modelului orar

Control automat	Soluția 1	Soluția 2
Intervale orare simulate	166.536	166.536
Depășiri ale limitei de 400 kW în punctul de delimitare	0	0
Intervale cu încărcare și descărcare simultană	0	0
Energie încărcată din rețea	0	0
Putere maximă de încărcare / descărcare atinsă	336,38 kW / 194,64 kW	335,14 kW / 178,85 kW
Energie limitată	0 kWh/an	0 kWh/an
Eroare maximă de bilanț	$< 10^{-9}$ kWh	$< 6 \times 10^{-14}$ kWh



4.3.4. Bilanțul energetic al Soluției 1

Tabelul 4.9 — Bilanțul energetic anual al Soluției 1 (medie 2005–2023)

Mărire	kWh/an	% din producție
Producția fotovoltaică (P_{an})	496.058,57	100,0%
— livrată direct în rețea	269.443,50	54,3%
— încărcată în baterie	223.834,51	45,1%
— consumată de serviciile auxiliare	2.780,56	0,6%
Energia descărcată din baterie	206.285,88	41,6%
— livrată în rețea din baterie	205.825,31	41,5%
— consumată de serviciile auxiliare	460,57	0,1%
Pierderi de stocare (încărcare – descărcare)	17.548,63	3,5%
Energie limitată	0,00	0,0%
Energia livrată consumului municipal	475.268,81	95,8%
Import din rețea pentru servicii auxiliare	3.030,14	—

Bilanțul se încheie exact: producția se împarte în energie livrată direct, energie încărcată în baterie și energie consumată local de auxiliari; energia descărcată este mai mică decât cea încărcată cu pierderile de stocare; energia restituită de baterie este contabilizată o singură dată. Energia descărcată din baterie nu se adaugă la producția fotovoltaică — ea este aceeași energie, mutată în timp.

Bateria parcurge în medie 264,96 cicluri pe an ale ferestrei de operare (238,46 cicluri echivalente complete raportate la capacitatea nominală). În 143 de zile pe an, producția zilei nu este suficientă pentru umplerea completă a bateriei — zilele de iarnă și zilele înnorate —, iar în aceste zile descărcarea se reduce uniform pe toate cele patru ore. Vara, descărcarea lunară atinge 22–24 MWh; iarna scade la circa 11 MWh.

Tabelul 4.10 — Bilanțul energetic lunar al Soluției 1 (kWh, medie 2005–2023)

Luna	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total	Import aux.
Ianuarie	18.190	12.586	11.599	5.387	11.534	16.921	409
Februarie	23.981	13.073	11.905	10.680	11.855	22.535	326
Martie	43.866	21.781	19.497	21.829	19.447	41.276	284
Aprilie	51.635	18.055	17.359	33.341	17.326	50.666	212
Mai	55.193	20.373	18.776	34.566	18.752	53.319	171
Iunie	56.853	23.962	22.084	32.632	22.059	54.691	140
Iulie	59.755	25.667	23.655	33.822	23.633	57.455	155
August	58.109	24.473	22.554	33.381	22.532	55.913	167
Septembrie	46.972	17.905	16.330	28.859	16.308	45.167	199
Octombrie	39.951	18.861	17.554	20.890	17.516	38.406	256
Noiembrie	25.339	15.689	14.055	9.459	14.010	23.469	321
Decembrie	16.213	11.409	10.918	4.596	10.854	15.451	390
TOTAL	496.059	223.835	206.286	269.443	205.825	475.269	3.030

Producția lunară din bilanț provine din seria orară multianuală PVGIS 2005–2023, reconciliată la media anuală a raportului PVGIS (factor 1,012368); totalul anual este identic cu Tabelul 4.5, iar repartitia lunară diferă ușor de cea din raport, ca efect al umplării factorului unic de reconciliere pe seria orară (abateri lunare sub 2%).



4.3.5. Bilanțul energetic al Soluției 2

Tabelul 4.11 — Bilanțul energetic anual al Soluției 2 comparat cu Soluția 1 (medie 2005–2023)

Mărime	Soluția 2 (kWh/an)	Soluția 1 (kWh/an)	Diferență 2 - 1
Producția fotovoltaică	496.058,57	496.058,57	0,00
Energie încărcată în baterie	210.999,42	223.834,51	-12.835,09
Energie descărcată din baterie	190.756,06	206.285,88	-15.529,82
Pierderi de stocare și conversie	20.243,36	17.548,63	+2.694,73
Consum auxiliar total	15.862,40	6.271,28	+9.591,12
Import din rețea pentru auxiliari	7.289,31	3.030,14	+4.259,17
Livrat direct din PV	277.664,86	269.443,50	+8.221,36
Livrat din baterie	189.577,25	205.825,31	-16.248,06
Energia livrată consumului municipal	467.242,11	475.268,81	-8.026,70 (-1,69%)
Cicluri fereastră SOC / echivalente complete	266,64 / 239,98	264,96 / 238,46	+1,69 / +1,52

Soluția 2 livrează direct din panouri cu 8.221 kWh/an mai mult, pentru că bateria ei, mai mică, se umple mai repede, iar excedentul trece direct în rețea; livrează însă din baterie cu 16.248 kWh/an mai puțin, din cauza capacității mai mici și a randamentului mai scăzut al căii de stocare. Bilanțul net este negativ, cu 8.026,70 kWh/an. Diferența este stabilă de la an la an: pe cei 19 ani meteorologici, ea variază între 7.729 și 8.264 kWh/an, deci nu depinde de condițiile meteorologice ale unui an anume.

4.3.6. Comparația energetică a soluțiilor

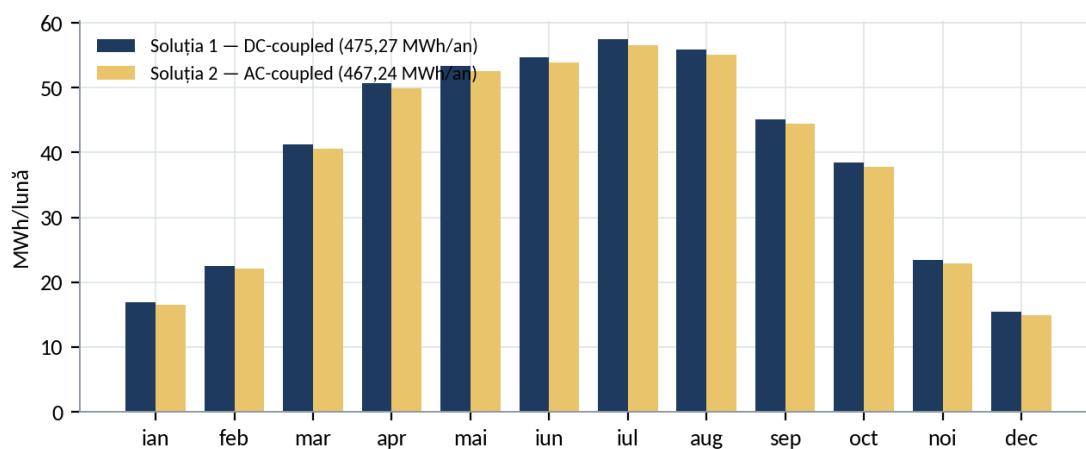


Figura 4.3 — Energia livrată lunar consumului municipal, pe soluții





Figura 4.4 — Energia livrată anual, pe fiecare an meteorologic 2005–2023

Tabelul 4.12 — Energia livrată pe ani meteorologici (kWh)

Anul meteorologic	Producție PV	Livrat — Soluția 1	Livrat — Soluția 2	Diferență 1 – 2
2005	463.442	443.446	435.717	7.729
2006	473.022	452.316	444.321	7.996
2007	509.205	488.586	480.563	8.024
2008	498.609	477.718	469.663	8.055
2009	479.891	459.845	451.980	7.865
2010	455.684	435.315	427.326	7.988
2011	516.039	495.180	487.229	7.951
2012	522.703	501.446	493.460	7.986
2013	478.710	458.036	449.955	8.081
2014	488.220	467.089	458.826	8.264
2015	496.126	475.575	467.533	8.041
2016	487.378	466.593	458.581	8.012
2017	502.639	481.663	473.626	8.037
2018	498.073	477.319	469.273	8.045
2019	513.890	492.634	484.459	8.175
2020	501.172	480.492	472.439	8.053
2021	521.937	500.843	492.851	7.992
2022	517.824	496.695	488.657	8.039
2023	500.551	479.317	471.142	8.175
MEDIE	496.059	475.269	467.242	8.027

4.3.7. Demonstrarea autoconsumului

Ghidul definește autoconsumul ca fiind consumul propriu de energie în domeniul public — exemplificând expres iluminatul public și consumul clădirilor publice fără activitate economică — și prevede că acesta se demonstrează prin indicatorii AC.1-AC.5, pe baza consumului anual de referință al locului sau locurilor de consum declarate în proiect. Proiectul este construit exact pe această definiție: energia produsă pe terenul Stației de Epurare este destinată celor 54 de locuri de consum ale municipiului, dintre care iluminatul public reprezintă mai mult de jumătate. Demonstrația se face pe trei niveluri, de la cel anual, cerut expres de ghid, la cel lunar și la cel or

Nivelul anual (AC.3). Producția anuală reprezintă 51,8% din consumul anual de referință ($R_{ac} = 0,5181$). Energia livrată consumului municipal acoperă 49,6% din acesta în Soluția 1 și 48,8% în Soluția 2. Municipiul rămâne, în orice lună, cumpărător net de energie.

Tabelul 4.13 — Energia livrată comparată cu consumul municipal, pe luni (kWh)

Luna	Consum 54 POD	Livrat Soluția 1	Livrat / consum	Consum iluminat public	Livrat din baterie	Baterie / iluminat
Ianuarie	114.977	16.921	14,7%	56.584	11.534	20,4%
Februarie	86.390	22.535	26,1%	45.172	11.855	26,2%
Martie	81.092	41.276	50,9%	44.098	19.447	44,1%
Aprilie	67.347	50.666	75,2%	36.392	17.326	47,6%
Mai	64.971	53.319	82,1%	31.921	18.752	58,7%
Iunie	55.113	54.691	99,2%	27.906	22.059	79,0%
Iulie	64.217	57.455	89,5%	30.022	23.633	78,7%
August	63.493	55.913	88,1%	35.989	22.532	62,6%
Septembrie	67.927	45.167	66,5%	39.103	16.308	41,7%
Octombrie	84.524	38.406	45,4%	48.863	17.516	35,8%
Noiembrie	87.747	23.469	26,7%	52.624	14.010	26,6%
Decembrie	119.651	15.451	12,9%	59.517	10.854	18,2%
TOTAL	957.449	475.269	49,6%	508.191	205.825	40,5%

Consumul lunar provine din fereastra 08.2025–07.2026, ordonat calendaristic; energia livrată este media lunară 2005–2023.

Nivelul lunar. Comparația lună cu lună dintre energia livrată și consumul municipal arată că în fiecare dintre cele 12 luni energia livrată este mai mică decât consumul lunii respective (figura 4.5). Luna cu marja cea mai mică este iunie, în care producția este maximă și consumul minim: energia livrată reprezintă 99,2% din consum. În lunile de iarnă, raportul coboară la 13–15%. Întreaga energie produsă își găsește, așadar, consumator în perimetrul municipal în aceeași lună, fără surplus de reportat.

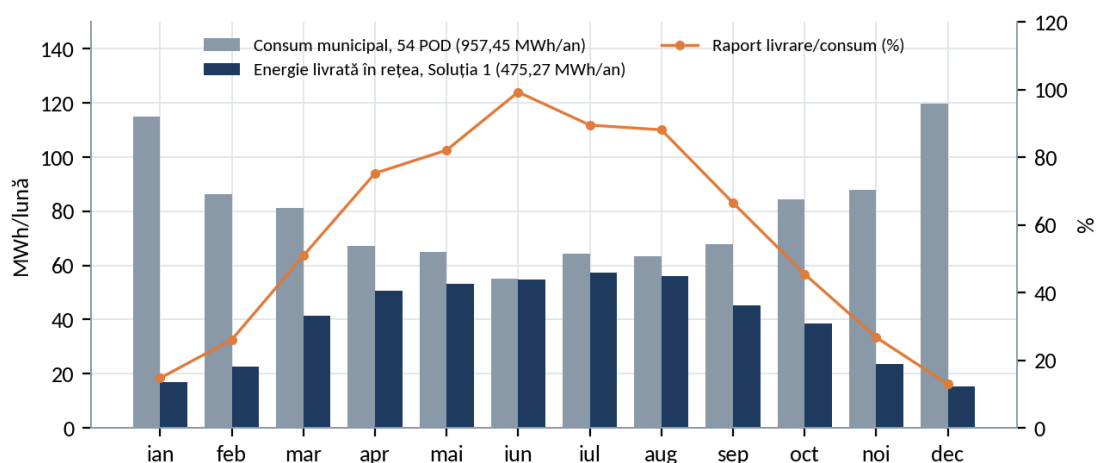


Figura 4.5 — Energia livrată de centrală față de consumul municipal, pe luni (Soluția 1)

Nivelul orar. Stocarea mută 205.825 kWh/an din orele de zi în cele patru ore de vârf de seară. În fiecare lună, energia livrată din baterie reprezintă între 18% și 79% din consumul lunar al iluminatului public (maximul în iunie), deci energia restituită seara ar putea fi absorbită integral numai de iluminatul public, care intră în funcțiune exact în această fereastră. O demonstrație orară completă, pe fiecare loc de consum, necesită curbele de sarcină măsurate ale celor 54 de POD-uri, care nu sunt disponibile în facturi; beneficiarul le va solicita operatorului de distribuție pentru locurile de consum cu contorizare orară.

Mecanismul de regularizare. Între locul de producere și locurile de consum, energia circulă prin rețeaua publică. Pentru un prosumator cu putere instalată între 200 și 400 kW, Legea nr. 123/2012, astfel cum a fost modificată, prevede achiziția energiei livrate la prețul mediu ponderat PZU din luna relevantă și regularizarea financiară cu facturile locurilor de consum ale aceluiași titular, cu condiția ca acestea să aibă același furnizor și același operator de distribuție. Condiția este îndeplinită la nivelul datelor disponibile — toate cele 54 de POD-uri sunt facturate de același furnizor, sub același cod de client —, dar se confirmă formal, POD cu POD, prin contractul de furnizare și adresa furnizorului. Totodată, întrucât ghidul admite o injecție de până la 400 kW și exclude proiectele care nu sunt destinate în proporție de 100% autoconsumului, beneficiarul va solicita finanțatorului, înainte de depunere, confirmarea scrisă că demonstrația prin indicatorii AC.1–AC.5, completată de bilanțul lunar, răspunde cerinței pentru o centrală fără consum local la locul de producere.

Tabelul 4.14 — Indicatorii de autoconsum ai soluțiilor

Mărime	Soluția 1	Soluția 2	Definiție
Rata energiei livrate	95,8%	94,2%	energie livrată / producție
Rata de acoperire a consumului anual	49,6%	48,8%	energie livrată / C_{an}
Raportul de dimensionare R_{ac}	0,5181	0,5181	P_{an} / C_{an}
Luna cu raportul livrat/consum maxim	iunie, 99,2%	iunie, 97,7%	energie livrată / consum lunar
Ponderea energiei mutate prin stocare	43,3%	40,6%	livrat din baterie / energie livrată
Livrat din baterie / iluminat public, maxim lunar	79,0% (iunie)	72,6% (iunie)	pe luni

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Investiția reduce cheltuiala recurentă a bugetului local cu energia serviciilor publice, eliberând resurse pentru alte servicii ale comunității. Proiectul are o componentă demonstrativă: o centrală municipală cu stocare, amplasată pe un teren public deja amenajat, este un exemplu vizibil de valorificare a infrastructurii existente. Investiția nu produce efecte discriminatorii; beneficiile se distribuie tuturor utilizatorilor serviciilor publice, iar iluminatul public — principalul consumator deservit — este un serviciu universal, cu efect direct asupra siguranței circulației și a spațiului public.

b) Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției

În faza de execuție, lucrările vor ocupa, în funcție de etapă, o echipă estimată de 10–15 persoane — electricieni, montatori de structuri, operatori pentru lucrări civile și personal pentru punerea în funcțiune. În faza de operare, centrala funcționează automat, fără personal permanent; exploatarea se asigură prin contract de mentenanță și prin monitorizarea de la distanță, la care se adaugă responsabilul desemnat de beneficiar pentru urmărirea indicatorilor și raportarea către finanțator.

c) Impactul asupra factorilor de mediu și conformarea cu principiul DNSH

Impactul asupra factorilor de mediu. Centrala se amplasează pe un teren intravilan, categoria de folosință curți-construcții, deja antropizat și ocupat de o funcțiune edilitară. În exploatare nu există emisii în aer, apă sau sol și nu se consumă apă, cu excepția curățării ocazionale a modulelor. Impactul pozitiv principal este evitarea emisiilor asociate producției de energie din surse fosile: **291,930 tCO₂/an** (indicatorul I.2 = 496,059 MWh/an × 0,5885 tCO₂/MWh, factorul stabilit de ghid), adică circa 5.840 tCO₂ în perioada de referință de 20 de ani. În execuție, impacturile — praf, zgomot, trafic de șantier, generarea de deșeuri de ambalaje și de construcții — sunt temporare și se gestionează prin planul de organizare de șantier și prin planul de gestionare a deșeurilor.

Cadrul DNSH. Ghidul cere ca proiectul să respecte principiul „a nu prejudicia în mod semnificativ” (DNSH), pe întregul ciclu de viață — proiectare, execuție, operare și scoatere din uz — față de cele șase obiective de mediu ale

art. 17 din Regulamentul (UE) 2020/852, în conformitate cu Regulamentul delegat (UE) 2021/2139. Conformarea se probează prin declarația reprezentantului legal și prin autoevaluarea în formatul Anexei 3 a ghidului, care se depun cu cererea de finanțare. Analiza de mai jos este fundamentarea tehnică a acelei autoevaluări: ea urmează exact structura modelului — un screening în Partea 1 și o evaluare de fond în Partea 2 pentru obiectivele care o necesită — și indică, pentru fiecare afirmație, documentul care o probează și momentul în care se prezintă.

Partea 1 — Screeningul celor șase obiective de mediu

Tabelul 4.15 — Screeningul DNSH (Partea 1 a listei de verificare din Anexa 3)

Obiectiv de mediu	Necesită evaluare de fond?	Justificare
1. Atenuarea schimbărilor climatice	DA	cerință a modelului: se justifică contribuția la reducerea emisiilor de GES
2. Adaptarea la schimbările climatice	DA	cerință a modelului: evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității, conform Apendicelui A
3. Utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și a celor marine	NU	N/A conform Regulamentului delegat (UE) 2021/2139, cum prevede modelul Anexei 3 pentru această activitate; măsurile de protecție a apelor sunt totuși integrate în proiect (vezi mai jos)
4. Tranziția către o economie circulară	DA	cerință a modelului: prevenirea generării de deșeuri, reciclarea și planul de gestionare a deșeurilor
5. Prevenirea și controlul poluării	NU	N/A conform Regulamentului delegat (UE) 2021/2139, cum prevede modelul Anexei 3; măsurile de prevenire rămân obligatorii la nivel de proiect și execuție
6. Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor	DA	cerință a modelului: procedura de evaluare a impactului asupra mediului și criteriile Apendicelui D

Partea 2 — Evaluarea de fond

1. Atenuarea schimbărilor climatice. *Se preconizează că măsura va genera emisii semnificative de GES?* — NU. Proiectul realizează o capacitate nouă de producere a energiei electrice din sursă solară și un sistem de stocare integrat, activități care contribuie substanțial la atenuarea schimbărilor climatice. În exploatare, producerea energiei nu presupune arderea de combustibili și nu generează emisii directe de gaze cu efect de seră. Reducerea estimată este de 291,930 tCO₂/an (I.2), calculată pe producția simulată (raport PVGIS) și pe factorul de emisie al ghidului. Bateria nu se încarcă din rețea, deci nu stochează energie produsă din surse fosile. Emisiile aferente fabricării, transportului, montajului, mentenanței și dezafectării echipamentelor sunt reduse prin echipamente durabile, cu durată de viață lungă, prin limitarea transporturilor și prin valorificarea materialelor la sfârșitul ciclului de viață; ele nu schimbă natura investiției, care substituie energie cumpărată din rețea cu energie regenerabilă produsă local. **Concluzie: nu se produc prejudicii semnificative; proiectul contribuie direct la obiectiv.** Probe: studiul de fezabilitate (capitolele 4.3 și 5.4), raportul PVGIS.

2. Adaptarea la schimbările climatice. *Se preconizează că măsura va duce la creșterea efectului negativ al climatului actual și viitor asupra măsurii, persoanelor, naturii sau activelor?* — NU, cu aplicarea măsurilor de adaptare integrate în proiect. A fost realizată evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității cerută de Apendicele A (capitolul 4.2, Anexa 13 și documentul-suport „Analiza riscurilor climatice și a vulnerabilității — Salonta”), pe scenariile RCP4.5 și RCP8.5, pentru durata de viață a investiției, pe baza proiecțiilor RO-ADAPT extrase pentru UAT Salonta (temperatura medie +1,6 / +2,2 °C și zilele cu T_{max} ≥ 35 °C de la 0,75 la 6,7 / 7,5 pe an în 2041–2070; maximul precipitațiilor zilnice +9 / +14%). Riscurile materiale identificate sunt temperaturile ridicate, precipitațiile intense și bălțirea, apa subterană și vântul. Soluțiile de adaptare sunt integrate în concepția proiectului, în funcție de parametrii tehnici minimi (Anexa 2) și în caietul de sarcini, iar costul lor este cuprins în pozițiile de deviz ale echipamentelor, structurilor și amenajării terenului: platforme ridicate și drenate pentru stocare și postul de transformare, etanșarea intrărilor de cablu, structuri dimensionate la vânt și zăpadă, fundații verificate geotehnice și prin încercări de smulgere, climatizarea stocării dimensionată pe temperatura maximă, protecția la trăsnet și la supratensiuni,

protecția anticorozivă, inspecțiile după fenomene extreme. S-a verificat și evitarea **maladaptării**: apele pluviale nu se evacuează necontrolat către drumurile stației sau vecinătăți; ridicarea platformelor nu obturează traseele de scurgere; răcirea bateriilor este dimensionată eficient energetic; lucrările nu reduc accesul operațional și reziliența stației de epurare. Măsurile sunt coerente cu Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice 2024–2030. **Concluzie: nu se produc prejudicii semnificative**, cu condiția dimensionării soluției de drenaj la proiectul tehnic. Probe: analiza riscurilor climatice și a vulnerabilității (Anexa 13), studiul geotehnic, proiectul tehnic.

4. Tranziția către o economie circulară. *Se preconizează că măsura va duce la creșterea semnificativă a generării, incinerării sau eliminării deșeurilor, la ineficiențe semnificative în utilizarea resurselor sau la prejudicii pe termen lung economiei circulare?* — NU. Cerințele de economie circulară se integrează în toate fazele:

- **la proiectare și în documentațiile de achiziție** — se solicită echipamente cu durabilitate, reparabilitate și reciclabilitate documentate, modulare și demontabile (Anexa 2: garanții de produs și de performanță, documentație de dezafectare și reciclare), iar ierarhia deșeurilor se aplică acordând prioritate prevenirii; pentru baterii se cer documentele prevăzute de Regulamentul (UE) 2023/1542 privind bateriile — parametrii de performanță electrochimică și durabilitate (art. 10), informațiile de siguranță și, pentru bateriile introduse pe piață după 18.02.2027, pașaportul bateriei (art. 77) —, precum și angajamentul furnizorului de preluare la sfârșitul vieții; pentru modulele fotovoltaice se cer informații privind conținutul de materiale și reciclabilitatea;
- **la execuție** — constructorul întocmește și aplică un plan de gestionare a deșeurilor, cu colectare separată la sursă, depozitare temporară numai pe suprafețe amenajate și predare către operatori autorizați; **cel puțin 70% în greutate din deșeurile nepericuloase din construcții și demolări** generate pe șantier (cu excepția materialelor naturale din categoria 17 05 04) se pregătesc pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, conform Protocolului UE de gestionare a deșeurilor din construcții și demolări; indicatorul se calculează ca $R_{70} = (\text{masa pregătită pentru reutilizare} + \text{masa reciclată} + \text{masa valorificată material}) / \text{masa totală a deșeurilor nepericuloase eligibile generate} \times 100 \geq 70\%$, pe baza unui registru pe coduri de deșeu (de exemplu 17 04 05 fier și oțel, 17 04 11 cabluri, 15 01 01–15 01 03 ambalaje), susținut de bonuri de cântar și documente de predare; înaintea recepției la terminarea lucrărilor, executantul prezintă un raport de conformare DNSH pe deșeuri, iar ținta se consideră îndeplinită numai dacă masele se reconciliază; solul decopertat reutilizabil se folosește prioritar la refacerea terenului; personalul este instruit privind sortarea deșeurilor;
- **în operare** — piesele și echipamentele înlocuite se predau prin fluxurile autorizate specifice; modulele deteriorate și echipamentele electronice se gestionează ca deșeuri de echipamente electrice și electronice, conform OUG nr. 5/2015 care transpune Directiva 2012/19/UE;
- **la dezafectare** — structurile metalice, cablurile, modulele, invertoarele, tablourile, bateriile și echipamentele auxiliare se demontează selectiv și se direcționează prioritar către reutilizare, pregătire pentru reutilizare și reciclare; bateriile se predau producătorului sau operatorilor autorizați, în regimul răspunderii extinse a producătorului. Pentru sistemul de stocare (activitatea 4.10 din Regulamentul delegat 2021/2139) se întocmește, cel târziu la recepție, un **plan de gestionare la sfârșitul vieții** care asigură reutilizarea, recondiționarea sau reciclarea în măsură maximă, prin acorduri contractuale cu furnizorul și cu operatori autorizați; în analiza cost-beneficiu, costul net al dezafectării este considerat acoperit de valoarea materialelor recuperate, ipoteză consecventă cu valoarea reziduală zero.

Măsurile sunt detaliate în documentul-suport „Plan DNSH — economie circulară și managementul deșeurilor — Salonta”, care stabilește ierarhia deșeurilor, fluxurile de execuție, cerințele pentru module, DEEE și baterii, trasabilitatea, clauzele minime ale caietului de sarcini și registrul celor 12 probe DNSH. Gestionarea deșeurilor se realizează conform OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor, HG nr. 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor, OUG nr. 5/2015 și Regulamentului (UE) 2023/1542, în linie cu Planul național de gestionare a deșeurilor aprobat prin HG nr. 942/2017. **Concluzie: nu se produc prejudicii semnificative**. Probe, prezentate în implementare: planul de gestionare a deșeurilor, contractele cu operatorii autorizați, documentele de transport și predare, evidențele cantitative pe categorii, raportarea procentului de valorificare a deșeurilor din construcții, documentele DEEE și de baterii.

6. Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor. Se preconizează că măsura va fi nocivă în mod semnificativ pentru condiția bună și reziliența ecosistemelor sau pentru stadiul de conservare a habitatelor și speciilor? — NU, sub rezerva documentelor de mediu care se obțin la etapa prevăzută de ghid. Investiția se amplasează pe CF 103645, teren intravilan, categoria curți-construcții, în incinta unei stații de epurare existente, pe o suprafață limitată la necesarul investiției. Față de cele trei interdicții ale modelului:

- (a) **terenuri arabile și cultivate de fertilitate moderată sau ridicată (clasele I și II)** — terenul este intravilan, curți-construcții, nu face parte din circuitul agricol; proba este extrasul de carte funciară;
- (b) **terenuri cu valoare ridicată pentru biodiversitate sau habitate ale speciilor pe cale de dispariție** — terenul este antropizat, ocupat de o funcțiune tehnico-edilitară; înaintea depunerii se face o verificare documentară a poziției amplasamentului față de ariile naturale protejate (inclusiv siturile Natura 2000 de protecție avifaunistică din Câmpia de Vest), pe straturile oficiale ale autorității pentru arii protejate, iar distanța față de cel mai apropiat sit se consemnează în notificarea către autoritatea de mediu; concluzia finală rezultă din procedura de evaluare a impactului asupra mediului;
- (c) **terenuri forestiere** — terenul nu face parte din fondul forestier; proba este extrasul de carte funciară și declarația pe propria răspundere, în etapa de evaluare.

Pentru proiect se demarează procedura de evaluare a impactului asupra mediului potrivit Legii nr. 292/2018, care transpune Directiva 2011/92/UE, astfel cum a fost modificată prin Directiva 2014/52/UE; documentele de mediu — actul autorității competente și, dacă se solicită, evaluarea adecvată — se obțin într-o etapă următoare, la fel ca certificatul de urbanism. Dacă autoritatea competentă solicită evaluarea adecvată, conform Directivei 92/43/CEE, măsurile de atenuare rezultate se integrează în proiectul tehnic înainte de semnarea formei finale a declarației. Măsurile de protecție prevăzute de proiect sunt: limitarea suprafețelor afectate la strictul necesar; depozitarea materialelor numai în zonele aprobate; prevenirea scurgerilor și a antrenării de sedimente; refacerea terenului după lucrări cu un strat vegetal controlat, întreținut prin cosire fără substanțe periculoase. **Concluzie: nu se produc prejudicii semnificative**, sub rezerva actului autorității de mediu.

Obiectivele 3 și 5 — măsuri proactive. Deși modelul Anexei 3 marchează protecția apelor și prevenirea poluării ca „N/A” pentru această activitate, particularitățile amplasamentului impun măsuri care se mențin în proiect: drenaj controlat al platformelor și retenția apelor de stingere la stocare, fără descărcare necontrolată în exterior sau în instalațiile stației; tehnologie LFP, fără cobalt, cu detecție, stingere și plan de intervenție; tăvi de retenție și materiale absorbante pentru uleiul transformatoarelor; controlul prafului și al zgomotului pe șantier; utilizarea minimă a apei la curățarea modulelor, fără detergenți agresivi.

Documentele de probă și condițiile de emitere a declarației DNSH

Tabelul 4.16 — Probele DNSH și stadiul lor

Document de probă	Obiective DNSH	Stare	Moment
Studiul de fezabilitate (prezentul document)	toate	disponibil	depunere
Raportul de simulare PVGIS, 399,84 kWp	1	disponibil	depunere
Anexa 3 a ghidului — declarația DNSH și autoevaluarea	toate	formă de lucru; se semnează după condițiile de mai jos	depunere
Analiza riscurilor climatice și a vulnerabilității — Salonta (sinteză în Anexa 13), cu proiecții RO-ADAPT pentru UAT Salonta	2	disponibilă	depunere
Plan DNSH — economie circulară și managementul deșeurilor — Salonta	4	disponibil; clauzele se transferă în achiziție	depunere; achiziție
Extras CF 103645 (intravilan, curți-construcții)	6	disponibil	depunere
Studiu geotehnic nr. 23.182/2023; plan topografic OCPI	2, 6	disponibile	depunere
Declarație privind neincluderea în fondul forestier	6	se întocmește de beneficiar	evaluare

Document de probă	Obiective DNSH	Stare	Moment
Documentele procedurii de mediu (Legea nr. 292/2018): actul autorității competente; evaluarea adecvată, după caz	6	se obțin	etapă următoare
Verificarea documentară față de ariile naturale protejate / Natura 2000 (distanța față de cel mai apropiat sit)	6	se întocmește	depunere
Clauzele DNSH în documentațiile de achiziție (proiectare și execuție), inclusiv ținta de 70%	2, 4	se introduc	achiziție
Plan de gestionare a deșeurilor; contracte cu operatori autorizați; evidențe DEEE și baterii	4	se întocmesc de executant	execuție, operare
Raportul de conformare DNSH — deșeuri de construcții și montaj (calculul R_{70} , reconcilierea pe mase)	4	se întocmesc de executant	înainte de recepția la terminarea lucrărilor
Documentele EPR / DEEE / baterii ale furnizorilor; pașaportul bateriei, dacă este aplicabil	4	se prezintă de furnizori	achiziție, punere în funcțiune

Condiții pentru semnarea declarației DNSH și angajamente de implementare

Înainte de semnare (la depunere): (1) verificarea documentară a poziției amplasamentului față de ariile naturale protejate și siturile Natura 2000; (2) declarația privind neincluderea terenului în fondul forestier; (3) verificarea concordanței dintre măsurile DNSH, studiul de fezabilitate, fișa parametrilor minimi (Anexa 2) și deviz.

Angajamente asumate prin declarație, verificabile în implementare: certificatul de urbanism și documentele de mediu se obțin într-o etapă următoare, iar măsurile rezultate (inclusiv din evaluarea adecvată, dacă se solicită) se integrează în proiectul tehnic; cotele platformelor și soluția de drenaj se stabilesc la proiectul tehnic, pe baza ridicării topografice actualizate; obligațiile DNSH — inclusiv ținta de minimum 70% valorificare a deșeurilor nepericuloase din construcții, documentele cerute de Regulamentul (UE) 2023/1542 și planul de gestionare la sfârșitul vieții — se introduc în documentațiile de achiziție a proiectării și execuției; conformarea se raportează pe toată durata contractului de finanțare, potrivit termenelor stabilite de finanțator.

d) Impactul obiectivului de investiție raportat la contextul natural și antropic

Centrala se integrează în peisajul tehnic al stației de epurare: structuri joase, fără clădiri noi supraterane în afara incintelor sau cabinetelor de stocare și a postului de transformare, pe un teren deja împrejmuit și exploatat. Nu afectează funcționarea stației, circulațiile și accesul pentru exploatare, iar modul de amplasare urmărește menținerea culoarelor de intervenție și a culoarului de protecție al liniei aeriene de 20 kV.

e) Sustenabilitatea bugetară

Tabelul următor prezintă, an cu an, efortul bugetului local din perspectiva beneficiarului, pentru soluția recomandată: contribuția proprie la investiție, inclusiv TVA, costurile anuale de exploatare cu TVA și beneficiul anual al energiei livrate. Din anul 5, fluxul cumulat devine pozitiv și rămâne pozitiv până la sfârșitul perioadei de referință. Înlocuirea bateriei nu este prevăzută în perioada de referință (capitolul 4.6.4); degradarea capacității este inclusă în beneficiul anual.

Tabelul 4.17 — Sustenabilitatea bugetară, perspectiva Municipiului Salonta, Soluția 1, după grant, cu TVA (lei)

An	Beneficiu energie	Exploatare și auxiliari, cu TVA	Flux net	Flux cumulat
0	—	—	-960.035,93	-960.035,93
1	261.575,43	51.946,89	209.628,55	-750.407,38
2	259.692,51	51.946,89	207.745,62	-542.661,77
3	257.824,74	51.946,89	205.877,86	-336.783,91
4	255.972,01	51.946,89	204.025,13	-132.758,78
5	254.134,18	51.946,89	202.187,30	69.428,52

An	Beneficiu energie	Exploatare și auxiliari, cu TVA	Flux net	Flux cumulat
6	252.311,12	51.946,89	200.364,24	269.792,75
7	250.502,70	51.946,89	198.555,81	468.348,57
8	248.708,79	51.946,89	196.761,90	665.110,47
9	246.929,26	51.946,89	194.982,38	860.092,85
10	245.163,99	51.946,89	193.217,11	1.053.309,95
11	243.412,85	51.946,89	191.465,97	1.244.775,92
12	241.675,73	51.946,89	189.728,84	1.434.504,76
13	239.952,48	51.946,89	188.005,60	1.622.510,35
14	238.243,01	51.946,89	186.296,12	1.808.806,47
15	236.547,17	51.946,89	184.600,29	1.993.406,76
16	234.864,86	51.946,89	182.917,98	2.176.324,73
17	233.195,96	51.946,89	181.249,08	2.357.573,81
18	231.540,35	51.946,89	179.593,47	2.537.167,28
19	229.897,92	51.946,89	177.951,03	2.715.118,31
20	228.268,54	51.946,89	176.321,65	2.891.439,96

Contribuția în anul 0 cuprinde cheltuielile încadrabile care depășesc plafonul de grant, taxa de racordare și capitolul 7 al devizului, toate cu TVA. Fără capitolul 7, contribuția proprie la capitolele 1–6 este de 276.630,67 lei cu TVA. Costul anual de exploatare, cu TVA, reprezintă circa 20% din beneficiul anual al energiei livrate, astfel încât investiția își susține cheltuielile curente din primul an de funcționare. În Soluția 2, contribuția în anul 0 ar crește la 1.352.532,16 lei cu TVA, iar recuperarea s-ar prelungi la 8 ani.

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

Dimensionarea urmează ordinea impusă de regulile apelului: consumul de referință fixează limita superioară a producției, puterea fotovoltaică fixează intervalul admis al stocării, iar plafonul pe MW fixează bugetul eligibil.

Puterea fotovoltaică. Condiția $R_{ac} \leq 1,10$ ar permite, la consumul de referință de 957.449 kWh/an, o producție anuală de până la 1.053.194 kWh, adică o centrală de circa 850 kWp. Puterea a fost limitată însă la 399,84 kWp DC / 400 kW AC, din trei motive: puterea evacuată în rețea este limitată de ghid la 400 kW pe loc de producere, astfel încât orice putere AC peste acest prag ar fi produs energie limitată; racordarea sub 400 kW simplifică soluția de racordare și încadrează centrala în regimul prosumatorilor de 200–400 kW; iar bilanțul lunar arată că, la această putere, producția lunii iunie depășește deja consumul municipal al aceleiași luni (circa 103%), iar energia livrată reprezintă circa 99% din acesta. O putere mai mare ar fi creat în lunile de vară un surplus fără consumator în perimetrul municipal.

Puterea stocării. Condiția AC.4 impune o putere a stocării cel puțin egală cu puterea fotovoltaică. Cu 400 kW putere nominală de încărcare/descărcare față de 399,84 kW putere eligibilă, $R_p = 1,0004$ în ambele soluții. Marja este mică pe baza puterii eligibile, dar condiția este îndeplinită și pe baza puterii AC ($R_p = 1,000$); protecția ei în fazele ulterioare este asigurată prin regula din fișa parametrilor minimi, care interzice creșterea puterii DC peste 400 kWp fără creșterea corespunzătoare a puterii stocării.

Capacitatea stocării. Condiția AC.5 admite o capacitate între 799,68 kWh (2 ore) și 1.599,36 kWh (4 ore). Capacitatea Soluției 1, 901,12 kWh, corespunde unei durate de 2,25 ore la puterea eligibilă și are o marjă de 12,7% față de minimul admis; cea a Soluției 2, 836 kWh, are o marjă de numai 4,5%. Capacitatea rezultă din modularitatea echipamentelor și din echilibrul dintre energia mutată în vârful de seară și costul stocării: plafonul de grant este atins deja la configurația actuală, astfel încât orice kWh suplimentar de stocare ar fi suportat integral din bugetul local, în timp ce câștigul de energie livrată scade pe măsură ce bateria crește, fiindcă în peste 140 de zile pe an producția nu umple nici capacitatea actuală.

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

4.6.1. Metoda și perspectivele analizei

Analiza financiară urmează metoda fluxurilor de numerar actualizate: pentru fiecare an al perioadei de referință se calculează diferența dintre încasările și plățile generate de proiect, iar fluxurile se aduc la valoarea din anul 0 cu rata reală de actualizare de 4%. Indicatorii sunt valoarea actualizată netă (VAN), rata internă de rentabilitate (RIR — rata la care VAN este zero), raportul beneficiu/cost (B/C — valoarea actualizată a beneficiilor raportată la valoarea actualizată a costurilor) și perioada de recuperare simplă (primul an în care fluxul cumulat nominal devine pozitiv).

Pentru că proiectul este finanțat parțial nerambursabil și pentru că TVA-ul investiției este nedeductibil pentru municipiu, analiza se face pe **patru perspective**, care răspund la întrebări diferite:

Tabelul 4.18 — Perspectivele analizei financiare

Perspectivă	Investiția în anul 0	Costuri anuale	Întrebarea la care răspunde
A. Proiect, fără grant, fără TVA	valoarea totală fără TVA	fără TVA	este investiția justificată în sine, independent de sursa de finanțare? (baza analizei cost-eficacitate)
B. Proiect, cu grant, fără TVA	valoarea totală – grant	fără TVA	care este randamentul resurselor proprii, în termeni economici?
C. Beneficiar, fără grant, cu TVA	valoarea totală cu TVA	cu TVA	și-ar putea permite municipiul investiția din resurse proprii?
D. Beneficiar, cu grant, cu TVA	contribuția proprie cu TVA (după grant și TVA finanțată)	cu TVA	este investiția sustenabilă pentru bugetul local, în condițiile finanțării solicitate?

4.6.2. Mecanismul de venit și valorizarea energiei livrate

Pentru un prosumator cu putere instalată între 200 și 400 kW, energia livrată în rețea este achiziționată de furnizor la **prețul mediu ponderat al PZU din luna respectivă**, iar contravaloarea se regularizează financiar cu facturile locurilor de consum ale aceluiași titular. În consecință, valoarea energiei livrate nu este prețul de achiziție din facturi, ci prețul lunar al pieței. Studiul modelează exact acest mecanism, lunar:

Venitul lunii m = (energia livrată direct din panouri în luna m + energia livrată din baterie în luna m) × prețul PZU mediu ponderat al lunii m / 1.000 [lei].

Deoarece prețurile lunare viitoare nu sunt cunoscute, s-au folosit **prețurile efective ale ultimelor 36 de luni** (august 2023 – iulie 2026), calculate direct din rapoartele OPCOM (48.192 de intervale orare și de 15 minute): pentru fiecare lună calendaristică, prețul central este media ponderată cu volumele tranzacționate a celor trei luni omonime, $PZU = \sum(\text{preț interval} \times \text{volum interval}) / \sum(\text{volum interval})$. Cele trei ferestre anuale au fost păstrate ca variante de sensibilitate. Seria completă a prețurilor lunare este prezentată în Anexa 10.



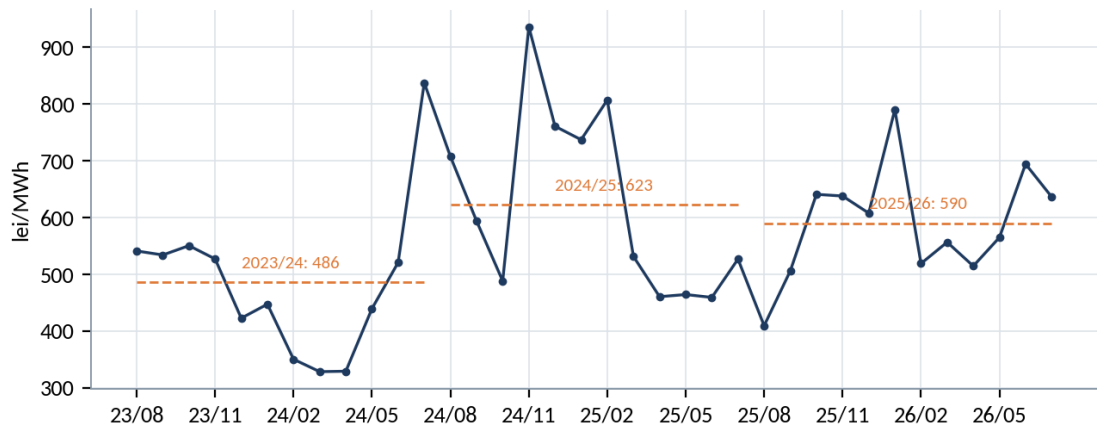


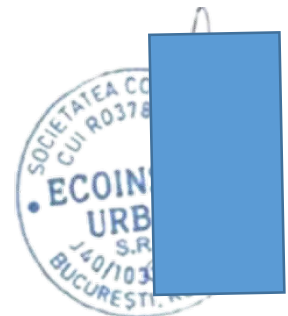
Figura 4.6 — Prețul mediu ponderat lunar PZU, august 2023 – iulie 2026 (liniile punctate: media fiecărei ferestre anuale)

Exemplu de calcul — luna ianuarie. Prețurile PZU ale lunilor ianuarie din cele trei ferestre sunt 447,44 lei/MWh (2024), 737,27 lei/MWh (2025) și 790,41 lei/MWh (2026); media ponderată cu volumele tranzacționate este 638,0331 lei/MWh. În Soluția 1, în ianuarie se livrează în medie 5.386,77 kWh direct din panouri și 11.533,75 kWh din baterie, în total 16.920,52 kWh. Venitul lunii este $16.920,52 \times 638,0331 / 1.000 = 10.795,85$ lei, din care 3.436,94 lei din energia fotovoltaică directă și 7.358,92 lei din energia bateriei.

Tabelul 4.19 — Prețurile PZU (lei/MWh) și venitul lunar din anul 1, Soluția 1

Luna	PZU 2023/24	PZU 2024/25	PZU 2025/26	PZU central	Livrat Sol. 1 (kWh)	Venit Sol. 1 (lei)
Ianuarie	447,44	737,27	790,41	638,03	16.921	10.795,85
Februarie	350,35	807,22	519,04	544,33	22.535	12.266,49
Martie	328,50	531,69	556,70	448,99	41.276	18.532,75
Aprilie	329,29	460,66	514,65	420,60	50.666	21.310,34
Mai	439,61	464,43	565,05	484,44	53.319	25.829,84
Iunie	520,82	459,37	694,48	545,52	54.691	29.834,93
Iulie	837,60	526,89	636,46	685,19	57.455	39.367,77
August	541,22	707,73	409,45	563,10	55.913	31.484,59
Septembrie	534,16	594,07	506,05	548,08	45.167	24.755,59
Octombrie	550,58	488,30	641,00	560,01	38.406	21.507,76
Noiembrie	527,17	936,33	638,08	708,19	23.469	16.620,63
Decembrie	422,75	761,06	607,92	599,91	15.451	9.268,88
TOTAL / MEDIE	—	—	—	550,37	475.269	261.575,43

Prețul mediu realizat în anul 1 este de 550,4 lei/MWh (0,550 lei/kWh). Venitul pe ferestrele anuale: 240.194,52 lei (2023/24), 275.001,26 lei (2024/25), 273.538,55 lei (2025/26).



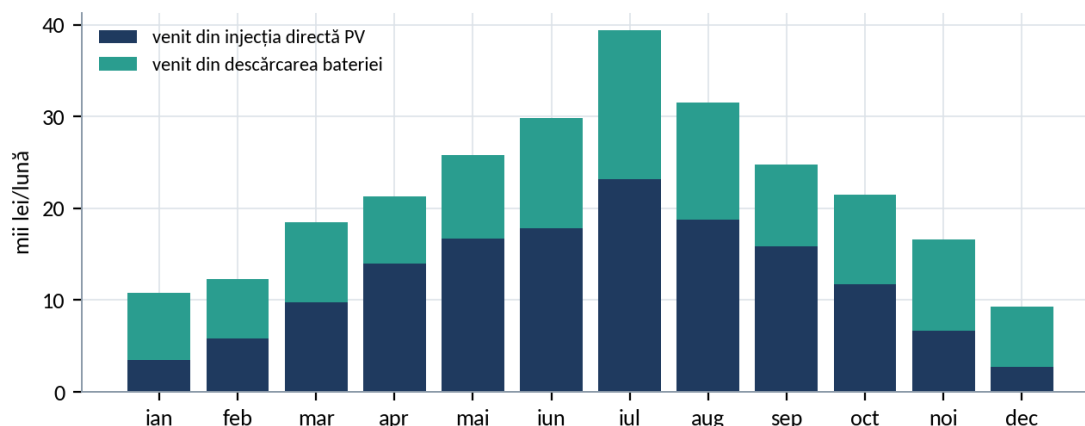


Figura 4.7 — Venitul lunar din anul 1, Soluția 1, pe componente

Trei observații sunt relevante pentru interpretarea rezultatelor. Prima: cele patru ore de descărcare sunt alese după prețul orar al pieței, dar venitul se calculează cu prețul mediu lunar — mecanismul legal nu remunerează vârful de preț, astfel încât valoarea economică a bateriei constă în deplasarea energiei spre consumul real de seară, nu în arbitraj. A doua: venitul nu se cumulează cu economia la factură pentru aceiași kWh — este aceeași valoare, contabilizată o singură dată. A treia: în cazul Soluției 2, venitul s-a calculat cu aceeași metodă lunară, pe energia livrată lunar de acea soluție, ceea ce face indicatorii direct comparabili (257.106,87 lei în anul 1).

4.6.3. Costurile de exploatare

Costul anual de exploatare și întreținere este bugetat la 1,5% din valoarea investiției fără TVA — ipoteză bugetară uzuală pentru centrale fotovoltaice cu stocare. Pentru Soluția 1 rezultă 40.326,29 lei/an fără TVA, alocați provizoriu pe opt categorii; costul energiei importate pentru auxiliari se adaugă separat:

Tabelul 4.20 — Costurile anuale de exploatare, Soluția 1

Categorie	Pondere	Fără TVA (lei/an)	TVA (lei/an)	Cu TVA (lei/an)
Mentenanță preventivă și corectivă PV	25%	10.081,57	2.117,13	12.198,70
Sistem de stocare și invertore	20%	8.065,26	1.693,70	9.758,96
EMS, SCADA, licențe, comunicații	10%	4.032,63	846,85	4.879,48
Post de transformare, celule și protecții MT	15%	6.048,94	1.270,28	7.319,22
Verificări PRAM, PSI, inspecții	5%	2.016,31	423,43	2.439,74
Asigurări	15%	6.048,94	0,00	6.048,94
Curățare PV și întreținerea amplasamentului	5%	2.016,31	423,43	2.439,74
Consumabile și înlocuiri minore	5%	2.016,31	423,43	2.439,74
Total mentenanță (1,5% din investiție)	100%	40.326,29	7.198,24	47.524,54
Energie auxiliară importată (3.030,14 kWh × 1,20616 lei/kWh)	—	3.654,83	767,52	4.422,35
TOTAL COST ANUAL DE EXPLOATARE	—	43.981,13	7.965,76	51.946,89

Pentru Soluția 2, mentenanța bugetată este de 45.191,95 lei/an (1,5% din 3.012.796,88 lei), iar energia auxiliară importată de 8.792,05 lei/an (7.289,31 kWh); total 53.984,01 lei/an fără TVA. Ponderile pe categorii și tratamentul TVA al asigurărilor se confirmă prin oferte și fiscal.

4.6.4. Degradarea, înlocuirile și valoarea reziduală

Degradarea. Producția fotovoltaică se reduce cu 0,5% pe an, iar energia livrată din baterie cu 1,0% pe an, aplicate continuu; în anul 20, factorii sunt 0,909 pentru producția directă și 0,826 pentru stocare. Degradarea este aplicată energiei livrate și, prin aceasta, venitului.

Înlocuirea bateriei. Cazul central nu prevede înlocuirea bateriei în perioada de referință. Ipoteza se sprijină pe ciclarea efectivă, rezultată din modelul orar, și pe cerința de garanție impusă prin fișa parametrilor minimi: bateria Soluției 1 parcurge circa 265 de cicluri pe an ale ferestrei de operare, adică circa **5.300 de cicluri în 20 de ani** (4.769 de cicluri echivalente complete raportate la capacitatea nominală), sub pragul de **6.000 de cicluri** pe care fișa parametrilor minimi (BESS-09) îl impune garanției de energie cumulată. Deoarece fișa tehnică disponibilă a rackurilor declară o garanție de 10 ani fără un număr explicit de cicluri, scrisoarea de garanție cu energia cumulată garantată este o condiție de achiziție, nu o ipoteză presupusă îndeplinită. Pentru Soluția 2, producătorul declară 8.000 de cicluri la 70% SOH și 90% DoD. Efectul unei înlocuiri este testat explicit în analiza de senzitivitate (capitolul 4.8): o înlocuire integrală a rackurilor în anul 12, la costul lor actual de 536.889,18 lei, ar reduce VAN înainte de grant al Soluției 1 la -267.555 lei fără refacerea capacității, respectiv la circa -214.381 lei cu refacerea ei; după grant, indicatorii beneficiarului rămân pozitivi.

Valoarea reziduală. Valoarea reziduală a fost considerată zero în toate perspectivele. Ipoteza este prudentă: postul de transformare, structurile metalice, cablurile și modulele au durate de viață de peste 20 de ani — modulelor li se cere o garanție de performanță de cel puțin 30 de ani —, iar beneficiarul nu a decis încă dacă activele rămân în exploatare după anul 20. Includerea unei valori reziduale ar îmbunătăți indicatorii; ea se poate activa după fixarea costurilor pe componente și a costurilor de dezafectare.

4.6.5. Fluxurile de numerar

Tabelul următor prezintă fluxurile de numerar ale Soluției 1 pentru anii reprezentativi; seria completă, an cu an, pentru ambele soluții și toate perspectivele, este prezentată în Anexa 11.

Tabelul 4.21 — Fluxurile de numerar ale Soluției 1, ani reprezentativi (lei)

An	Venit energie	Exploatare + auxiliari	Flux A	Flux B	Flux C	Flux D
0	—	—	-2.688.419,66	-793.417,96	-3.252.987,99	-960.035,93
1	261.575,43	43.981,13	217.594,30	217.594,30	209.628,55	209.628,55
2	259.692,51	43.981,13	215.711,38	215.711,38	207.745,62	207.745,62
3	257.824,74	43.981,13	213.843,62	213.843,62	205.877,86	205.877,86
5	254.134,18	43.981,13	210.153,06	210.153,06	202.187,30	202.187,30
10	245.163,99	43.981,13	201.182,86	201.182,86	193.217,11	193.217,11
12	241.675,73	43.981,13	197.694,60	197.694,60	189.728,84	189.728,84
15	236.547,17	43.981,13	192.566,04	192.566,04	184.600,29	184.600,29
20	228.268,54	43.981,13	184.287,41	184.287,41	176.321,65	176.321,65

A — proiect fără grant, fără TVA; B — proiect cu grant, fără TVA; C — beneficiar fără grant, cu TVA; D — beneficiar cu grant, cu TVA. Grantul și TVA-ul finanțat se consideră încasate în anul 0.



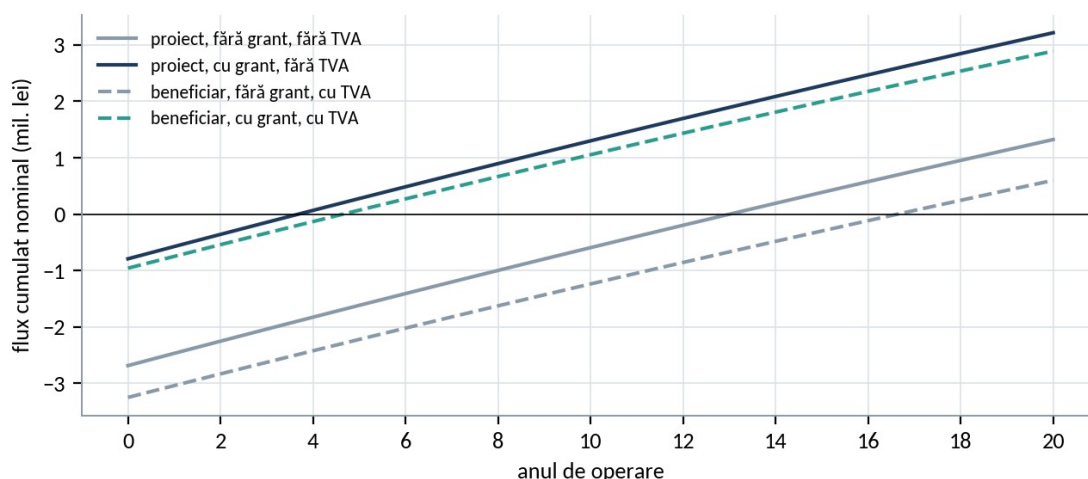


Figura 4.8 — Fluxul de numerar cumulat nominal al Soluției 1, pe cele patru perspective

4.6.6. Indicatorii de performanță financiară

Tabelul 4.22 — Indicatorii de performanță financiară ai soluțiilor

Indicator	Soluția 1	Soluția 2
A. Proiect, fără grant, fără TVA		
VAN (4%)	67.784,46 lei	-446.191,34 lei
RIR	4,29%	2,20%
B/C	1,0206	0,8809
Recuperare simplă	14 ani	16 ani
B. Proiect, cu grant, fără TVA		
VAN (4%)	1.962.786,16 lei	1.448.810,36 lei
RIR	26,34%	16,57%
B/C	2,4109	1,7825
Recuperare simplă	4 ani	6 ani
C. Beneficiar, fără grant, cu TVA		
VAN (4%)	-605.041,13 lei	-1.213.600,94 lei
RIR	1,72%	-0,30%
Recuperare simplă	17 ani	peste 20 de ani
D. Beneficiar, cu grant, cu TVA		
Efort investițional inițial	960.035,93 lei	1.352.532,16 lei
VAN (4%)	1.687.910,93 lei	1.079.351,12 lei
RIR	20,50%	12,15%
Recuperare simplă	5 ani	8 ani

Fără grant, investiția nu își recuperează valoarea actualizată pe perioada de referință din perspectiva beneficiarului cu TVA (VAN negativ în perspectiva C, pentru ambele soluții); cu grant, recuperarea are loc în anul 5 pentru Soluția 1, iar valoarea actualizată netă devine pozitivă și semnificativă. Rezultatul confirmă atât necesitatea finanțării nerambursabile — fără ea, municipiul nu ar putea justifica investiția din resurse proprii —, cât și sustenabilitatea financiară a proiectului după acordarea grantului: fluxul cumulat devine pozitiv din anul 5 și nu redevine negativ.

Soluția 2 este inferioară Soluției 1 pe toate cele patru perspective. Diferența de VAN înainte de grant este de 513.975,80 lei, iar după grant, din perspectiva beneficiarului cu TVA, de 608.559,81 lei. Indicații Soluției 2 cu

grant presupun același grant net ca Soluția 1 și aceeași eligibilitate a TVA; ambele condiții se confirmă numai dacă soluția ar fi aleasă.

Indicatorii cu grant presupun încasarea integrală a grantului și a TVA-ului aferent cheltuielilor finanțate în anul 0. Dacă tranșele se încasează eşalonat sau dacă TVA-ul nu este recunoscut ca eligibil, perioada de recuperare se prelungește; efectul se urmărește prin planul de trezorerie al proiectului.

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

4.7.1. Temeiul analizei cost-eficacitate

Potrivit notei de subsol a punctelor 4.7–4.8 din Anexa nr. 4 la HG nr. 907/2016, pentru obiectivele de investiții a căror valoare se situează sub pragul de aprobare prin hotărâre a Guvernului — peste 100 de milioane de lei, potrivit art. 42 din Legea nr. 500/2002 — se elaborează analiza cost-eficacitate. Valoarea investiției de față, 3,253 milioane lei cu TVA, este cu mult sub acest prag. Analiza cost-eficacitate nu înlocuiește analiza financiară, ci o completează: pentru un proiect public finanțat din același grant, în care soluțiile furnizează același tip de rezultat, criteriul relevant este **costul pe unitatea de rezultat**, nu profitul.

Rezultatul fizic pertinent este **energia livrată consumului municipal**, actualizată cu aceeași rată de 4% pe care se actualizează costurile, pentru ca un MWh livrat în anul 15 să nu cântărească la fel cu unul livrat în anul 1. Costul este costul total actualizat al ciclului de viață: investiția fără TVA, plus valoarea actualizată a costurilor de exploatare și a energiei importate pentru auxiliari. Ca rezultat secundar s-a folosit reducerea emisiilor, calculată pe energia livrată actualizată și factorul de 0,5885 tCO₂/MWh.

4.7.2. Indicatorii cost-eficacitate

Tabelul 4.23 — Analiza cost-eficacitate a soluțiilor

Indicator	Soluția 1	Soluția 2	Diferență 2 – 1
Investiția, fără TVA (lei)	2.688.419,66	3.012.796,88	+324.377,22
Valoarea actualizată a costurilor de exploatare (lei)	597.717,89	733.660,55	+135.942,66
Cost actualizat total pe 20 de ani (lei)	3.286.137,55	3.746.457,43	+460.319,88
Energie livrată actualizată (MWh)	6.095,513	5.999,124	-96,389
Cost-eficacitate — cost actualizat / MWh livrat (lei/MWh)	539,11	624,50	+85,39 (+15,8%)
Emisii evitate actualizate (tCO ₂)	3.587,2	3.530,5	-56,7
Cost actualizat / tCO ₂ evitată (lei/t)	916,1	1.061,2	+145,1
Cost actualizat / kW instalat (lei/kW)	8.219	9.370	+1.151
Cost direct specific stocare / kWh nominal (EUR/kWh)	155,0	219,7	+64,7 (+41,7%)

Soluția 1 livrează fiecare MWh cu 85,39 lei mai ieftin decât Soluția 2 (-13,7%) și evită fiecare tonă de CO₂ cu 145 lei mai puțin. Diferența are două cauze care se cumulează: Soluția 2 costă mai mult (+460.320 lei cost actualizat total) și livrează mai puțin (-96,4 MWh actualizați). Costul actualizat al Soluției 1 se compune în proporție de 82% din investiție (441,05 lei/MWh) și de 18% din exploatare (98,06 lei/MWh).

4.7.3. Pragul de egalare al Soluției 2

Pentru a verifica robustețea clasamentului, s-a determinat cât ar trebui să scadă valoarea investiției în Soluția 2 pentru a egala Soluția 1, păstrând randamentele, auxiliarii și energia livrată. Rezultatul este o reducere de 14,2%, până la circa 2.586 mii lei fără TVA — adică sub valoarea investiției în Soluția 1 (2.688 mii lei). Echivalent costul direct specific al ramurii de stocare ar trebui să scadă de la 183.704 EUR la circa 125.800 EUR (-31,5%). Cu alte

cuvinte, Soluția 2 ar deveni competitivă numai dacă ar fi mai ieftină decât Soluția 1, pentru a compensa energia mai mică și auxiliarii mai mari. O ofertă nu poate fi comparată numai cu acest prag: la reevaluare trebuie introduse simultan randamentele garantate, auxiliarii, costul de mentenanță, garanțiile și eventualele augmentări.

4.7.4. Concluzia analizei economice

Soluția 1 are o valoare actualizată netă pozitivă, o rată internă de rentabilitate peste rata de actualizare și un raport beneficiu/cost supraunitar în perspectiva proiectului, fără grant. Marja este însă mică: VAN reprezintă 2,5% din valoarea investiției. Proiectul este, înainte de grant, la pragul de rentabilitate economică — situație tipică pentru o centrală cu stocare valorizată prudent la prețul pieței angro — și este pe deplin justificat după acordarea grantului. Pe criteriul cost-eficacitate, care discriminează corect între soluții finanțate cu același grant, Soluția 1 este net superioară.

4.8. Analiza de sensibilitate

Analiza de sensibilitate testează robustețea indicatorilor la variația ipotezelor care influențează cel mai mult rezultatul. Testele de funcționare (disponibilitate, blocul de descărcare, indisponibilitatea în orele de producție maximă) au fost rerulate fizic pe modelul orar pentru Soluția 1; celelalte sunt variații financiare ale aceluiași model.

Tabelul 4.24 — Sensitivitatea indicatorilor Soluției 1 la ipotezele de funcționare și de cost, înainte de grant

Caz	Energie livrată an 1 (kWh)	Venit an 1 (lei)	VAN (lei)	RIR	Recuperare (ani)
Caz central	475.269	261.575	+67.784	4,29%	14
Disponibilitate 97% (rerulare orară)	460.893	253.624	-36.490	3,84%	14
Descărcare în bloc de 4 ore consecutive	473.253	260.601	+49.902	4,22%	14
Degradare PV 1%/an	475.269	261.575	-7.457	3,97%	14
Caz sever combinat	458.766	252.614	-120.126	3,47%	14
Indisponibilitate 3% în orele de producție maximă	399.873	219.606	-480.900	1,81%	17
Exploatare 1% din investiție	475.269	261.575	+250.467	5,06%	13
Exploatare 3% din investiție	475.269	261.575	-480.263	1,80%	17
Import auxiliari -20% / +20%	475.269	261.575	+77.719 / +57.850	4,33% / 4,25%	13 / 14
Înlocuirea rackurilor în anul 12, cu refacerea capacității	475.269	261.575	-214.381	3,03%	—
Înlocuirea rackurilor în anul 12, fără refacerea capacității	475.269	261.575	-267.555	2,76%	—

Tabelul 4.25 — Variații ale ipotezelor financiare, ambele soluții (VAN proiect, fără TVA)

Variație	Sol. 1 — VAN fără grant	Sol. 1 — VAN cu grant	Sol. 2 — VAN fără grant	Sol. 2 — VAN cu grant
Caz central	67.784 lei	1.962.786 lei	-446.191 lei	1.448.810 lei
CAPEX -10%	391.431 lei	2.286.433 lei	-83.494 lei	1.811.507 lei
CAPEX +10%	-255.862 lei	1.639.139 lei	-808.888 lei	1.086.113 lei
Preț PZU -10%	-267.608 lei	1.627.394 lei	-776.218 lei	1.118.784 lei
Preț PZU +10%	403.177 lei	2.298.178 lei	-116.165 lei	1.778.837 lei
PZU fereastra 2023/24	-205.258 lei	1.689.744 lei	-713.607 lei	1.181.394 lei
PZU fereastra 2024/25	238.728 lei	2.133.730 lei	-279.176 lei	1.615.826 lei
PZU fereastra 2025/26	221.205 lei	2.116.206 lei	-295.403 lei	1.599.599 lei
OPEX 1,0% din CAPEX	250.467 lei	2.145.469 lei	-241.467 lei	1.653.535 lei
OPEX 3,0% din CAPEX	-480.263 lei	1.414.739 lei	-1.060.365 lei	834.637 lei

Variație	Sol. 1 — VAN fără grant	Sol. 1 — VAN cu grant	Sol. 2 — VAN fără grant	Sol. 2 — VAN cu grant
Rată de actualizare 3%	320.617 lei	2.215.619 lei	-211.030 lei	1.683.972 lei
Rată de actualizare 5%	-154.287 lei	1.740.714 lei	-652.759 lei	1.242.243 lei
Degradare PV 1%/an	-7.457 lei	1.887.545 lei	-523.788 lei	1.371.214 lei

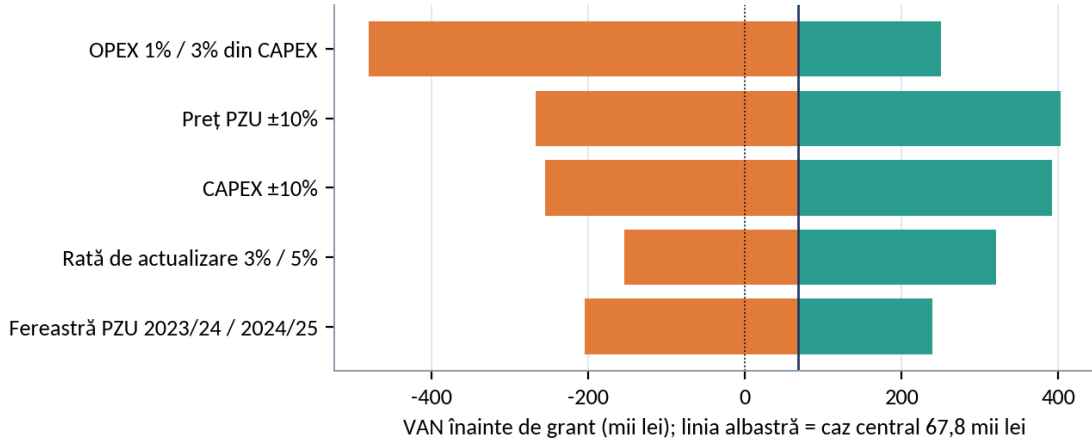


Figura 4.9 — Diagrama de sensibilitate a VAN înainte de grant, Soluția 1

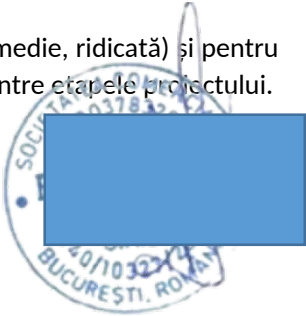
Tabelul 4.26 — Valorile de comutare

Valoare de comutare (VAN înainte de grant = 0)	Soluția 1	Soluția 2
Valoarea energiei livrate (preț PZU sau energie)	-2,0%	+13,5%
Valoarea investiției, cu costul de exploatare proporțional	+2,1%	-12,3%
Valoarea investiției, cu costul de exploatare neschimbat	+2,5%	—
Prețul mediu realizat echivalent (anul 1)	539,3 lei/MWh	—
Prețul mediu realizat echivalent după grant (anul 1)	228,3 lei/MWh	—

Variabilele care schimbă semnul VAN înainte de grant în Soluția 1 sunt valoarea energiei livrate, disponibilitatea centralei, costul de exploatare și valoarea investiției — fiecare la variații mici, de ordinul câtorva procente. Aceasta este consecința directă a valorizării conservatoare a energiei. Concluzia practică este dublă: pe de o parte, contractele de execuție și de mentenanță trebuie să garanteze disponibilitatea, performanța bateriei și costul de exploatare; pe de altă parte, după grant, indicatorii rămân puternic pozitivi în toate variațiile testate — VAN al proiectului cu grant nu coboară sub 1,4 milioane lei, iar prețul realizat ar trebui să scadă sub 228 lei/MWh, adică cu circa 30% sub cel mai mic preț lunar din fereastra analizată (328,5 lei/MWh, martie 2024), pentru ca VAN după grant să devină negativ. Soluția 2 nu atinge VAN pozitiv înainte de grant în niciuna dintre variațiile testate și rămâne inferioară Soluției 1 în fiecare caz.

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

Riscurile sunt evaluate calitativ, pe o scală cu trei trepte pentru probabilitate (scăzută, medie, ridicată) și pentru impact (moderat, major, critic). Riscurile critice sunt transformate în condiții de trecere între etapele proiectului.



Tabelul 4.27 — Registrul riscurilor proiectului

Nr.	Risc	Prob.	Impact	Măsurile de prevenire / diminuare	Responsabil
R1	Mecanismul de regularizare între locul de producere și locurile de consum nu este confirmat în forma modelată	medie	critic	confirmare scrisă de la furnizor și operator înainte de depunere; clarificare la finanțator privind demonstrarea autoconsumului (cap. 4.3.7)	beneficiar
R2	ATR stabilește o limită de injecție sub 400 kW sau alt punct de delimitare	medie	major	cerere de ATR imediat după contractare; EMS cu consemn reglabil; recalcularea bilanțului și a ACB pe limita aprobată	beneficiar, proiectant
R3	ATR încadrează postul de transformare în instalația de racordare	medie	moderat	costul devine neeligibil, dar grantul nu scade (eligibilul depășește plafonul); contribuția proprie crește corespunzător	beneficiar
R4	Modificarea perimetrului locurilor de consum (activități economice, POD-uri reclasificate)	scăzută	major	document de auditor; separare contabilă; R _{ac} rămâne 0,758 chiar la excluderea tuturor POD-urilor susceptibile	beneficiar, auditor
R5	Creșterea costurilor la ofertare peste valorile devizului	medie	major	marja de buget și rezerva de ajustare din capitolul 7; achiziție pe parametri minimi, cu concurență reală	beneficiar
R6	Interferențe cu rețelele subterane ale stației de epurare	medie	major	dectecția rețelelor înainte de PT; culoare de exploatare; fazarea lucrărilor cu operatorul stației	proiectant, executant
R7	Apa subterană și bălțirea apelor pluviale pe amplasament	medie	major	drenaj dimensionat la proiectul tehnic; platforme ridicate; fundații verificate la calcul; încercări de teren	proiectant
R8	Incident termic la sistemul de stocare	scăzută	critic	tehnologie LFP; scenariu de securitate la incendiu; detecție, stingere, separări, oprire de urgență; instruirea personalului	proiectant, furnizor
R9	Performanța bateriei sub valorile garantate (capacitate, putere, reducere termică a puterii, cicluri)	medie	major	scrisoare de garanție cu energie cumulată ≥ 6.000 de cicluri; teste la recepție; climatizare dimensionată pe condițiile de proiect	furnizor
R10	Incompatibilitatea baterie – invertor – EMS	scăzută	major	declarație formală de compatibilitate cu menținerea garanțiilor; probe de fabrică și la amplasament	integrator
R11	Costuri de exploatare peste 1,5% din investiție	medie	major	contract de mentenanță cu preț ferm; indicatori de disponibilitate; monitorizare de la distanță	beneficiar
R12	Depășirea termenului de 31.12.2029	scăzută	critic	grafic cu rezervă de circa un an; lansarea timpurie a ATR și a achizițiilor	beneficiar
R13	Încasarea eșalonată a grantului sau neeligibilitatea TVA	medie	moderat	plan de trezorerie; confirmarea regimului TVA înainte de contractare	beneficiar
R14	Situația PUG sau a certificatului de urbanism restrânge realizarea investiției	scăzută	critic	verificarea situației PUG; certificatul de urbanism se solicită într-o etapă următoare	beneficiar
R15	Procedura de mediu impune evaluare adecvată sau studii nebugetate (poziția 3.1.2 = 0)	scăzută	moderat	parcursul procedurii în etapa următoare, cu integrarea măsurilor în proiectul tehnic; acoperire din cheltuielile diverse și neprevăzute (5.3)	beneficiar
R16	Nerespectarea obligațiilor DNSH în execuție (deșeurii, drenaj)	scăzută	major	clauze DNSH în contracte; plan de gestionare a deșeurilor; raportare lunară a dirigintelui de șantier	beneficiar, executant
R17	Scăderea prețurilor PZU sub fereastra istorică analizată	medie	moderat	după grant, VAN rămâne pozitiv până la un preț realizat de 228 lei/MWh; monitorizarea prețurilor în exploatare	beneficiar
R18	Indisponibilitatea persoanei autorizate ANRE din echipa de proiectare	scăzută	major	nominalizarea unui înlocuitor cu autorizare echivalentă	elaborator

Tabelul 4.28 — Riscurile specifice fiecărei soluții

Risc specific soluției	Soluția 1	Soluția 2
Limitarea injecției la 400 kW	asigurată constructiv (400 kW AC) și prin EMS	numai prin EMS (800 kW AC instalați); cerințe severe de probare
Marja la AC.5	12,7%	4,5% — sensibilă la diferențe de declarare a capacității
Garanția de cicluri	nedeclarată explicit în fișa rackurilor — condiție de achiziție	8.000 de cicluri declarate de producător
Maturitatea costurilor	lista de cantități și devizul general	prețuri comunicate, fără oferte; analogii pentru BoS și lucrări
Consumul auxiliar	6.271 kWh/an, modelat termic	15.862 kWh/an, ipoteze de utilizare; de garantat de furnizor
Complexitatea integrării	un singur tip de convertor	invertoare PV, PCS, transformator 690 V și două EMS (local și de centrală)



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

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

Comparația se face în doi pași. Primul pas este o matrice de indicatori direct măsurabili, pe aceeași bază de date, în care avantajul fiecărei soluții rezultă din cifre, nu din aprecieri. Al doilea pas este un punctaj ponderat, cu ponderile declarate și testate, care integrează și criteriile calitative — maturitatea datelor, riscul de integrare, flexibilitatea.

Tabelul 5.1 — Comparația multicriterială a soluțiilor pe indicatori măsurabili

Criteriu	Soluția 1 — DC-coupled	Soluția 2 — AC-coupled	Avantaj
Tehnic			
Putere instalată (DC / AC)	399,84 kWp / 400 kW	399,84 kWp / 400 kW + 400 kW PCS	egal
Capacitate nominală de stocare	901,12 kWh	836 kWh	Soluția 1 (+7,8%)
Randament tur-retur	92,16%	90,41%	Soluția 1
Trepte de transformare	una (PTAB)	două (PTAB + 0,69/0,4 kV)	Soluția 1
Limitarea injectiei la 400 kW	constructivă și prin EMS	numai prin EMS	Soluția 1
Separare funcțională PV / stocare	parțială (invertor comun)	completă	Soluția 2
Marja la AC.5 față de minim	12,7%	4,5%	Soluția 1
Energetic			
Energie livrată consumului municipal	475.268,81 kWh/an	467.242,11 kWh/an	Soluția 1 (+8.027 kWh/an)
Consum auxiliar	6.271 kWh/an	15.862 kWh/an	Soluția 1
Acoperirea consumului municipal	49,6%	48,8%	Soluția 1
Economic și financiar			
Valoare totală, fără TVA	2.688.419,66 lei	3.012.796,88 lei	Soluția 1 (–324.377,22 lei)
Grant (plafon 900.000 EUR/MW)	1.895.001,70 lei	1.895.001,70 lei	egal
Contribuție proprie, cu TVA	960.035,93 lei	1.352.532,16 lei	Soluția 1
Cost unitar al investiției	1.276,8 EUR/kWp	1.430,9 EUR/kWp	Soluția 1
Cost-eficacitate	539,11 lei/MWh	624,50 lei/MWh	Soluția 1 (–13,7%)
VAN / RIR / B/C înainte de grant	67.784 lei / 4,29% / 1,021	–446.191 lei / 2,20% / 0,881	Soluția 1
VAN beneficiar după grant, cu TVA	1.687.911 lei	1.079.351 lei	Soluția 1
Sustenabilitate și riscuri			
Maturitatea datelor tehnice și de cost	ridicată (listă de cantități, deviz general)	medie (prețuri comunicate, analogii)	Soluția 1
Interfețe de protecție și comunicație	mai puține	mai multe (două EMS, 690 V)	Soluția 1
Garanția de cicluri declarată	se solicită prin achiziție (minimum 6.000 de cicluri)	8.000 de cicluri	Soluția 2
Emisii evitate (I.2)	291,930 tCO ₂ /an	291,930 tCO ₂ /an	egal (aceeași producție)
Dependență de ATR	aceeași	aceeași	egal

Punctajul ponderat. Pentru criteriile cantitative, punctajul (maximum 5) se acordă proporțional cu performanța: soluția mai bună primește 5, iar cealaltă $5 \times \text{raportul dintre valoarea mai bună și valoarea sa}$. Pentru criteriile calitative, punctajul este justificat în tabel. Ponderile reflectă obiectivele programului și ale beneficiarului, cea mai mare pondere are cost-eficacitatea, care măsoară direct folosirea banului public.

Tabelul 5.2 — Punctajul ponderat al soluțiilor

Criteriu	Pondere	Regula de punctare	Soluția 1	Soluția 2
Energie livrată consumului municipal	20%	proporțional cu energia livrată	5,00	4,92
Cost-eficacitate (lei/MWh)	25%	invers proporțional cu costul pe MWh	5,00	4,32
Valoarea investiției / contribuția locală	15%	invers proporțional cu valoarea investiției	5,00	4,46
Marja de eligibilitate AC.5	10%	proporțional cu marja față de minim	5,00	1,77
Maturitatea datelor și riscul de integrare	10%	calitativ: BOM/deviz stabilizate vs. analogii; un convertor vs. trei tipuri de echipamente și două EMS	4,00	3,00
Flexibilitate și modularitate	10%	calitativ: ramuri independente, extindere fără intervenție pe PV	3,00	5,00
Consum auxiliar și exploatare	10%	invers proporțional cu consumul auxiliar	5,00	1,98
TOTAL PONDERAT	100%	—	4,70	3,91

Testul de sensibilitate a ponderilor. Clasamentul nu depinde de alegerea ponderilor. Soluția 2 ar obține un punctaj mai mare decât Soluția 1 numai dacă ponderea criteriului „flexibilitate și modularitate” ar crește la circa 40% — de patru ori mai mult decât valoarea adoptată —, cu reducerea proporțională a tuturor celorlalte criterii, inclusiv a cost-eficacității. O asemenea ierarhie nu corespunde obiectivelor apelului, care urmăresc energia regenerabilă livrată consumului public la cel mai mic cost.

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

Se recomandă Soluția 1 — centrală fotovoltaică de 399,84 kWp / 400 kW, cu stocare de 400 kW / 901,12 kWh cuplată în curent continuu, în patru insule.

Recomandarea nu rezultă dintr-o afirmație, ci din rezultatele comparației pe aceeași bază: la aceeași putere fotovoltaică, aceeași limită de injecție și același grant, Soluția 1 livrează mai multă energie, costă mai puțin și are un cost al energiei livrate cu 13,7% mai mic. Soluția 2 are un avantaj real — separarea funcțională dintre producție și stocare, cu posibilitatea intervenției sau extinderii pe o ramură fără afectarea celeilalte —, dar acest avantaj nu compensează, în condițiile proiectului, capacitatea mai mică, conversia suplimentară, auxiliarii mai mari și costul cu 12% mai ridicat, suportat integral din bugetul local.

Soluția 1 are de asemenea marja cea mai confortabilă față de pragul minim al indicatorului AC.5 (12,7%), ceea ce reduce riscul ca eventualele ajustări de la proiectul tehnic să scoată proiectul din intervalul de eligibilitate, și asigură limitarea injecției la 400 kW atât constructiv, cât și prin comandă. Recomandarea nu califică Soluția 2 drept tehnologie inferioară: ea reflectă diferențele demonstrate în condițiile, costurile și datele disponibile la data studiului. Soluția 2 poate fi reconsiderată numai dacă o ofertă fermă ar coborî costul ei sub pragul de egalare din capitolul 4.7.3, cu randamente și consumuri auxiliare garantate.

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

Descrierea tehnică detaliată a Soluției 1 este prezentată în capitolele 3.2.2 și 3.2.3; parametrii minimi ai echipamentelor sunt cuprinși în Anexa 2. Investiția se structurează pe următoarele obiecte, corespunzătoare devizelor pe obiecte din Anexa 7:

Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic: fundațiile și structurile metalice fixe de susținere, în opt rânduri pe direcția Est-Vest, cu module orientate spre Sud; montajul celor 588 de module de 680 Wp; cablurile solare și conectorii; protecțiile de curent continuu; instalația de legare la pământ a câmpului.

Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare: cele 8 invertore hibride de 50 kW; cele 16 rackuri de baterii LFP de 56,32 kWh, în patru mini-incinte climatizate, cu detecție și stingere a incendiului; platformele de beton ale insulelor; legăturile de curent continuu baterie – invertor.

Obiectul 3 — Instalații electrice de joasă tensiune, protecții, măsurare și EMS: tabloul general colector de 0,4 kV cu patru plecări de 100 kW și măsură internă; cablurile și traseele de curent alternativ; protecțiile de interfață și anti-insularizare; lucrările la punctul de cuplare; EMS-ul și sistemul de monitorizare, cu analizorul de putere pentru managementul dinamic al injecției.

Obiectul 4 — Racordul de medie tensiune și postul de transformare: postul de transformare în anvelopă de beton de 630 kVA, cu celulele MT și protecțiile; cablul de medie tensiune până la punctul de delimitare, cu traseul și accesoriile; montajul, racordarea și probele.

Lucrări comune: pregătirea terenului și terasamentele, căile de acces și circulațiile interioare, drenajul platformelor, refacerea terenului, organizarea de șantier, probele tehnologice și punerea în funcțiune, instruirea personalului beneficiarului.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

a) Indicatori maximali — valoarea totală a obiectivului de investiții

Tabelul 5.3 — Indicatori valorici, conform devizului general

Indicator	lei	EUR
Valoarea totală, fără TVA	2.688.419,66	510.524,05
TVA	564.568,33	107.210,09
Valoarea totală, cu TVA	3.252.987,99	617.734,14
din care construcții-montaj (C+M), fără TVA	420.993,06	79.945,51
din care construcții-montaj (C+M), cu TVA	509.401,67	96.734,08

Construcțiile-montaj se determină ca sumă a pozițiilor 1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1 ale devizului general. Cursul de schimb: 1 EUR = 5,2660 lei (BCE, 22.09.2026).

b) Indicatori minimali — capacități fizice

Tabelul 5.4 — Capacitățile fizice ale investiției

Capacitate	Cantitate	Unitate
Module fotovoltaice de 680 Wp	588	buc.
Putere instalată în panouri	399,84	kWp
Invertoare hibride de 50 kW AC	8	buc.
Putere instalată în invertoare	400,00	kW
Rackuri baterie LFP de 56,32 kWh	16	buc.
Capacitate nominală de stocare	901,12	kWh
Putere nominală de stocare	400,00	kW
Insule de conversie și stocare / incinte climatizate	4	buc.
Post de transformare în anvelopă de beton, 630 kVA	1	buc.
Putere maximă evacuată în rețea	400	kW

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

Indicatorii programului (I.1-I.7).



Tabelul 5.5 — Indicatorii I.1–I.7 ai apelului

Cod	Indicator	Valoare	UM	Formula
I.1	Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse solare	0,39984	MW	$\min(\Sigma P_{\text{invertoare AC}}; \Sigma P_{\text{panouri DC}}) = \min(0,400; 0,39984)$
I.2	Reducerea anuală a emisiilor de gaze cu efect de seră	291,930	tCO ₂ /an	$I.3 \times 0,5885 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$
I.3	Producția medie anuală de energie electrică din SRE	496,059	MWh/an	raport de simulare PVGIS
I.4	Producția totală în perioada de referință de 20 de ani	9.921,171	MWh	$I.3 \times 20$
I.5	Factorul de capacitate	14,163	%	$I.3 / (I.1 \times 8.760) \times 100$
I.6	Capacitate nou instalată de stocare	0,90112	MWh	capacitatea nominală
I.7	Capacitate instalată pentru pompe de căldură	—	kW	nu este cazul

Conform ghidului, se menționează expres: **numărul și puterea nominală a panourilor fotovoltaice — 588 × 680 Wp; numărul și puterea nominală a invertoarelor — 8 × 50 kW.**

Tabelul de calcul al indicatorilor de autoconsum (AC.1–AC.5). Tabelul cuprinde valorile C_{an}, P_{an}, R_{ac}, P_{PV}, P_{stoc}, R_P și E_{stoc}, cerute de ghid; documentele suport sunt indicate în Anexa 1.

Tabelul 5.6 — Tabelul de calcul AC.1–AC.5

Cod	Mărimă	Valoare	Condiție / rezultat
AC.1	C _{an} — consum anual de referință (54 POD, 01.08.2025–31.07.2026)	957.449 kWh/an	Σ celor 12 luni consecutive
AC.2	P _{an} — producția anuală estimată	496.058,57 kWh/an	simulare PVGIS-SARAH3
AC.3	R _{ac} = P _{an} / C _{an}	0,5181	≤ 1,10 — îndeplinită
—	P _{PV} — puterea instalată eligibilă a centralei	399,84 kW	I.1
—	P _{stoc} — puterea nominală de încărcare/descărcare a stocării	400,00 kW	parametru minim asumat
AC.4	R _P = P _{stoc} / P _{PV}	1,0004	≥ 1,00 — îndeplinită
AC.5	E _{stoc} — capacitatea nominală de stocare	901,12 kWh	$799,68 \leq E_{\text{stoc}} \leq 1.599,36 \text{ kWh}$ — îndeplinită (2,25 h)

Baza de calcul pentru P_{PV} este puterea instalată eligibilă (I.1 = 399,84 kW), conform definiției din secțiunea AC.5 a ghidului. Deoarece puterea în panouri (399,84 kWp) este mai mică decât puterea în invertoare (400 kW), puterea eligibilă coincide cu puterea DC, iar rezultatul este identic pe ambele baze. Pe baza puterii în invertoare (400 kW), citirea alternativă, R_P = 1,000 și intervalul admis pentru E_{stoc} devine 800–1.600 kWh; ambele condiții rămân îndeplinite.

Alți indicatori de rezultat și de operare.



Tabelul 5.7 — Indicatori de rezultat și de performanță

Indicator	Valoare
Energie livrată anual consumului municipal	475.268,81 kWh/an
Acoperirea consumului anual de referință	49,6%
Energie mutată anual prin stocare în vârful de seară	205.825,31 kWh/an
Cicluri anuale ale bateriei (fereastra de operare)	264,96
Cost-eficacitate (cost actualizat / MWh livrat)	539,11 lei/MWh
VAN economic înainte de grant / RIR / B/C	+67.784,46 lei / 4,29% / 1,0206
VAN financiar al beneficiarului după grant, cu TVA	+1.687.910,93 lei
Perioada de recuperare simplă pentru beneficiar, după grant	5 ani

d) Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții

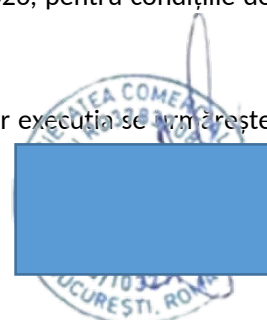
Durata de execuție a lucrărilor este de **6 luni** de la ordinul de începere. Durata totală de implementare a proiectului, de la aprobarea documentației la punerea în funcțiune, se încadrează în termenul-limită al apelului, **31.12.2029** (capitolul 3.5).

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

Proiectarea și execuția se fac cu respectarea legislației și a normativelor în vigoare la data elaborării fiecărei faze, în principal:

- Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, și reglementările ANRE privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, normele tehnice de racordare a centralelor și a sistemelor de stocare, măsurarea energiei electrice și relația cu prosumatorii;
- normativele pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice de joasă tensiune (I7) și de medie tensiune, pentru instalațiile de legare la pământ și de protecție împotriva trăsnetului (seria SR EN 62305);
- standardele de produs pentru module fotovoltaice (SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730), pentru invertoare și convertoare de putere conectate la rețea și pentru siguranța bateriilor litiu-ion în aplicații staționare (SR EN IEC 62619, SR EN IEC 62933 pentru sisteme de stocare);
- reglementările de securitate la incendiu aplicabile construcțiilor și instalațiilor (P118 și normele generale de apărare împotriva incendiilor), inclusiv scenariul de securitate la incendiu pentru sistemul de stocare;
- codul de proiectare seismică P100-1 și codurile de evaluare a acțiunilor din vânt și zăpadă (CR 1-1-4, CR 1-1-3), pentru structuri și platforme; normativul de fundare NP 112;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții și Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului asupra mediului, Regulamentul (UE) 2020/852 și Regulamentul delegat (UE) 2021/2139 (DNSH), Regulamentul (UE) 2023/1542 privind bateriile, OUG nr. 5/2015 privind DEEE și legislația privind gestionarea deșeurilor;
- HG nr. 907/2016, pentru conținutul documentațiilor tehnico-economice, Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice și ghidul solicitantului aprobat prin Ordinul ministrului energiei nr. 1066/2026, pentru condițiile de eligibilitate și de implementare.

Proiectul tehnic se verifică de verificatori de proiecte atestați pe domeniile aplicabile, iar execuția se urmărește prin diriginte de șantier autorizat.



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

Tabelul 5.8 — Structura finanțării investiției

Sursa / categoria	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	Cu TVA (lei)
A. Ajutor public nerambursabil solicitat — Fondul pentru Modernizare	1.895.001,70	397.950,36	2.292.952,06
B. Cheltuieli încadrabile peste plafonul de 900.000 EUR/MW — buget local	219.387,94	46.071,65	265.459,59
C1. Racordare (taxă operator), neeligibilă — buget local	9.232,30	1.938,78	11.171,08
C2. Capitolul 7 — marja de buget și rezerva de implementare — buget local	564.797,72	118.607,54	683.405,26
Contribuția Municipiului Salonta (B + C1 + C2)	793.417,96	166.617,97	960.035,93
TOTAL GENERAL	2.688.419,66	564.568,33	3.252.987,99

Ajutorul public solicitat este calculat la plafonul apelului: $0,39984 \text{ MW} \times 900.000 \text{ EUR/MW} = 359.856,00 \text{ EUR}$ fără TVA, echivalentul a 1.895.001,70 lei. Ajutorul se situează cu mult sub plafonul de 10.000.000 EUR pe beneficiar. TVA-ul aferent cheltuielilor finanțate prin grant se solicită numai în măsura în care este nedeductibil și nerecuperabil pentru beneficiar. Grantul nu reprezintă valoarea proiectului: din valoarea totală fără TVA, 70,5% este acoperită din Fondul pentru Modernizare, iar 29,5% din bugetul local.



6. Urbanism, acorduri și avize conforme

Tabelul 6.1 — Situația documentelor de urbanism, avizelor și acordurilor

Nr.	Document	Situație
6.1	Certificatul de urbanism pentru prezenta investiție	se va solicita într-o etapă următoare
6.2	Extras de carte funciară CF 103645 Salonta	extras pentru informare din 16.09.2026
6.3	Avizul tehnic de racordare (ATR)	se obține după contractare; ghidul îl acceptă cel târziu la cererea de prefinanțare sau la prima cerere de plată
6.4	Studiul topografic vizat de OCPI	plan topografic vizat de OCPI, noiembrie 2023 — disponibil; completare punctuală la PT
6.5	Studiul geotehnic nr. 23.182/2023	disponibil; se confirmă pentru pozițiile finale ale obiectelor
6.6	Declarația DNSH și autoevaluarea (Anexa 3 a ghidului)	fundamentare în capitolul 4.4.c și Anexa 13; se semnează de reprezentantul legal după îndeplinirea condițiilor din capitolul 4.4.c

Documentele de mediu se obțin într-o etapă următoare, la fel ca certificatul de urbanism. Pentru procedura de mediu, proiectul se încadrează în categoria instalațiilor industriale pentru producerea energiei electrice supuse evaluării inițiale; autoritatea competentă pentru protecția mediului decide, pe baza memoriului de prezentare, dacă proiectul se supune evaluării impactului și, după caz, evaluării adecvate. Memoriul de prezentare se întocmește pe baza prezentului studiu, cu planul de amplasament A-01 și schema monofilară A-03.



7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea este **Municipiul Salonta**, prin aparatul de specialitate al Primarului. Pentru implementare se constituie o echipă de proiect cu atribuții în managementul contractului de finanțare, achiziții publice, urmărirea execuției, gestiunea financiară și raportarea către finanțator. Responsabilul de proiect se nominalizează în hotărârea Consiliului Local de aprobare a documentației. Serviciile de consultanță și management de proiect, contractate în limita de 20.000 EUR fără TVA admisă de ghid, completează capacitatea echipei interne.

7.2. Strategia de implementare

Implementarea se desfășoară în etapele prezentate în capitolul 3.5: aprobarea documentației, depunerea cererii de finanțare, contractarea, obținerea ATR-ului și a avizelor, achiziția proiectării și a execuției, proiectul tehnic și autorizarea, execuția de 6 luni, racordarea, probele și punerea în funcțiune. Execuția poate fi contractată într-o procedură de tip proiectare și execuție, ceea ce reduce numărul de proceduri și transferă executantului responsabilitatea integrării echipamentelor, sau în proceduri separate; alegerea aparține beneficiarului în strategia de contractare.

Documentația de atribuire se construiește pe **parametrii minimi asumați din Anexa 2**, fără indicarea unor mărci sau modele, cu obligația ofertanților de a demonstra îndeplinirea tuturor parametrilor și menținerea indicatorilor aprobați. Cerințele esențiale de calificare tehnică sunt experiența în centrale fotovoltaice cu stocare și în racordări de medie tensiune, precum și personal autorizat ANRE pentru proiectarea și executarea instalațiilor electrice.

Eșalonarea costurilor pe ani urmează graficul: cheltuielile de proiectare, consultanță și avize în 2026–2027, iar cheltuielile de execuție, echipamente, probe și asistență tehnică în 2028.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere

7.3.1. Strategia de operare a sistemului de stocare

Ghidul cere ca strategia de operare a bateriei să fie descrisă în studiul de fezabilitate și corelată cu profilul de consum al beneficiarului. Strategia adoptată pornește de la trăsătura dominantă a consumului municipal: peste jumătate din energie este consumată de iluminatul public, care intră în funcțiune la căderea serii, exact când producția fotovoltaică încetează și când cererea din sistemul energetic atinge vârful.

Încărcarea. Bateria se încarcă exclusiv din producția fotovoltaică proprie, în orele de zi. Încărcarea din rețea este blocată prin configurația invertoarelor și prin logica EMS și se verifică permanent din măsurarea internă: energia încărcată nu poate depăși, în niciun interval, energia produsă de panourile insulei respective.

Descărcarea. Bateria se descarcă zilnic în patru ore din fereastra de vârf de seară, cu putere uniformă pe toate cele patru ore. Orele sunt ordonate după semnalul de preț al pieței pentru ziua următoare, care reflectă vârful de cerere al sistemului. În analiza celor 36 de luni de date de piață, 80,6% din orele de descărcare cad în intervalul 16:00–22:00, cu maximum între 18:00 și 20:00 — intervalul în care iluminatul public pornește și clădirile publice sunt încă în funcțiune (figura 7.1). Iarna, fereastra se deplasează spre 16:00–19:00, odată cu apusul mai timpuriu; vara, spre 18:00–22:00.



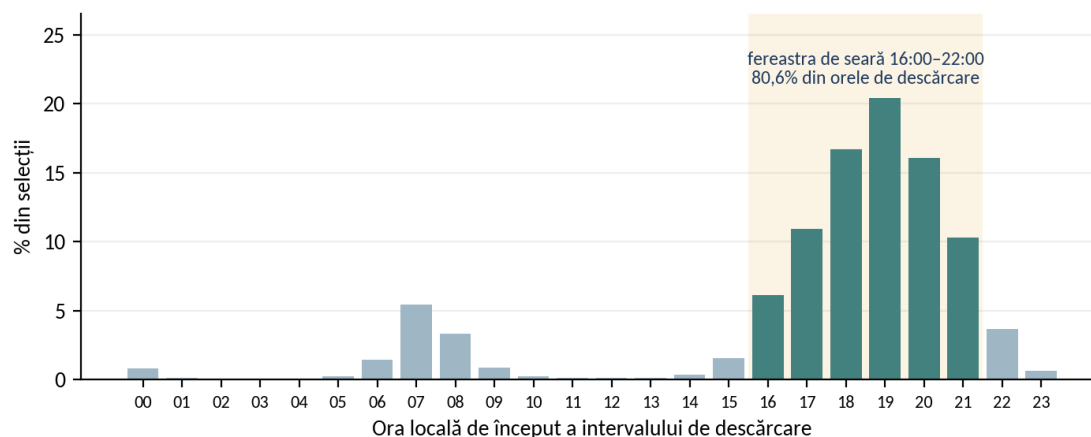


Figura 7.1 — Distribuția orelor de descărcare a bateriei în cursul zilei (36 de luni de date de piață)

Corelarea cu profilul de consum. În fiecare lună, energia descărcată de baterie reprezintă între 18% și 79% din consumul lunar al iluminatului public (tabelul 4.13), ceea ce înseamnă că întreaga energie mutată de stocare în vârful de seară ar putea fi absorbită numai de iluminatul public. O variantă de operare ancorată fix pe ora de pornire a iluminatului public — un bloc de patru ore consecutive — a fost simulată ca sensibilitate: ea livrează 473.253 kWh/an, cu doar 0,4% mai puțin decât strategia de bază. Beneficiarul poate alege, în exploatare, oricare dintre cele două reguli fără efect semnificativ asupra indicatorilor.

Regimul sezonier. Vara, producția zilnică umple bateria, iar descărcarea atinge 22–24 MWh pe lună. Iarna, producția nu este suficientă pentru umplerea bateriei în 143 de zile pe an; în aceste zile, energia disponibilă se împarte egal pe cele patru ore de seară, iar descărcarea lunară scade la circa 11 MWh.

Starea de încărcare și ciclarea. Fereastra de operare este 10–100%, iar bateria parcurge circa 265 de cicluri pe an. Pe 20 de ani rezultă aproximativ 5.300 de cicluri, sub pragul minim de 6.000 de cicluri cerut garanției în fișa parametrilor minimi.

Interacțiunea cu managementul dinamic al puterii. Puterea totală evacuată — producție directă plus descărcare — nu depășește în niciun moment consemnul de 400 kW; EMS-ul reduce, la nevoie, descărcarea sau producția. La pierderea tensiunii rețelei, protecția anti-insularizare deconectează centrala, iar reconectarea se face automat, după revenirea parametrilor în limitele admise.

7.3.2. Exploatarea și întreținerea

Centrala funcționează automat, supravegheată de la distanță prin EMS și sistemul de monitorizare. Exploatarea și întreținerea se asigură printr-un contract de mentenanță cu indicatori de performanță — disponibilitate, timp de răspuns la alarme, starea de sănătate a bateriei —, în bugetul anual estimat de 1,5% din valoarea investiției fără TVA.



Tabelul 7.1 — Planul de întreținere

Subsistem	Activități	Frecvență orientativă
Câmp fotovoltaic	inspecție vizuală, termografie, verificarea conectorilor și a șirurilor, curățare la nevoie, controlul vegetației	semestrial și după evenimente meteo severe
Structuri	fixări, coroziune, tasări	anual
Invertoare	filtre, ventilație, jurnale de erori, actualizări de firmware	conform producătorului
Sistem de stocare	monitorizare SOC/SOH, temperaturi, dezechilibre, sistem de management al bateriei, climatizare	continuu; mentenanță preventivă conform producătorului
EMS și comunicații	copii de siguranță, securitate cibernetică, sincronizare, conturi de acces	lunar și la fiecare actualizare
Post de transformare și MT	protecții, celule, interblocări, măsurători PRAM	conform prescripțiilor și ATR
Securitate la incendiu	deteecție, stingere, oprire de urgență, exerciții	conform scenariului aprobat
Raportare energetică	reconcilierea producției, stocării, livrării și auxiliarelor; raportare către finanțator	lunar și anual

7.3.3. Probele de punere în funcțiune

Recepția se face pe baza unui program de probe care demonstrează, cu înregistrări, îndeplinirea parametrilor asumați: inspecția și trasabilitatea echipamentelor; măsurătorile de izolație, continuitate și legare la pământ; funcțiile invertoarelor și ale protecțiilor de interfață; limitarea dinamică a injectiei, inclusiv la pierderea comunicației; capacitatea și puterea stocării (condiția AC.4 și AC.5 pe echipamentele livrate); regula de încărcare exclusiv din producția proprie; descărcarea în fereastra de seară; alarmele și modurile degradate. Fișele tehnice ale echipamentelor livrate, din care rezultă puterea instalată a centralei și capacitatea nominală a stocării, se depun la recepție și la prima cerere de plată.

7.3.4. Obligațiile DNSH în implementare și exploatare

Măsurile DNSH stabilite în capitolul 4.4.c se transformă în obligații contractuale, pentru ca declarația reprezentantului legal să poată fi probată pe toată durata monitorizării:

- în documentația de atribuire a proiectării: obligația proiectantului de a trata și asigura conformitatea cu principiul DNSH — drenajul fără transfer de risc, dimensionarea la acțiunile climatice, alegerea echipamentelor durabile și reciclabile;
- în documentația de atribuire a execuției: obligația contractantului de a aplica planul de gestionare a deșeurilor, de a atinge ținta de minimum 70% valorificare materială a deșeurilor nepericuloase din construcții și de a preda documentele de trasabilitate (contracte cu operatori autorizați, avize de însoțire, evidențe cantitative);
- în contractul de furnizare a echipamentelor: documentația de dezafectare și reciclare, obligațiile de preluare a bateriilor și a echipamentelor electrice la sfârșitul vieții, conform Regulamentului (UE) 2023/1542 și OUG nr. 5/2015;
- în contractul de mentenanță: predarea pieselor înlocuite prin fluxuri autorizate, întreținerea vegetației fără substanțe periculoase, inspecțiile după fenomene meteorologice extreme, raportarea anuală a indicatorilor de mediu.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Se recomandă desemnarea unui responsabil de proiect cu experiență în proiecte cu finanțare nerambursabilă, a unui responsabil tehnic pentru relația cu operatorul de distribuție și cu executantul, precum și instruirea personalului care va urmări exploatarea centralei, costul fiind cuprins în devizul general (poziția 6.1). Pentru

perioada de monitorizare, beneficiarul organizează evidența separată a energiei produse, stocate și livrate și, dacă este cazul, separarea contabilă a activităților economice, conform cerințelor ghidului.



8. Concluzii și recomandări

Studiul de fezabilitate demonstrează că realizarea unei centrale fotovoltaice de 399,84 kWp / 400 kW cu stocare de 400 kW / 901,12 kWh pe terenul Stației de Epurare este fezabilă tehnic, justificată economic și sustenabilă pentru bugetul local după acordarea finanțării nerambursabile. Concluziile principale sunt următoarele:

- **Dimensionarea respectă toate condițiile apelului, cu marje clare:** $R_{ac} = 0,5181$ față de pragul de 1,10; $R_p = 1,0004$ față de minimul de 1,00; $E_{stoc} = 901,12$ kWh în intervalul 799,68–1.599,36 kWh; injectia limitată la 400 kW; tehnologie LFP; încărcare exclusiv din producția proprie.
- **Baza de consum este documentată integral:** 73 de facturi, 58 de locuri de consum identificate, 54 reținute cu 12 luni complete (957.449 kWh/an), 90,4% din energie provenind din citiri ale distribuitorului; totalurile din dosar sunt reconciliate.
- **Energia produsă este destinată integral consumului propriu al municipiului:** în fiecare lună, energia livrată este mai mică decât consumul municipal al lunii respective, iar energia mutată de baterie în vârful de seară poate fi absorbită integral de iluminatul public.
- **Soluția 1 (DC-coupled) este soluția optimă:** față de Soluția 2 (AC-coupled, cu PCS), livrează cu 8.027 kWh/an mai mult, costă cu 324.377,22 lei mai puțin fără TVA și are un cost al energiei livrate cu 13,7% mai mic; clasamentul se menține la orice ponderare rezonabilă a criteriilor.
- **Proiectul este la pragul de rentabilitate economică înainte de grant** (VAN +67.784 lei, RIR 4,29%) în ipoteza prudentă de valorizare a energiei la prețul PZU, și puternic pozitiv pentru beneficiar după grant (VAN +1.687.911 lei, recuperare în 5 ani), inclusiv în toate variațiile nefavorabile testate.
- **Proiectul respectă principiul DNSH** pe cele șase obiective de mediu; condițiile de probă sunt identificate, iar obligațiile se transferă contractual proiectantului, executantului și furnizorilor.
- **Contribuția bugetului local este de 960.035,93 lei cu TVA**, din care 683.405,26 lei reprezintă capitolul 7 al devizului, care se consumă numai dacă riscurile de cost se materializează.

Recomandarea proiectantului este aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici ai Soluției 1 prin hotărâre a Consiliului Local, cu elementele cerute de ghid — denumirea obiectivului, valoarea totală, valoarea eligibilă și neeligibilă, indicatorii tehnico-economici și responsabilul de proiect —, urmată de depunerea cererii de finanțare în sesiunea deschisă.



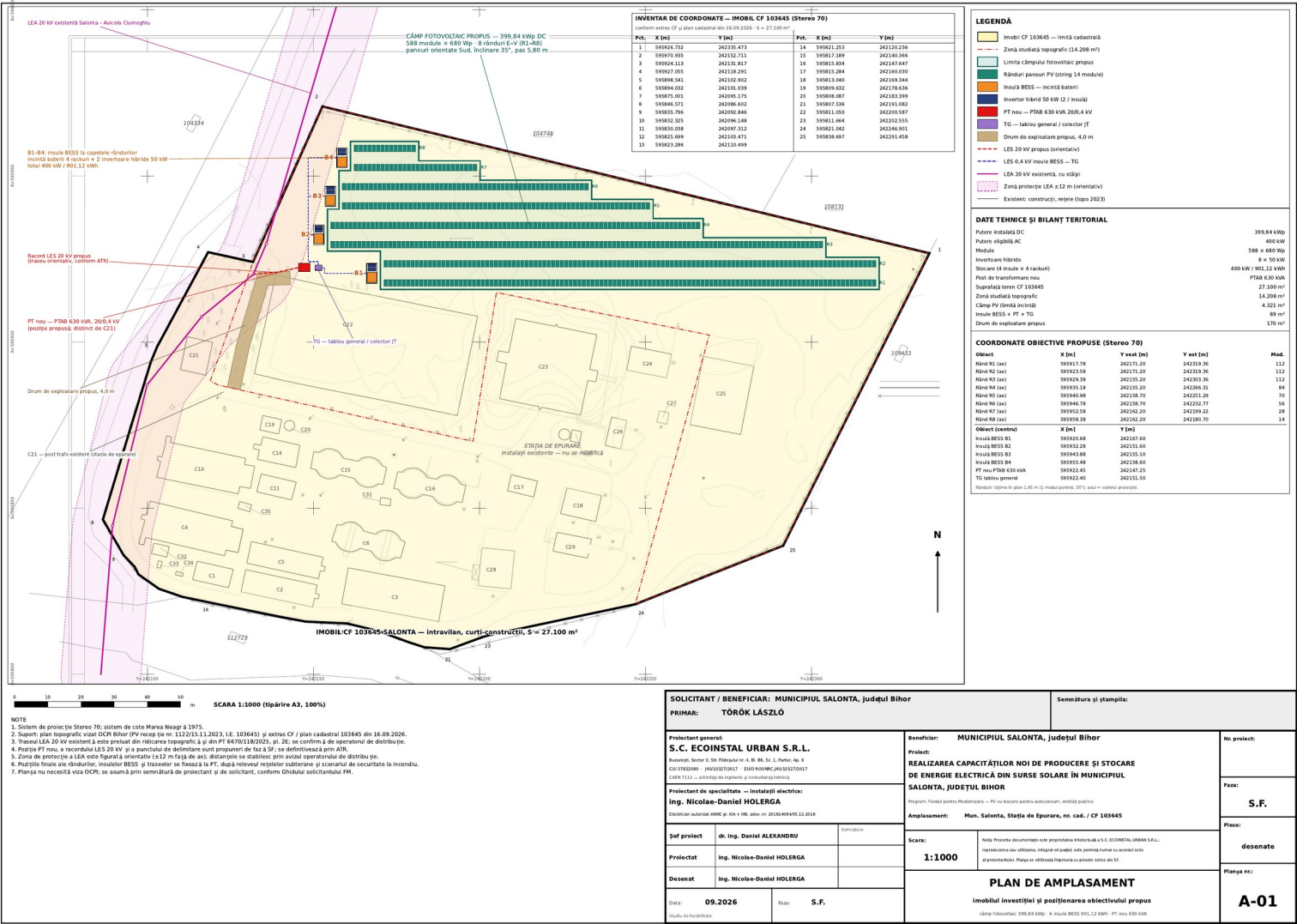
B. Piese desenate

Piese desenate ale studiului de fezabilitate se întocmesc la scara corespunzătoare fazei și se semnează de proiectant; planul de amplasament se semnează de proiectant și de solicitant, conform ghidului. Planșele sunt elaborate de S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L. (șef de proiect dr. ing. Daniel Alexandru, proiectant ing. Nicolae-Daniel Holerga) și sunt reproduse, la scară redusă, în paginile următoare; exemplarele originale, în format A3, fac parte din documentație.

Tabelul B.1 — Borderoul pieselor desenate

Cod	Denumire	Scara	Conținut
A-01	Plan de amplasament	1:1000	imobilul CF 103645 și poziționarea exactă a investiției: câmpul fotovoltaic, cele patru insule de stocare, postul de transformare și tabloul general, drumul de exploatare, racordul de medie tensiune (orientativ), construcțiile și rețelele existente ale stației, zona de protecție a LEA 20 kV, inventarul de coordonate Stereo 70; semnat de proiectant și de solicitant
A-02	Plan de încadrare în zonă	1:25000	poziția amplasamentului în Municipiul Salonta, rețeaua de medie tensiune, stația 110/20 kV și linia din care se face racordarea
A-03	Schema monofilară generală	fără scară	câmpul fotovoltaic pe grupuri, invertoarele hibride, stocarea pe insule, tablourile de insulă, tabloul general colector, serviciile auxiliare, postul de transformare cu celulele de medie tensiune și protecția de interfață, punctul de delimitare, contorizarea și EMS

Schema monofilară conceptuală a Soluției 1 este prezentată în figura 3.1 din capitolul 3.2.3, iar cea a Soluției 2 în figura 3.3 din capitolul 3.2.4; schema monofilară generală a soluției recomandate este planșa A-03.



Planșa A-01 — Plan de amplasament, scara 1:1000 (reproducere redusă din formatul A3)

Anexa 1 — Tabelul de calcul al indicatorilor AC.1-AC.5 și documentele suport

Tabelul A1.1 — Valorile indicatorilor și documentele suport

Cod	Mărimă	Valoare	Document suport
AC.1	C_an	957.449 kWh/an	centralizatorul de consum (Anexa 3); facturile 08.2025–07.2026, în format tabelar, la „Alte documente”
AC.2	P_an	496.058,57 kWh/an	raportul de simulare PVGIS-5 / SARA3, 399,84 kWp, Sud, 35°, pierderi 14% (volumul de anexe)
AC.3	R_ac	0,5181	AC.2 / AC.1
—	P_PV	399,84 kW	I.1 = min(8 × 50 kW; 588 × 680 Wp); fișa parametrilor minimi (Anexa 2)
—	P_stoc	400,00 kW	fișa parametrilor minimi (Anexa 2), parametrul BESS-02
AC.4	R_P	1,0004	P_stoc / P_PV
AC.5	E_stoc	901,12 kWh	fișa parametrilor minimi (Anexa 2), parametrul BESS-01; interval admis 799,68–1.599,36 kWh

Calculul: $R_{ac} = 496.058,57 / 957.449 = 0,5181$; $R_P = 400,00 / 399,84 = 1,0004$; $2 \text{ h} \times 399,84 \text{ kW} = 799,68 \text{ kWh} \leq 901,12 \text{ kWh} \leq 4 \text{ h} \times 399,84 \text{ kW} = 1.599,36 \text{ kWh}$.

La achiziție, la recepție și la prima cerere de prefinanțare, plată sau rambursare, se prezintă fișele tehnice ale echipamentelor livrate, din care rezultă puterea instalată a centralei fotovoltaice și capacitatea nominală a sistemului de stocare, cu valori cel puțin egale cu cele din prezentul tabel.

Anexa 2 — Fișa parametrilor tehnici minimi asumați — Soluția 1

Fișa stabilește parametrii minimi de funcție, performanță, compatibilitate, siguranță și garanție pe care trebuie să îi îndeplinească echipamentele și lucrările achiziționate. Fișa nu indică producători, mărci sau modele. Un ofertant poate propune orice soluție care demonstrează simultan îndeplinirea tuturor parametrilor de mai jos și menținerea indicatorilor aprobați. Cerințele care decurg din ATR, din proiectul tehnic sau din scenariul de securitate la incendiu pot fi mai restrictive și prevalează.

Tabelul A2.1 — Parametri de proiect și reguli de păstrare a eligibilității

Cod	Parametru	Valoare minimă asumată	Regulă / verificare
PV-01	Putere instalată în panouri	399,84 kWp DC (588 × 680 Wp)	nu va depăși 400,00 kWp DC; orice altă putere unitară a modulelor impune recalcularea numărului de module și a indicatorilor
INV-01	Putere nominală a invertoarelor	400,00 kW AC (8 × 50 kW)	puterea totală AC nu va depăși 400 kW
BESS-01	Capacitate nominală de stocare	≥ 901,12 kWh	confirmată prin fișele echipamentelor livrate; ≤ 4 h × puterea eligibilă
BESS-02	Putere nominală de încărcare și de descărcare	≥ 400 kW, ambele sensuri	≥ max(putere DC panouri; putere AC invertoare); demonstrată continuu în domeniul de operare declarat, fără reducere de putere sub prag
BESS-03	Energie utilizabilă	≥ 811,008 kWh	fereastra de operare de minimum 90% din capacitatea nominală, permisă de garanție
ARC-01	Arhitectură	stocare cuplată în curent continuu, prin invertore hibride	echivalent admis numai dacă păstrează energia livrată și indicatorii
OP-01	Sursa de încărcare a stocării	exclusiv producția fotovoltaică proprie	blocarea încărcării din rețea, demonstrată la probe
PCC-01	Putere maximă evacuată în rețea	≤ 400 kW	limitare dinamică; consemnul final conform ATR
GEO-01	Geometria câmpului	Sud, azimut 0°, înclinare 35°	orice modificare impune recalcularea producției

Tabelul A2.2 — Module fotovoltaice

Cod	Parametru	Cerință minimă	Verificare
PV-02	Putere nominală unitară	≥ 680 Wp în configurația de bază	fișa tehnică; recalcularea numărului de module la altă putere
PV-03	Tehnologia celulelor	siliciu monocristalin de înaltă eficiență	fără prescrierea unei tehnologii proprietaie
PV-04	Eficiența modului la STC	$\geq 23,0\%$	fișa tehnică
PV-05	Toleranța puterii	numai pozitivă	nu se acceptă toleranță negativă
PV-06	Tensiunea maximă de sistem	≥ 1.500 V DC	—
PV-07	Cutia de joncțiune	minimum IP68, cu diode de bypass	conectori compatibili, omologați ca ansamblu
PV-08	Încărcări mecanice statice	față ≥ 5.400 Pa; spate ≥ 2.400 Pa; sticlă securizată $\geq 3,2$ mm sau construcție sticlă-sticlă echivalentă, încercare la grindină conform SR EN IEC 61215 (Anexa 13, F6)	nu înlocuiește calculul structurii
PV-09	Domeniul temperaturii de funcționare	cel puțin -40 °C ... $+70$ °C; coeficient de temperatură al puterii $\leq -0,35$ %/°C (adaptare la stres termic, Anexa 13, F1)	—
PV-10	Garanția de produs	≥ 15 ani	condiții și excluderi prezentate integral
PV-11	Garanția de performanță	≥ 30 ani; $\geq 87\%$ din putere în anul 30	curbă de degradare garantată
PV-12	Standarde	SR EN IEC 61215, SR EN IEC 61730; marcaj CE	certificate valabile
PV-13	Rezistența la degradare indusă	PID / LID / LeTID documentate	rapoarte de încercare

Tabelul A2.3 — Invertoare hibride

Cod	Parametru	Cerință minimă	Verificare
INV-02	Tip	trifazat, hibrid, bidirecțional, pentru cuplarea în curent continuu PV-stocare	încărcarea stocării din PV și descărcarea controlată pe bara AC
INV-03	Configurația de bază	8 unități × 50 kW AC, câte două pe insulă	modularizare echivalentă admisă dacă păstrează redundanța și performanțele
INV-04	Puterea de încărcare/descărcare a stocării	≥ 50 kW pe unitate sau ≥ 400 kW la nivel de sistem	demonstrată pe domeniul SOC, tensiune și temperatură
INV-05	Interfața cu bateria	înaltă tensiune DC, compatibilă cu întregul domeniu de tensiune al bateriei	inclusiv la limitele SOC și de temperatură
INV-06	Randament maxim	≥ 97,5%	curbe de randament la sarcini parțiale
INV-07	Calitatea energiei	THDi ≤ 3% la putere nominală; factor de putere reglabil	conform ATR și normelor de racordare
INV-08	Funcții de rețea	anti-insularizare, reglaj P/Q, limitare dinamică, protecții U/f	conform cerințelor operatorului
INV-09	Grad de protecție	≥ IP65 pentru montaj exterior	—
INV-10	Comunicație	Ethernet / RS485, protocol industrial deschis sau documentat	funcțiile critice independente de servicii cloud
INV-11	Reducerea puterii cu temperatura	puterea sistemică de 400 kW menținută în condițiile de proiect	ventilație, umbrire sau supradimensionare, după caz
INV-12	Conformitate	marcaj CE; standarde de siguranță și compatibilitate electromagnetică aplicabile	certificate valabile

Tabelul A2.4 — Sistemul de stocare

Cod	Parametru	Cerință minimă	Verificare
BESS-04	Tehnologie	litu-fier-fosfat (LFP) sau tehnologie litu-ion cu siguranță și durabilitate cel puțin echivalente; excluse plumb, NiCd, NiMH	justificare tehnică documentată
BESS-05	Arhitectură	modulară, cu grupuri izolare independente și protecții selective	organizare în insule sau echivalent
BESS-06	Sistemul de management al bateriei	monitorizarea tensiunii și temperaturii pe celulă, SOC, SOH, curent, alarme, echilibrare, protecții	comunicație bidirecțională cu invertorul și EMS
BESS-07	Compatibilitate baterie – inverter – EMS	confirmată formal, cu menținerea garanțiilor	declarație a producătorului sau răspundere contractuală a integratorului
BESS-08	Randament ciclu complet	≥ 92%, la nivelul sistemului de stocare (valoarea folosită în bilanțul energetic: 92,16%)	metoda și frontiera de măsurare declarate
BESS-09	Garanție	≥ 10 ani și energie cumulată echivalentă cu ≥ 6.000 de cicluri	DoD, temperatură, C-rate și capacitate reziduală garantate
BESS-10	Management termic	menține echipamentele în fereastra garantată fără reducere a puterii sub 400 kW, la temperatura maximă de proiectare stabilită pe scenariul RCP8.5; răcire cu redundanță N+1 sau degradare controlată fără oprire (Anexa 13, F1–F2)	incinte climatizate
BESS-11	Siguranță	deteție temperatură, fum și gaze; alarmare; oprire de urgență; separare electrică; stingere	conform scenariului de securitate la incendiu
BESS-12	Conformitate	marcaj CE; SR EN IEC 62619 sau echivalent; UN 38.3 pentru transport; documentația cerută de Regulamentul (UE) 2023/1542 — parametri de performanță și durabilitate (art. 10), pașaportul bateriei pentru bateriile introduse pe piață după 18.02.2027 (art. 77) — și angajament de preluare la sfârșitul vieții	certificate pentru configurația livrată
BESS-13	Incintă	grad de protecție ≥ IP54 pentru amplasare exterioară	—

Tabelul A2.5 — EMS, racordare, instalații electrice și lucrări civile

Cod	Element	Cerință minimă	Observații
EMS-01	Coordonare	control centralizat al invertoarelor, stocării și schimbului în punctul de delimitare	funcționare locală la indisponibilitatea serviciilor cloud
EMS-02	Limitarea injecției	limitare dinamică, consemn ≤ 400 kW, reglabil; răspuns sub 1 s la variații treaptă; stare sigură la pierderea comunicației	consemnul final conform ATR
EMS-03	Managementul stocării	încărcare numai din PV; descărcare programabilă în fereastra de seară; limite SOC; priorități	—
EMS-04	Măsurare și jurnalizare	P/Q, energii PV, stocare, punct de delimitare și auxiliari; agregare la 15 minute; retenție locală ≥ 12 luni; export în format deschis	reconcilierea bilanțului energetic
EMS-05	Securitate cibernetică	roluri, parole individuale, jurnal de acces, segmentare, actualizări controlate	conturile implicite dezactivate
EMS-06	Continuitate	alimentare de siguranță (UPS) pentru control și oprire în siguranță	—
MT-01	Racordare	medie tensiune; tensiunea nominală și punctul de delimitare prin ATR	—
MT-02	Post de transformare	anvelopă de beton, 630 kVA, celule MT, protecții, servicii interne, ventilație, interblocări	pierderi conform cerințelor de ecoproiectare
MT-03	Protecții și măsurare	protecție de interfață, anti-insularizare; contor de decontare bidirecțional; analizor de putere pentru EMS	conform ATR
EL-01	Cabluri	DC solare 1,5 kV; AC 0,6/1 kV; MT conform ATR; secțiuni din calcul	—
EL-02	Protecții	separatoare și întreruptoare DC/AC; protecții la supracurent, scurtcircuit, defect de izolație și supratensiune; SPD coordonate	capacități de rupere verificate prin calcul
EL-03	Legare la pământ și protecție la trăsnet	rețea comună de echipotențializare; LPS după analiza de risc	—
CIV-01	Structuri și fundații	structuri metalice la sol protejate anticoroziv; fundații din calcul geotehnic și structural	încercări de smulgere pentru ancore
CIV-02	Platforme	platforme de beton drenate, cu cota ridicată față de teren	—
CIV-03	Acces și securitate	circulații, împrejmuire, control acces, supraveghere video	fără afectarea exploatării stației

Tabelul A2.6 — Documente de prezentat la achiziție și recepție

Cod	Document	Conținut minim
D-01	Fișe tehnice	fișele oficiale ale echipamentelor oferite și livrate, cu cod de produs
D-02	Conformitate	declarații UE, certificate și rapoarte de încercare
D-03	Compatibilitate	declarația privind compatibilitatea baterie – invertor – EMS și menținerea garanțiilor
D-04	Curbe de putere	puterea de încărcare/descărcare în funcție de SOC, tensiune și temperatură; curbe de reducere a puterii cu temperatura
D-05	Garanții	garanție de produs, de performanță, de capacitate și de energie cumulată; condiții de service
D-06	Siguranță	documentația de siguranță a bateriilor, fișe de securitate, proceduri de intervenție
D-07	Integrare	scheme electrice, liste de semnale, arhitectura de comunicații, protocoale
D-08	Manuale	instalare, operare, mentenanță, dezafectare și reciclare
D-09	Trasabilitate	serii de echipamente, rapoarte de probe, procese-verbale de punere în funcțiune

Anexa 3 — Registrul locurilor de consum și reconcilierea consumului

Sursa: facturile furnizorului de energie electrică pentru perioada 01.08.2025 – 31.07.2026 (73 de facturi, cod de client 9000148404). Titularul tuturor locurilor de consum este Municipiul Salonta, CIF 4593423; locurile de consum sunt distincte, fără suprapuneri de contorizare. Tabelul A3.1 cuprinde cele 54 de locuri de consum cu toate cele 12 luni documentate, care formează consumul de referință $C_{an} = 957.449$ kWh/an; tabelul A3.2 cuprinde matricea lunară; tabelul A3.3 cuprinde cele patru locuri de consum excluse. Codurile de calitate: M — citire în lună; R — repartizare între citiri; E — estimare rămasă; N — fără interval de index.

Tabelul A3.1 — Registrul celor 54 de locuri de consum din consumul de referință

Nr.	Cod NLC	POD	Loc de consum	Categorie	Adresă	kWh/an	Calitate	Factura-sursă
1	7000560484	594040200002381677	Iluminat public — Al. I. Cuza	Iluminat public	str. ALEXANDRU IOAN CUZA nr. 888	271.790	M	EFI2627788039
2	7000560505	594040200002381738	Iluminat public — str. Darwin	Iluminat public	str. DARWIN nr. 888	210.753	M	EFI2627788039
3	7003482346	594040200003167416	Bazin didactic de inot	Sport și agrement	str. I.C.CANTACUZINO nr. 25, Judet Bihor, Cod	110.040	M	EFI2627788039
4	7003250572	594040200003151286	Instalație stocare – Parc Central	de clarificat	P-ța LIBERTATII nr. 26, Judet Bihor, Cod posta	94.839	M	EFI2627788039
5	7000561024	594040200002381622	Primăria — sediu	Administrație și servicii publice	str. REPUBLICII nr. 1	47.214	M	EFI2627788039
6	7000561059	594040200002381660	Cutie mobilă (str. Republicii 96)	Piețe, spații publice și iluminat festiv	str. REPUBLICII nr. 96 Judet Bihor, Cod postal	23.915	M	EFI2627788039
7	7003674302	594040200003194955	Prestare servicii publice — str. Aradului 51	Administrație și servicii publice	str. ARADULUI nr. 51, Judet Bihor, Cod postal	23.694	M	EFI2627788039
8	7003412177	594040200003106767	Casa Dropia	Clădiri social-culturale	str. ARADULUI nr. 1FN103280, Judet Bihor, Cod	23.596	M	EFI2627725887
9	7000209634	594040200002386054	Teren de sport (str. Sportului)	Sport și agrement	str. SPORTULUI nr. 1, Judet Bihor, Cod postal	17.575	RE	EFI2627788039
10	7003578011	594040200003006203	Hala utilaje	Administrație și servicii publice	str. IMPARATUL TRAIAN nr. 10	17.040	RE	EFI2627788039
11	7000561157	594040200002584993	Sala de sport Nicolae Talpoș	Sport și agrement	str. SARCADULUI nr. 1 Judet Bihor, Cod postal	14.520	M	EFI2627788039
12	7000561071	594040200002381707	Sala de sport Sándor Péter	Sport și agrement	str. I.C.CANTACUZINO nr. 21, Bloc	14.479	ME	EFI2628170136
13	7000560495	594040200002381684	Iluminat public — str. Puskin	Iluminat public	str. PUSKIN nr. 888	13.422	M	EFI2627788039
14	7000560516	594040200002662714	Iluminat public — str. Împăratul Traian	Iluminat public	str. IMPARATUL TRAIAN nr. 999, Bloc	10.066	M	EFI2627788039
15	7000561348	594040200002773489	Piața agroalimentară	Piețe, spații publice și iluminat festiv	P-ța HAIDUCILOR nr. 1	7.364	RE	EFI2627755425
16	7003540309	594040200002636913	Camere video (supraveghere)	Siguranță și trafic	str. REPUBLICII nr. 1CamV	7.117	N	EFI2628174358
17	7000819305	594040200002851125	Fântâna arteziană	Apă: stații de pompare și fântâni	P-ța HAIDUCILOR nr. 1FNFN, Bloc 103379	6.925	RE	EFI2627788039
18	7003601689	594040200003012990	Stație de pompare — str. Erkel Ferenc	Apă: stații de pompare și fântâni	str. ERKEL FERENC nr. 1FN	6.739	RE	EFI2627788039
19	7003482364	594040200003166211	Centrul de zi pentru vârstnici	Clădiri social-culturale	str. I.C.CANTACUZINO nr. 2si4, Bloc C9	5.007	M	EFI2627788039
20	7000561190	594040200002589844	Casa de catafalcare	Administrație și servicii publice	str. ARADULUI nr. 49, Judet Bihor, Cod postal	4.150	RE	EFI2627788039
21	7000561093	594040200002381721	Teren de sport (str. Sarcadului)	Sport și agrement	str. SARCADULUI nr. 1 Judet Bihor, Cod postal	3.866	M	EFI2627788039
22	7003570294	594040200002924355	Casa Roth Armin	Clădiri social-culturale	P-ța LIBERTATII nr. 8	3.650	MR	EFI2627788039
23	7000561047	594040200002381646	Atelierul Primăriei	Administrație și servicii publice	str. REPUBLICII nr. 1A Judet Bihor, Cod postal	2.878	M	EFI2627788039
24	7003074162	594040200002383978	Grădinița cu program normal Ioan Viteazu	Învățământ preșcolar	str. ANDREI MURESAN nr. 1	2.847	M	EFI2627788039
25	7000561116	594040200002381752	Biblioteca	Clădiri social-culturale	P-ța LIBERTATII nr. 29A	2.609	RE	EFI2627788039

Nr.	Cod NLC	POD	Loc de consum	Categorie	Adresă	kWh/an	Calitate	Factura-sursă
26	7000560539	594040200002776237	Iluminat public — str. Tincii	Iluminat public	str. TINCII nr. 1FNFN	2.160	E	EFI2627788039
27	7003228058	594040200003054129	Semaforizare — str. Aradului	Siguranță și trafic	str. ARADULUI nr. 1FNSEMAF, Judet Bihor, Cod p	1.697	RE	EFI2627788039
28	7000561126	594040200002381783	Stație de pompare — str. I.C. Brătianu 90	Apă: stații de pompare și fântâni	str. I.C. BRATIANU nr. 90 Judet Bihor, Cod pos	1.260	E	EFI2627788039
29	7000561147	594040200002381813	Stație de pompare — str. Bartók Béla	Apă: stații de pompare și fântâni	str. BARTOK BELA nr. 1A Judet Bihor, Cod posta	1.244	M	EFI2627788039
30	7003601653	594040200003013034	Stație de pompare — str. I.C. Brătianu	Apă: stații de pompare și fântâni	str. I.C. BRATIANU nr. 1FN	931	RE	EFI2627788039
31	7001737617	594040200002376598	Cimitir	Administrație și servicii publice	str. ARADULUI nr. 49, Judet Bihor, Cod postal	705	RE	EFI2627788039
32	7003343870	594040200003034299	Stație de pompare — str. Oradiei	Apă: stații de pompare și fântâni	str. ORADIEI nr. 1FNStPomp, Judet Bihor, Cod p	523	RE	EFI2627788039
33	7003578021	594040200003006241	Fântâna Petőfi	Apă: stații de pompare și fântâni	str. IULIU MANIU nr. 1FNFN	456	RE	EFI2627788039
34	7003577966	594040200002371623	Centrul pentru vârstnici	Clădiri social-culturale	str. I.C.CANTACUZINO nr. 2-4	453	RE	EFI2627788039
35	7000561203	594040200002377939	Grup sanitar public	Administrație și servicii publice	str. KOSSUTH LAJOS nr. 2A Judet Bihor, Cod pos	347	M	EFI2627755426
36	7000561136	594040200002381790	Muzeu-Galerie	Clădiri social-culturale	P-ța LIBERTATII nr. 4	329	RE	EFI2627788039
37	7003228048	594040200003054105	Semaforizare — str. Republicii	Siguranță și trafic	str. REPUBLICII nr. 1FNSEMAF, Judet Bihor, Cod	285	RE	EFI2627788039
38	7000561314	594040200002656683	Adăpost pentru câini	Administrație și servicii publice	str. I.C.CANTACUZINO nr. 2-4, Bloc	214	M	EFI2627788039
39	7003601668	594040200003012983	Stație de pompare — str. N. Titulescu	Apă: stații de pompare și fântâni	str. NICOLAE TITULESCU nr. 1FN	189	RE	EFI2627788039
40	7003601650	594040200003013027	Stație de pompare — str. Shakespeare	Apă: stații de pompare și fântâni	str. SHAKESPEARE nr. 1FN	115	RE	EFI2627788039
41	7003601595	594040200003013041	Stație de pompare — str. Tompa Mihály	Apă: stații de pompare și fântâni	str. TOMPA MIHALY nr. 1FN	109	RE	EFI2627788039
42	7003601680	594040200003013058	Stație de pompare — str. Janus Pannonius	Apă: stații de pompare și fântâni	str. JANUS PANNONIUS nr. 1FN	107	RE	EFI2627788039
43	7003074150	594040200002383961	Grădinița cu program normal Prichindel	Învățământ preșcolar	str. OLIMPIADEI nr. 32, Judet Bihor, Cod posta	91	R	EFI2627788039
44	7000561215	594040200002623227	Casa memorială	Clădiri social-culturale	str. ARANY JANOS nr. 46 Judet Bihor, Cod posta	50	RE	EFI2627788039
45	7000561168	594040200002594220	Casa Țărănească	Clădiri social-culturale	str. DECEBAL nr. 10	38	RE	EFI2627788039
46	7003242234	594040200003064883	Parc (str. Gheorghe Barițiu)	Piețe, spații publice și iluminat festiv	str. GHEORGHE BARITIU nr. 1FNPARC	32	E	EFI2627788039
47	7003578005	594040200003006234	Fântâna Arany	Apă: stații de pompare și fântâni	str. VASILE ALECSANDRI nr. 1FNFN	19	RE	EFI2627788039
48	7003074176	594040200002383985	Grădinița cu program normal nr. 3	Învățământ preșcolar	str. REGELE FERDINAND nr. 2A	0	—	EFI2627788039
49	7000212658	594040200002544621	Canton silvic Valea Morii	Administrație și servicii publice	Localitatea PESTIS, Comuna ALESD, str. VALEA M	0	—	EFI2627788039
50	7003074189	594040200002572655	Grădinița cu program prelungit Ursuleț	Învățământ preșcolar	str. REPUBLICII nr. 113A, Judet Bihor, Cod pos	0	—	EFI2627788039

Nr.	Cod NLC	POD	Loc de consum	Categorie	Adresă	kWh/an	Calitate	Factura-sursă
51	7000561325	594040200002730130	Policlinica veche	Administrație și servicii publice	str. REPUBLICII nr. 10 Județ Bihor, Cod postal	0	—	EFI2627788039
52	7001668364	594040200002978884	Stație de pompare — str. Împăratul Traian	Apă: stații de pompare și fântâni	str. IMPARATUL TRAIAN nr. 1FNFN	0	—	EFI2627788039
53	7003228068	594040200003054136	Semaforizare — Piața Libertății	Siguranță și trafic	P-ța LIBERTATII nr. 1FNSEMAF, Județ Bihor, Cod	0	—	EFI2627788039
54	7003686439	594040200003204531	Prestare servicii publice — str. Bem József	Administrație și servicii publice	str. BEM JOZSEF nr. 113354	0	—	EFI2627788039
TOTAL		54 POD				957.449		

Locul de consum „Canton silvic Valea Morii” (nr. 49) este un bun al municipiului situat în afara teritoriului administrativ, în localitatea Peștiș, orașul Aleșd; a avut consum zero în perioada analizată și este păstrat în registru pentru completitudine, fără efect asupra consumului de referință.

Tabelul A3.2 — Matricea lunară a consumului pe locuri de consum (kWh)

Nr.	Loc de consum	aug 25	sep 25	oct 25	noi 25	dec 25	ian 26	feb 26	mar 26	apr 26	mai 26	iun 26	iul 26	Total
1	Iluminat public — Al. I. Cuza	19.154	20.971	26.207	28.150	32.282	30.429	23.895	23.518	19.343	16.971	14.895	15.975	271.790
2	Iluminat public — str. Darwin	15.018	16.103	20.259	21.877	24.359	23.381	18.978	18.354	15.162	13.273	11.528	12.461	210.753
3	Bazin didactic de inot	3.750	5.970	11.970	11.280	11.970	13.726	12.134	11.640	10.470	9.390	5.670	2.070	110.040
4	Instalație stocare – Parc Central	11.277	10.793	6.751	5.439	8.722	7.208	4.361	4.368	4.539	10.613	10.112	10.656	94.839
5	Primăria — sediu	2.261	2.267	4.781	4.151	6.352	7.369	5.678	4.923	3.599	2.367	1.697	1.769	47.214
6	Cutie mobilă (str. Republicii 96)	0	460	0	0	17.367	5.512	0	0	0	564	12	0	23.915
7	Prestare servicii publice — str. Aradului 51	1.423	1.225	646	887	2.719	8.104	3.436	795	582	767	812	2.298	23.694
8	Casa Dropia	699	729	1.734	1.965	2.408	3.959	3.594	3.406	2.556	706	971	869	23.596
9	Teren de sport (str. Sportului)	2.166	1.692	1.506	1.457	1.421	1.174	1.061	1.376	1.411	1.458	1.402	1.451	17.575
10	Hala utilaje	434	420	1.364	2.568	2.654	2.555	2.226	2.464	586	541	524	704	17.040
11	Sala de sport Nicolae Talpoș	330	600	1.530	1.800	1.260	2.250	2.070	1.470	1.080	960	870	300	14.520
12	Sala de sport Sándor Péter	138	280	439	552	552	680	581	511	553	457	307	9.429	14.479
13	Iluminat public — str. Puskin	934	1.047	1.254	1.374	1.512	1.485	1.221	1.176	988	867	753	811	13.422
14	Iluminat public — str. Împăratul Traian	703	802	963	1.043	1.184	1.109	898	870	719	630	550	595	10.066
15	Piața agroalimentară	335	816	899	870	899	899	812	487	355	366	344	282	7.364
16	Camere video (supraveghere)	603	583	603	583	603	603	564	603	583	603	583	603	7.117
17	Fântâna arteziană	1.747	684	591	572	20	0	0	603	821	848	733	306	6.925
18	Stație de pompare — str. Erkel Ferenc	416	404	442	487	504	574	587	651	660	690	667	657	6.739
19	Centrul de zi pentru vârstnici	251	268	513	525	550	669	552	477	385	312	259	246	5.007
20	Casa de catafalcare	219	212	273	390	404	445	530	587	282	282	273	253	4.150
21	Teren de sport (str. Sarcadului)	133	140	280	255	388	378	294	335	339	258	380	686	3.866
22	Casa Roth Armin	27	26	52	94	98	282	824	913	745	159	219	211	3.650
23	Atelierul Primăriei	235	212	153	111	93	610	513	214	183	137	206	211	2.878
24	Grădinița cu program normal Ioan Viteazu	164	205	187	278	206	192	492	226	260	323	174	140	2.847
25	Biblioteca	217	210	220	218	225	226	203	225	220	215	209	221	2.609

Nr.	Loc de consum	aug 25	sep 25	oct 25	noi 25	dec 25	ian 26	feb 26	mar 26	apr 26	mai 26	iun 26	iul 26	Total
26	Iluminat public — str. Tincii	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	2.160
27	Semaforizare — str. Aradului	149	143	147	137	142	142	129	143	139	144	139	143	1.697
28	Stație de pompare — str. I.C. Brătianu 90	0	0	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	1.260
29	Stație de pompare — str. Bartók Béla	55	74	52	52	151	372	143	77	72	84	66	46	1.244
30	Stație de pompare — str. I.C. Brătianu	48	46	53	67	69	102	105	117	86	62	59	117	931
31	Cimitir	99	96	76	19	20	20	18	20	72	76	73	116	705
32	Stație de pompare — str. Oradiei	25	25	30	37	38	39	35	39	56	79	76	44	523
33	Fântâna Petőfi	86	33	25	25	3	3	2	56	57	59	54	53	456
34	Centrul pentru vârstnici	45	44	46	44	46	45	41	30	22	23	26	41	453
35	Grup sanitar public	7	6	7	6	6	6	6	7	6	258	26	6	347
36	Muzeu-Galerie	32	31	30	25	26	27	23	27	25	26	26	31	329
37	Semaforizare — str. Republicii	12	10	11	34	36	37	24	18	17	23	30	33	285
38	Adăpost pentru câini	67	64	67	16	0	0	0	0	0	0	0	0	214
39	Stație de pompare — str. N. Titulescu	16	15	18	17	18	16	15	15	17	18	17	7	189
40	Stație de pompare — str. Shakespeare	9	9	8	8	8	11	10	11	11	11	10	9	115
41	Stație de pompare — str. Tompa Mihály	10	9	10	10	9	10	8	9	9	10	9	6	109
42	Stație de pompare — str. Janus Pannonius	8	9	8	8	9	8	8	9	9	11	10	10	107
43	Grădinița cu program normal Prichindel	8	8	8	8	8	9	7	9	8	8	8	2	91
44	Casa memorială	1	2	1	0	1	1	1	1	10	13	13	6	50
45	Casa Țărănească	2	3	3	2	3	3	5	6	3	2	3	3	38
46	Parc (str. Gheorghe Barițiu)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	20	32
47	Fântâna Arany	0	1	1	0	0	1	0	0	1	1	0	14	19
48	Grădinița cu program normal nr. 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	Canton silvic Valea Morii	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	Grădinița cu program prelungit Ursuleț	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	Policlinica veche	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Nr.	Loc de consum	aug 25	sep 25	oct 25	noi 25	dec 25	ian 26	feb 26	mar 26	apr 26	mai 26	iun 26	iul 26	Total
52	Stație de pompare — str. Împăratul Traian	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	Semaforizare — Piața Libertății	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	Prestare servicii publice — str. Bem József	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	54 locuri de consum	63.493	67.927	84.524	87.747	119.651	114.977	86.390	81.092	67.347	64.971	55.113	64.217	957.449

Tabelul A3.3 — Locurile de consum excluse din consumul de referință

Cod NLC	Loc de consum	Adresă	kWh documentați	Luni cu date	Motivul excluderii
7003819930	Creșa Mică	Str. Olimpiadei nr. 1	7.097	8	8 luni cu date (decembrie parțial, ianuarie–iulie complete), integral estimări de convenție (E)
7000561036	Pompă parc	Piața Libertății nr. 50	1.056	9	9 luni complete din 12
7003861057	Parc industrial de specializare inteligentă	Piața Iosif Vulcan nr. 1	123	2	loc de consum nou, 2 luni
7003845254	Parcul din zona Gării	Str. Republicii nr. 98C	0	4	loc de consum nou, 4 luni, consum zero

Tabelul A3.4 — Reconcilierea consumului de referință

Mărime	kWh/an
Registrul complet (58 de locuri de consum)	965.725
– locuri de consum cu istoric incomplet (4)	–8.276
Consum de referință (54 de locuri de consum)	957.449
din care estimări rămase (E)	16.677
din care cantități fără interval de index (N)	7.117
Consum de referință fără E și N (test)	933.655

Sub ipoteza extremă a excluderii tuturor estimărilor și a cantităților fără index, consumul ar fi 933.655 kWh/an, iar $R_{ac} = 0,531$ — condiția AC.3 rămâne îndeplinită cu marjă largă. Costul net recurent reconstituit din facturi pentru cele 54 de locuri de consum este de 1.154.834,52 lei/an fără TVA (648 de rânduri loc de consum × lună), adică 1,20616 lei/kWh; valoarea este folosită în analiza cost-beneficiu numai pentru costul energiei importate pentru auxiliari.

Anexa 4 — Simularea producției fotovoltaice PVGIS

Raportul oficial PVGIS-5 pentru configurația proiectată (399,84 kWp, Sud, 35°, SARA3, pierderi 14%), generat la 25.09.2026, este reprodus mai jos. Modelul energetic folosește seria orară PVGIS 2005–2023 pentru aceeași configurație.

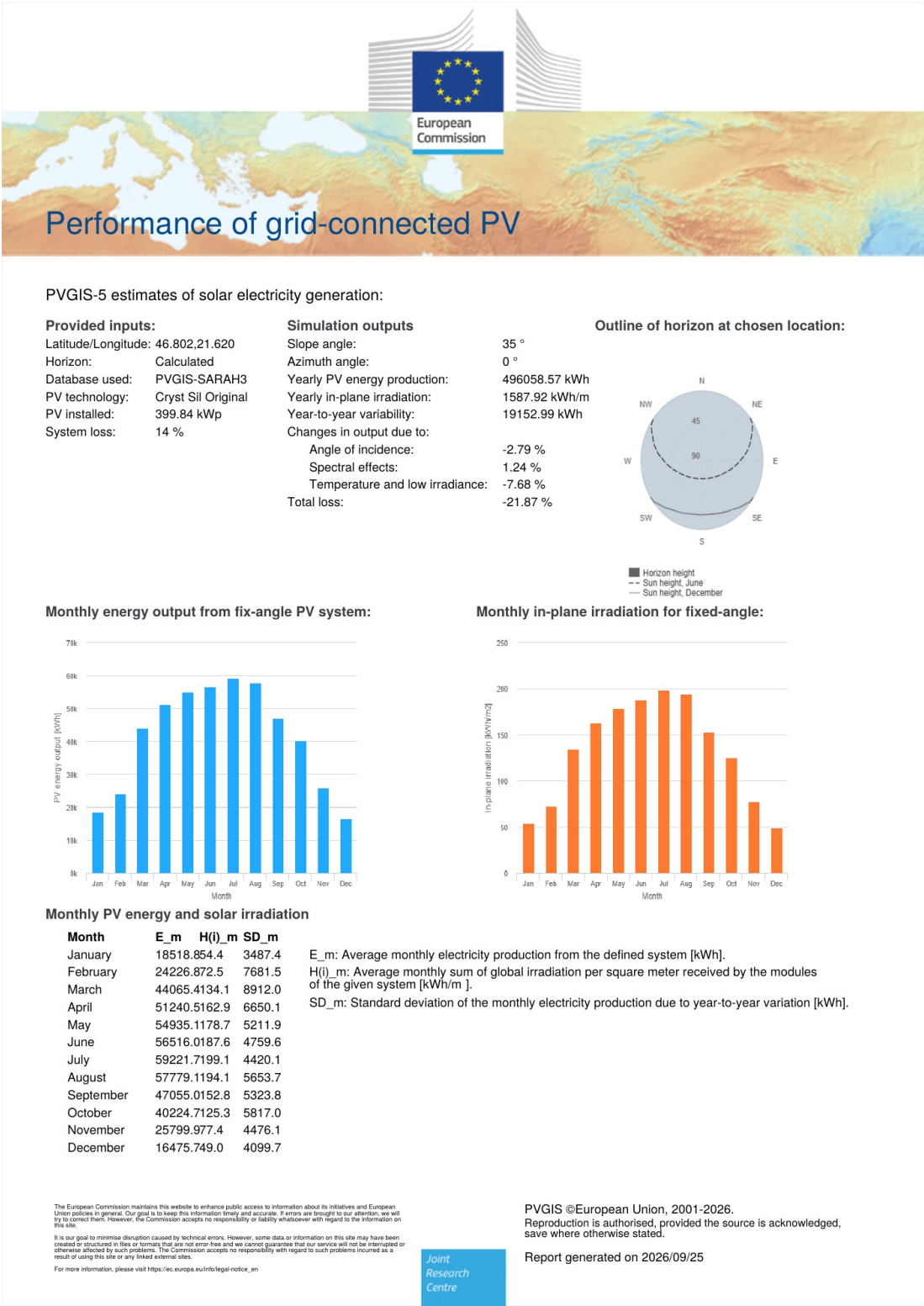


Figura A4.1 — Raportul PVGIS-5 pentru centrala de 399,84 kWp (reproducere)

Tabelul A4.1 — Producția anuală pe ani meteorologici (serie orară PVGIS reconciliată cu factorul 1,012368)

Anul meteorologic	Producție reconciliată (kWh)	Față de medie	kWh/kWp
2005	463.442	93,4%	1.159,1
2006	473.022	95,4%	1.183,0
2007	509.205	102,7%	1.273,5
2008	498.609	100,5%	1.247,0
2009	479.891	96,7%	1.200,2
2010	455.684	91,9%	1.139,7
2011	516.039	104,0%	1.290,6
2012	522.703	105,4%	1.307,3
2013	478.710	96,5%	1.197,3
2014	488.220	98,4%	1.221,0
2015	496.126	100,0%	1.240,8
2016	487.378	98,3%	1.218,9
2017	502.639	101,3%	1.257,1
2018	498.073	100,4%	1.245,7
2019	513.890	103,6%	1.285,2
2020	501.172	101,0%	1.253,4
2021	521.937	105,2%	1.305,4
2022	517.824	104,4%	1.295,1
2023	500.551	100,9%	1.251,9
MEDIE 2005–2023	496.059	100,0%	1.240,6

Anexa 5 — Bilanțul energetic lunar și anual al soluțiilor

Bilanțurile sunt rezultatul modelului orar aplicat seriei orare PVGIS 2005–2023 (19 ani, 166.536 de ore), cu strategia de exploatare descrisă în capitolele 3.2.3 și 7.3.1. Mărimile „Livrat” reprezintă energia injectată la punctul de delimitare și decontată cu prețul PZU mediu ponderat lunar; importul pentru auxiliari se decontează la tariful de furnizare.

Tabelul A5.1 — Bilanțul lunar, Soluția 1 (kWh, medie 2005–2023)

Luna	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Pierderi	HVAC	Aux. total	Import aux.	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total	Cicluri
Ianuarie	18.190	12.586	11.599	987	267	692	409	5.387	11.534	16.921	14,9
Februarie	23.981	13.073	11.905	1.019	218	604	326	10.680	11.855	22.535	15,3
Martie	43.866	21.781	19.497	1.684	165	589	284	21.829	19.447	41.276	25,0
Aprilie	51.635	18.055	17.359	1.445	73	484	212	33.341	17.326	50.666	22,3
Mai	55.193	20.373	18.776	1.597	24	448	171	34.566	18.752	53.319	24,1
Iunie	56.853	23.962	22.084	1.879	13	424	140	32.632	22.059	54.691	28,4
Iulie	59.755	25.667	23.655	2.012	19	443	155	33.822	23.633	57.455	30,4
August	58.109	24.473	22.554	1.919	20	444	167	33.381	22.532	55.913	29,0
Septembrie	46.972	17.905	16.330	1.397	18	429	199	28.859	16.308	45.167	21,0
Octombrie	39.951	18.861	17.554	1.486	69	494	256	20.890	17.516	38.406	22,5
Noiembrie	25.339	15.689	14.055	1.213	147	558	321	9.459	14.010	23.469	18,1
Decembrie	16.213	11.409	10.918	911	238	662	390	4.596	10.854	15.451	14,0
TOTAL	496.059	223.835	206.286	17.549	1.271	6.271	3.030	269.443	205.825	475.269	265,0

Tabelul A5.2 — Bilanțul anual pe ani meteorologici, Soluția 1 (kWh)

Anul	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Pierderi	Aux. total	Import aux.	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total	Cicluri SOC	Zile slabe
2005	463.442	213.500	196.762	16.738	6.489	3.231	247.117	196.329	443.446	252,7	164
2006	473.022	222.172	204.754	17.418	6.370	3.082	248.042	204.274	452.316	263,0	155
2007	509.205	221.608	204.234	17.374	6.242	2.997	284.807	203.779	488.586	262,3	141
2008	498.609	226.052	208.330	17.722	6.210	3.041	269.838	207.880	477.718	267,6	141

Anul	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Pierderi	Aux. total	Import aux.	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total	Cicluri SOC	Zile slabe
2009	479.891	214.960	198.107	16.853	6.267	3.074	262.204	197.641	459.845	254,5	155
2010	455.684	218.083	200.986	17.098	6.324	3.053	234.791	200.524	435.315	258,1	157
2011	516.039	223.658	206.123	17.535	6.424	3.100	289.526	205.654	495.180	264,7	132
2012	522.703	228.273	210.376	17.897	6.428	3.067	291.532	209.914	501.446	270,2	130
2013	478.710	222.333	204.902	17.431	6.244	3.001	253.587	204.449	458.036	263,2	156
2014	488.220	229.593	211.593	18.000	6.027	2.896	255.933	211.156	467.089	271,8	145
2015	496.126	220.379	203.102	17.278	6.248	2.974	272.933	202.642	475.575	260,9	148
2016	487.378	223.817	206.270	17.547	6.284	3.046	260.782	205.811	466.593	264,9	138
2017	502.639	225.859	208.151	17.707	6.333	3.064	273.993	207.670	481.663	267,4	139
2018	498.073	223.597	206.067	17.530	6.199	2.975	271.716	205.603	477.319	264,7	146
2019	513.890	230.551	212.476	18.075	6.122	2.940	280.613	212.021	492.634	272,9	136
2020	501.172	223.070	205.581	17.489	6.188	2.998	275.365	205.127	480.492	264,1	142
2021	521.937	227.120	209.314	17.806	6.360	3.072	292.005	208.839	500.843	268,8	133
2022	517.824	227.999	210.124	17.875	6.282	3.028	287.043	209.653	496.695	269,9	130
2023	500.551	230.231	212.181	18.050	6.115	2.931	267.600	211.717	479.317	272,5	136
MEDIE	496.059	223.835	206.286	17.549	6.271	3.030	269.443	205.825	475.269	265,0	143

Tabelul A5.3 — Bilanțul lunar, Soluția 2 (kWh, medie 2005–2023)

Luna	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Pierderi	Aux. total	Import aux.	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total
Ianuarie	18.190	12.045	10.889	1.156	1.346	775	5.706	10.758	16.463
Februarie	23.981	12.421	11.097	1.185	1.225	635	11.075	10.990	22.065
Martie	43.866	20.558	18.054	1.945	1.345	604	22.688	17.933	40.621
Aprilie	51.635	16.970	16.007	1.663	1.303	534	33.991	15.912	49.903
Mai	55.193	19.124	17.290	1.835	1.346	502	35.299	17.215	52.514
Iunie	56.853	22.491	20.333	2.158	1.303	446	33.588	20.250	53.839
Iulie	59.755	24.092	21.781	2.311	1.346	496	34.882	21.711	56.593
August	58.109	22.975	20.771	2.204	1.346	530	34.387	20.701	55.088
Septembrie	46.972	16.817	15.044	1.605	1.303	601	29.522	14.976	44.498
Octombrie	39.951	17.721	16.180	1.708	1.348	670	21.662	16.070	37.732
Noiembrie	25.339	14.867	13.067	1.407	1.303	721	10.004	12.953	22.956
Decembrie	16.213	10.917	10.244	1.067	1.346	776	4.861	10.108	14.969
TOTAL	496.059	210.999	190.756	20.243	15.862	7.289	277.665	189.577	467.242

Tabelul A5.4 — Bilanțul anual pe ani meteorologici, Soluția 2 (kWh)

Anul	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Import aux.	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total	Cicluri SOC	EFC
2005	463.442	201.423	182.099	7.458	254.656	181.061	435.717	254,5	229,1
2006	473.022	209.726	189.605	7.278	255.903	188.417	444.321	265,0	238,5
2007	509.205	208.723	188.698	7.241	293.039	187.524	480.563	263,8	237,4
2008	498.609	213.124	192.677	7.380	278.155	191.508	469.663	269,3	242,4
2009	479.891	202.853	183.392	7.409	269.770	182.210	451.980	256,4	230,7
2010	455.684	205.878	186.126	7.253	242.368	184.958	427.326	260,2	234,2
2011	516.039	210.425	190.236	7.236	298.164	189.065	487.229	265,9	239,3
2012	522.703	214.865	194.251	7.249	300.359	193.101	493.460	271,5	244,4
2013	478.710	210.108	189.951	7.261	261.181	188.774	449.955	265,5	239,0

Anul	Producție PV	Încărcare	Descărcare	Import aux.	Livrat PV	Livrat baterie	Livrat total	Cicluri SOC	EFC
2014	488.220	216.518	195.745	7.237	264.261	194.565	458.826	273,6	246,3
2015	496.126	207.956	188.004	7.217	280.719	186.814	467.533	262,8	236,5
2016	487.378	210.845	190.616	7.310	269.133	189.448	458.581	266,4	239,8
2017	502.639	213.055	192.614	7.286	282.226	191.400	473.626	269,2	242,3
2018	498.073	210.738	190.520	7.277	279.949	189.324	469.273	266,3	239,7
2019	513.890	217.343	196.491	7.278	289.172	195.286	484.459	274,7	247,2
2020	501.172	209.890	189.753	7.283	283.878	188.561	472.439	265,2	238,7
2021	521.937	213.821	193.307	7.286	300.747	192.104	492.851	270,2	243,2
2022	517.824	214.625	194.033	7.282	295.834	192.822	488.657	271,2	244,1
2023	500.551	217.072	196.246	7.276	276.116	195.026	471.142	274,3	246,9
MEDIE	496.059	210.999	190.756	7.289	277.665	189.577	467.242	266,6	240,0

Anexa 6 — Devizul general al investiției — Soluția 1 (recomandată)

Devizul general este întocmit conform structurii din Anexa nr. 7 la HG nr. 907/2016, pentru obiectivul de investiții „Realizarea capacităților noi de producere și stocare de energie electrică din surse solare în Municipiul Salonta, județul Bihor”. Valorile sunt exprimate în prețuri curente la data de 22.09.2026, la cursul de referință 1 EUR = 5,2660 lei, cu TVA de 21%. Devizul general se fundamentează pe lista de cantități și costuri directe (Anexa 8) și pe devizele pe obiecte (Anexa 7).

Tabelul A6.1 — Date de identificare a devizului general

Element	Valoare
Beneficiar	Municipiul Salonta, județul Bihor (CIF 4593423)
Elaborator	S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L.
Faza de proiectare	Studiu de fezabilitate (SF)
Soluția	Soluția 1 — cuplare în curent continuu (DC-coupled), cu rackuri de baterii LFP (RAC)
Curs de schimb / data de referință	1 EUR = 5,2660 lei (BCE, 22.09.2026)
Total general fără TVA / cu TVA	2.688.419,66 lei / 3.252.987,99 lei
din care construcții-montaj (C+M), fără TVA	420.993,06 lei

Tabelul A6.2 — Devizul general, Soluția 1 (lei și EUR)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)	TVA (EUR)	Valoare cu TVA (EUR)
CAPITOLUL 1 — Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului							
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	64.362,37	13.516,08	77.878,45	12.222,25	2.566,67	14.788,92
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	64.362,37	13.516,08	77.878,45	12.222,25	2.566,67	14.788,92
CAPITOLUL 2 — Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului							
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului (racordare)	9.232,30	1.938,78	11.171,08	1.753,19	368,17	2.121,36
	TOTAL CAPITOL 2	9.232,30	1.938,78	11.171,08	1.753,19	368,17	2.121,36
CAPITOLUL 3 — Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică							
3.1	Studii	5.055,36	1.061,63	6.116,99	960,00	201,60	1.161,60
3.1.1	Studii de teren (topografic, geotehnic)	5.055,36	1.061,63	6.116,99	960,00	201,60	1.161,60
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	110.275,31	23.157,81	133.433,12	20.941,00	4.397,61	25.338,61
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate / DALI și deviz general	47.083,31	9.887,49	56.970,80	8.941,00	1.877,61	10.818,61
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	63.192,00	13.270,32	76.462,32	12.000,00	2.520,00	14.520,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)	TVA (EUR)	Valoare cu TVA (EUR)
3.7	Consultanță	115.325,40	24.218,33	139.543,73	21.900,00	4.599,00	26.499,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	105.320,00	22.117,20	127.437,20	20.000,00	4.200,00	24.200,00
3.7.2	Auditul financiar	10.005,40	2.101,13	12.106,53	1.900,00	399,00	2.299,00
3.8	Asistență tehnică	17.578,28	3.691,47	21.269,75	3.338,07	701,00	4.039,07
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	11.263,40	2.365,33	13.628,73	2.138,89	449,17	2.588,06
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	7.508,95	1.576,90	9.085,85	1.425,93	299,45	1.725,38
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control	3.754,45	788,43	4.542,88	712,96	149,72	862,68
3.8.2	Dirigenție de șantier	6.314,88	1.326,14	7.641,02	1.199,18	251,83	1.451,01
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 3	248.234,35	52.129,24	300.363,59	47.139,07	9.899,21	57.038,28
CAPITOLUL 4 — Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1	Construcții și instalații	222.532,73	46.731,91	269.264,64	42.258,40	8.874,27	51.132,67
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	122.771,16	25.781,97	148.553,13	23.313,93	4.895,93	28.209,86
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.267.418,83	266.158,02	1.533.576,85	240.679,61	50.542,73	291.222,34
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 4	1.612.722,72	338.671,90	1.951.394,62	306.251,94	64.312,93	370.564,87
CAPITOLUL 5 — Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de șantier	2.094,50	439,87	2.534,37	397,74	83,53	481,27
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	2.094,50	439,87	2.534,37	397,74	83,53	481,27
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)	TVA (EUR)	Valoare cu TVA (EUR)
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	181.417,12	38.097,61	219.514,73	34.450,65	7.234,64	41.685,29
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	1.053,20	221,17	1.274,37	200,00	42,00	242,00
	TOTAL CAPITOL 5	184.564,82	38.758,65	223.323,47	35.048,39	7.360,17	42.408,56
CAPITOLUL 6 — Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste							
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	1.501,81	315,38	1.817,19	285,19	59,89	345,08
6.2	Probe tehnologice și teste	3.003,57	630,76	3.634,33	570,37	119,78	690,15
	TOTAL CAPITOL 6	4.505,38	946,14	5.451,52	855,56	179,67	1.035,23
CAPITOLUL 7 — Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare							
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	484.161,57	101.673,93	585.835,50	91.941,05	19.307,62	111.248,67
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	80.636,15	16.933,61	97.569,76	15.312,60	3.215,65	18.528,25
	TOTAL CAPITOL 7	564.797,72	118.607,54	683.405,26	107.253,65	22.523,27	129.776,92
	TOTAL GENERAL	2.688.419,66	564.568,33	3.252.987,99	510.524,05	107.210,09	617.734,14
	din care C + M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	420.993,06	88.408,61	509.401,67	79.945,51	16.788,57	96.734,08
	TOTAL capitolele 1–6 (fără capitolul 7)	2.123.621,94	445.960,79	2.569.582,73	403.270,40	84.686,82	487.957,22

Tabelul A6.3 — Regulele de calcul ale pozițiilor dependente și ale serviciilor

Poziție	Regula de calcul	Baza (EUR)	Valoare (EUR)
5.3 Cheltuieli diverse și neprevăzute	10% din suma capitolelor 1, 2, 3.5, 3.8 și 4	344.506,45	34.450,65
7.1 Marja de buget	25% din suma capitolelor 1, 2, 3, 4 și a subcapitolului 5.1	367.764,19	91.941,05
7.2 Rezerva de implementare pentru ajustarea de preț	5% din capitolul 4	306.251,94	15.312,60
3.5.3 SF și deviz general	valoare contractuală a elaborării documentației	—	8.941,00
3.5.6 Proiect tehnic și detalii de execuție	estimare pe bază de ofertă de piață	—	12.000,00
3.7.1 Management de proiect	estimare pe bază de ofertă de piață	—	20.000,00
3.8.1 / 3.8.2 Asistență tehnică și dirigenție	poziții directe din lista de cantități (SVC-01...SVC-03)	—	3.338,07

Bazele pozițiilor 5.3 și 7.1 au fost reconstituite din componentele devizului și verificate prin recalculare (diferențe numai de rotunjire, sub 0,01 EUR); aceleași reguli se aplică Soluției 2 (Anexa 9).

Tabelul A6.4 — Sinteza finanțării, Soluția 1

Sursa / categoria de cheltuieli	Fără TVA (lei)	TVA (lei)	Cu TVA (lei)	Fără TVA (EUR)
Costuri încadrabile prin natura cheltuielii, înainte de aplicarea plafonului (A+B)	2.114.389,64	444.022,01	2.558.411,65	401.517,21
A. Ajutor public solicitat — Fondul pentru Modernizare	1.895.001,70	397.950,36	2.292.952,06	359.856,00
B. Cheltuieli încadrabile neacoperite din cauza plafonului — buget local	219.387,94	46.071,65	265.459,59	41.661,21
C1. Racordare — neeligibilă (capitolul 2) — buget local	9.232,30	1.938,78	11.171,08	1.753,19
C2. Marja de buget și rezerva de implementare (capitolul 7) — buget local	564.797,72	118.607,54	683.405,26	107.253,65
C. Total cheltuieli neeligibile prin natura costului (C1+C2)	574.030,02	120.546,32	694.576,34	109.006,84
TOTAL SUPORTAT DE MUNICIPIUL SALONTA (B+C)	793.417,96	166.617,97	960.035,93	150.668,05
TOTAL GENERAL (A+B+C)	2.688.419,66	564.568,33	3.252.987,99	510.524,05

Ajutorul public solicitat este limitat la plafonul de 900.000 EUR/MW aplicat puterii eligibile de 0,39984 MW (I.1): $900.000 \times 0,39984 = 359.856,00$ EUR, adică 1.895.001,70 lei fără TVA; costurile încadrabile (2.114.389,64 lei) depășesc plafonul, astfel încât diferența de 219.387,94 lei se suportă din bugetul local. TVA aferentă cheltuielilor eligibile, de 397.950,36 lei, este solicitată în condițiile ghidului, fiind nerecuperabilă pentru beneficiar în raport cu activitatea finanțată. Cheltuielile neacoperite de grant — 793.417,96 lei fără TVA, respectiv 960.035,93 lei cu TVA — se asigură din bugetul local al Municipiului Salonta.

Întocmit: S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L. — proiectant ing. Nicolae-Daniel HOLERGA; verificat: șef de proiect dr. ing. Daniel ALEXANDRU. Beneficiar: Municipiul Salonta — primar Török László.

Anexa 7 — Devizele pe obiecte — Soluția 1

Capitolul 4 „Cheltuieli pentru investiția de bază” al devizului general este defalcat pe patru obiecte, conform structurii din HG nr. 907/2016: Obiectul 1 — câmpul fotovoltaic; Obiectul 2 — sistemul de conversie și stocare (8 invertore hibride de 50 kW și 16 rackuri LFP în 4 mini-incinte); Obiectul 3 — instalațiile electrice de joasă tensiune, protecțiile, măsurarea și EMS; Obiectul 4 — racordul de medie tensiune și postul de transformare PTAB 630 kVA. Fiecare deviz pe obiect cuprinde, pe subcapitole, pozițiile din lista de cantități (Anexa 8), cu valorile fără TVA în lei și în EUR, TVA și valoarea cu TVA. Subcapitolul 4.1.3 „Arhitectură” nu are poziții, investiția nefiind o clădire.

Tabelul A7.1 — Centralizatorul devizelor pe obiecte, Soluția 1

Obiect	4.1 (EUR)	4.2 (EUR)	4.3-4.6 (EUR)	Total fără TVA (EUR)	Total fără TVA (lei)
Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic	23.507,44	11.407,43	42.760,74	77.675,61	409.039,76
Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare	1.675,47	1.212,04	129.046,53	131.934,04	694.764,65
Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS	15.186,13	0,00	1.140,74	16.326,87	85.977,30
Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare	1.889,36	10.694,46	67.731,60	80.315,42	422.941,00
TOTAL CAPITOLUL 4	42.258,40	23.313,93	240.679,61	306.251,94	1.612.722,72

Suma devizelor pe obiecte este 306.251,94 EUR, identică cu totalul capitolului 4 din devizul general (306.251,94 EUR = 1.612.722,72 lei fără TVA); subcapitolele se reconciliază individual: 4.1 = 42.258,40 EUR, 4.2 = 23.313,93 EUR, 4.3 = 240.679,61 EUR.

Tabelul A7.2 — Deviz pe obiect: Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	90.107,26	18.922,52	109.029,78	17.111,14
	PV-SOL-02 — Structură metalică fixă la sol	90.107,26	18.922,52	109.029,78	17.111,14
	PV-SOL-09 — Fundații / ancorări structură sol (incluse în PV-SOL-02)	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	33.682,92	7.073,41	40.756,33	6.396,30
	PV-SOL-04 — Cabluri solare și conectori	18.021,46	3.784,51	21.805,97	3.422,23
	PV-SOL-10 — Protecții DC câmp fotovoltaic	9.654,32	2.027,41	11.681,73	1.833,33
	PV-SOL-07 — Legare la pământ câmp fotovoltaic	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	123.790,18	25.995,94	149.786,12	23.507,44
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	60.071,53	12.615,02	72.686,55	11.407,43
	PV-SOL-05 — Montaj structură sol	45.053,63	9.461,26	54.514,89	8.555,57
	PV-SOL-11 — Montaj module	15.017,89	3.153,76	18.171,65	2.851,86
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	60.071,53	12.615,02	72.686,55	11.407,43
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	225.178,06	47.287,39	272.465,45	42.760,74
	PV-SOL-01 — Panou fotovoltaic 680 Wp	225.178,06	47.287,39	272.465,45	42.760,74
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	225.178,06	47.287,39	272.465,45	42.760,74
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	409.039,76	85.898,35	494.938,11	77.675,61

Tabelul A7.3 — Deviz pe obiect: Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	4.317,65	906,71	5.224,36	819,91
	COM-BESS-01 — Platforme / fundații pentru 4 mini-incinte de stocare	4.317,65	906,71	5.224,36	819,91
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	4.505,38	946,13	5.451,51	855,56
	COM-BESS-02 — Legături DC baterie - invertor, 4 insule	4.505,38	946,13	5.451,51	855,56
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	8.823,03	1.852,84	10.675,87	1.675,47
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	6.382,60	1.340,35	7.722,95	1.212,04
	COM-BESS-03 — Montaj stocare și invertoare, 4 insule	6.382,60	1.340,35	7.722,95	1.212,04
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	6.382,60	1.340,35	7.722,95	1.212,04
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	679.559,03	142.707,40	822.266,43	129.046,53
	COM-01 — Sistem de stocare DC-coupled — 16 rackuri LFP × 56,32 kWh = 901,12 kWh, în 4 mini-incinte climatizate	536.889,18	112.746,73	649.635,91	101.953,89
	COM-02 — 8 invertore hibride × 50 kW = 400 kW (2 pe insulă)	142.669,84	29.960,67	172.630,51	27.092,64
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	679.559,03	142.707,40	822.266,43	129.046,53
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	694.764,65	145.900,58	840.665,23	131.934,04

Tabelul A7.4 — Deviz pe obiect: Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	79.970,16	16.793,73	96.763,89	15.186,13
	COM-04 — Protecții de interfață și anti-insularizare	30.035,74	6.307,51	36.343,25	5.703,71
	COM-AC-01 — Tablou colector AC și măsură; 4 plecări × 100 kW	13.140,62	2.759,53	15.900,15	2.495,37

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
	COM-AC-02 — Cabluri AC și trasee comune	21.775,91	4.572,94	26.348,85	4.135,19
	COM-05 — Lucrări la punctul de cuplare	15.017,89	3.153,76	18.171,65	2.851,86
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	79.970,16	16.793,73	96.763,89	15.186,13
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	0,00	0,00	0,00	0,00
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	COM-03 — Echipamente EMS și monitorizare centralizată	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00
	COM-EMS-01 — Licență inițială EMS (inclusă în COM-03)	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	85.977,30	18.055,23	104.032,53	16.326,87

Tabelul A7.5 — Deviz pe obiect: Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	3.754,45	788,43	4.542,88	712,96
	RAC-MT-02 — Traseu și lucrări civile pentru cablul MT	3.754,45	788,43	4.542,88	712,96
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	6.194,92	1.300,93	7.495,85	1.176,40
	RAC-MT-01 — Cablu de medie tensiune pentru racord	4.693,11	985,55	5.678,66	891,21
	RAC-MT-03 — Accesorii și protecții ale racordului MT	1.501,81	315,38	1.817,19	285,19
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	9.949,37	2.089,37	12.038,74	1.889,36
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
	RAC-MT-05 — Montaj, racordare și probe MT / PTAB	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	356.674,61	74.901,67	431.576,28	67.731,60
	RAC-MT-04 — Post de transformare PTAB 630 kVA în anvelopă de beton	356.674,61	74.901,67	431.576,28	67.731,60
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	356.674,61	74.901,67	431.576,28	67.731,60
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	422.941,00	88.817,61	511.758,61	80.315,42

Anexa 8 — Lista de cantități și costuri directe (BOM) — Soluția 1

Lista cuprinde toate cele 32 de poziții ale listei de cantități, cu codul poziției, încadrarea în capitolul devizului general, obiectul, unitatea de măsură, cantitatea, prețul unitar și valoarea în EUR și în lei, fără TVA. Pozițiile de capitol 4 alimentează devizele pe obiecte (Anexa 7); celelalte poziții alimentează direct capitolele 1, 2, 3.8, 5.1.1 și 6 ale devizului general. Prețurile unitare sunt estimări de piață la data de referință și se actualizează la faza de proiect tehnic pe bază de oferte.

Tabelul A8.1 — Lista de cantități și costuri directe, Soluția 1 (fără TVA)

Nr.	Cod	Cap. HG 907	Articol	UM	Cant.	Preț unitar (EUR)	Valoare (EUR)	Valoare (lei)
Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic								
1	PV-SOL-01	4.3	Panou fotovoltaic 680 Wp	buc	588	72,72	42.760,74	225.178,06
2	PV-SOL-02	4.1	Structură metalică fixă la sol	lot	1	17.111,14	17.111,14	90.107,26
3	PV-SOL-09	4.1	Fundații / ancorări structură sol (incluse în PV-SOL-02)	lot	1	0,00	0,00	0,00
4	PV-SOL-04	4.1	Cabluri solare și conectori	lot	1	3.422,23	3.422,23	18.021,46
5	PV-SOL-10	4.1	Protecții DC câmp fotovoltaic	lot	1	1.833,33	1.833,33	9.654,32
6	PV-SOL-05	4.2	Montaj structură sol	lot	1	8.555,57	8.555,57	45.053,63
7	PV-SOL-11	4.2	Montaj module	lot	1	2.851,86	2.851,86	15.017,89
8	PV-SOL-07	4.1	Legare la pământ câmp fotovoltaic	lot	1	1.140,74	1.140,74	6.007,14
Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare								
9	COM-01	4.3	Sistem de stocare DC-coupled — 16 rackuri LFP × 56,32 kWh = 901,12 kWh, în 4 mini-incinte climatizate	lot	1	101.953,89	101.953,89	536.889,18
10	COM-02	4.3	8 invertore hibride × 50 kW = 400 kW (2 pe insulă)	lot	1	27.092,64	27.092,64	142.669,84
11	COM-BESS-01	4.1	Platforme / fundații pentru 4 mini-incinte de stocare	lot	1	819,91	819,91	4.317,65
12	COM-BESS-02	4.1	Legături DC baterie - inverter, 4 insule	lot	1	855,56	855,56	4.505,38
13	COM-BESS-03	4.2	Montaj stocare și invertore, 4 insule	lot	1	1.212,04	1.212,04	6.382,60
Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS								
14	COM-03	4.3	Echipamente EMS și monitorizare centralizată	lot	1	1.140,74	1.140,74	6.007,14
15	COM-EMS-01	4.6	Licență inițială EMS (inclusă în COM-03)	lot	1	0,00	0,00	0,00
16	COM-04	4.1	Protecții de interfață și anti-insularizare	lot	1	5.703,71	5.703,71	30.035,74
17	COM-AC-01	4.1	Tablou colector AC și măsură; 4 plecări × 100 kW	lot	1	2.495,37	2.495,37	13.140,62
18	COM-AC-02	4.1	Cabluri AC și trasee comune	lot	1	4.135,19	4.135,19	21.775,91
19	COM-05	4.1	Lucrări la punctul de cuplare	lot	1	2.851,86	2.851,86	15.017,89
Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare								
20	RAC-MT-01	4.1	Cablu de medie tensiune pentru racord	m	50	17,82	891,21	4.693,11
21	RAC-MT-02	4.1	Traseu și lucrări civile pentru cablul MT	m	50	14,26	712,96	3.754,45

Nr.	Cod	Cap. HG 907	Articol	UM	Cant.	Preț unitar (EUR)	Valoare (EUR)	Valoare (lei)
22	RAC-MT-03	4.1	Accesorii și protecții ale racordului MT	lot	1	285,19	285,19	1.501,81
23	RAC-MT-04	4.3	Post de transformare PTAB 630 kVA în anvelopă de beton	buc	1	67.731,60	67.731,60	356.674,61
24	RAC-MT-05	4.2	Montaj, racordare și probe MT / PTAB	lot	1	10.694,46	10.694,46	56.317,03
Poziții directe în capitolul 1 — amenajarea terenului								
25	PV-SOL-03	1.2	Pregătire teren și terasamente	lot	1	12.222,25	12.222,25	64.362,37
Poziții directe în capitolul 2 — racordare								
26	RAC-MT-06	2	Tarif de racordare / lucrări operator de distribuție	lot	1	1.753,19	1.753,19	9.232,30
Poziții directe în capitolul 3 — asistență tehnică								
27	SVC-01	3.8.1.1	Asistența proiectantului pe perioada execuției	lot	1	1.425,93	1.425,93	7.508,95
28	SVC-02	3.8.1.2	Participarea proiectantului la fazele determinante	lot	1	712,96	712,96	3.754,45
29	SVC-03	3.8.2	Dirigenție de șantier	lot	1	1.199,18	1.199,18	6.314,88
Poziții directe în capitolul 5 — organizare de șantier								
30	COM-06	5.1.1	Lucrări pentru organizarea de șantier	lot	1	397,74	397,74	2.094,50
Poziții directe în capitolul 6 — probe și instruire								
31	COM-07	6.2	Probe tehnologice, teste și punere în funcțiune	lot	1	570,37	570,37	3.003,57
32	COM-TRN-01	6.1	Pregătirea personalului de exploatare	lot	1	285,19	285,19	1.501,81
TOTAL			Total poziții BOM (EUR / lei, fără TVA)				324.818,75	1.710.495,54

Tabelul A8.2 — Reconcilierea listei de cantități cu devizul general

Capitol / subcapitol al devizului general	Poziții BOM (EUR)	Devizul general (EUR)	Diferență
1.2 Amenajarea terenului	12.222,25	12.222,25	0,00
2 Racordare (tarif operator)	1.753,19	1.753,19	0,00
3.8 Asistență tehnică și dirigenție	3.338,07	3.338,07	0,00
4.1 Construcții și instalații	42.258,40	42.258,40	0,00
4.2 Montaj	23.313,93	23.313,93	0,00
4.3 Utilaje și echipamente cu montaj	240.679,61	240.679,61	0,00
4.6 Active necorporale	0,00	0,00	0,00
5.1.1 Organizare de șantier	397,74	397,74	0,00
6.1 + 6.2 Instruire, probe și teste	855,56	855,56	0,00
TOTAL poziții directe din BOM	324.818,75	324.818,75	0,00

Pozițiile devizului general care nu provin din lista de cantități sunt serviciile cu valoare contractuală sau estimată (3.1.1, 3.5.3, 3.5.6, 3.7.1, 3.7.2, 5.4) și pozițiile calculate procentual (5.3, 7.1, 7.2) — vezi Tabelul A6.3.

Anexa 9 — Devizul general comparabil, devizele pe obiecte și BOM — Soluția 2

Soluția 2 (cuplare în curent alternativ, cu PCS) a fost evaluată pe aceeași bază de cost ca Soluția 1, pentru ca diferența dintre soluții să reflecte exclusiv configurația tehnică. Pozițiile comune ambelor soluții — câmpul fotovoltaic, racordul MT și postul de transformare, amenajarea terenului, protecțiile de interfață, proiectarea, asistența tehnică, organizarea de șantier, instruirea și probele — sunt preluate identic din lista de cantități a Soluției 1. Pozițiile specifice Soluției 1 (8 poziții, 139.705,34 EUR) se înlocuiesc cu cele 12 poziții specifice Soluției 2 (183.704,19 EUR), stabilite pe baza configurației tehnice a Soluției 2 descrise în capitolul 3.2.4. Pozițiile dependente (5.3, 7.1, 7.2) se recalculează cu aceleași reguli (Tabelul A6.3).

Tabelul A9.1 — Devizul general comparabil, Soluția 2 (lei și EUR)

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)	TVA (EUR)	Valoare cu TVA (EUR)
CAPITOLUL 1 — Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului							
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	64.362,37	13.516,08	77.878,45	12.222,25	2.566,67	14.788,92
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	64.362,37	13.516,08	77.878,45	12.222,25	2.566,67	14.788,92
CAPITOLUL 2 — Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului							
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului (racordare)	9.232,30	1.938,78	11.171,08	1.753,19	368,17	2.121,36
	TOTAL CAPITOL 2	9.232,30	1.938,78	11.171,08	1.753,19	368,17	2.121,36
CAPITOLUL 3 — Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică							
3.1	Studii	5.055,36	1.061,63	6.116,99	960,00	201,60	1.161,60
3.1.1	Studii de teren (topografic, geotehnic)	5.055,36	1.061,63	6.116,99	960,00	201,60	1.161,60
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	110.275,31	23.157,81	133.433,12	20.941,00	4.397,61	25.338,61
3.5.1	Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate / DALI și deviz general	47.083,31	9.887,49	56.970,80	8.941,00	1.877,61	10.818,61
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	63.192,00	13.270,32	76.462,32	12.000,00	2.520,00	14.520,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)	TVA (EUR)	Valoare cu TVA (EUR)
3.7	Consultanță	115.325,40	24.218,33	139.543,73	21.900,00	4.599,00	26.499,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	105.320,00	22.117,20	127.437,20	20.000,00	4.200,00	24.200,00
3.7.2	Auditul financiar	10.005,40	2.101,13	12.106,53	1.900,00	399,00	2.299,00
3.8	Asistență tehnică	17.578,28	3.691,47	21.269,75	3.338,07	701,00	4.039,07
3.8.1	Asistență tehnică din partea proiectantului	11.263,40	2.365,33	13.628,73	2.138,89	449,17	2.588,06
3.8.1.1	pe perioada de execuție a lucrărilor	7.508,95	1.576,90	9.085,85	1.425,93	299,45	1.725,38
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control	3.754,45	788,43	4.542,88	712,96	149,72	862,68
3.8.2	Dirigenție de șantier	6.314,88	1.326,14	7.641,02	1.199,18	251,83	1.451,01
3.8.3	Coordonator în materie de securitate și sănătate	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 3	248.234,35	52.129,24	300.363,59	47.139,07	9.899,21	57.038,28
CAPITOLUL 4 — Cheltuieli pentru investiția de bază							
4.1	Construcții și instalații	237.175,11	49.806,77	286.981,88	45.038,95	9.458,18	54.497,13
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	182.091,75	38.239,27	220.331,02	34.578,76	7.261,54	41.840,30
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.425.153,85	299.282,26	1.724.436,11	270.633,09	56.832,95	327.466,04
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 4	1.844.420,71	387.328,30	2.231.749,01	350.250,80	73.552,67	423.803,47
CAPITOLUL 5 — Alte cheltuieli							
5.1	Organizare de șantier	2.094,50	439,87	2.534,37	397,74	83,53	481,27
5.1.1	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	2.094,50	439,87	2.534,37	397,74	83,53	481,27
5.1.2	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.1	Comisioanele și dobânzile aferente creditului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.2	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5.2.3	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului*	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)	TVA (EUR)	Valoare cu TVA (EUR)
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	204.586,94	42.963,26	247.550,20	38.850,54	8.158,61	47.009,15
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	1.053,20	221,17	1.274,37	200,00	42,00	242,00
	TOTAL CAPITOL 5	207.734,64	43.624,30	251.358,94	39.448,28	8.284,14	47.732,42
CAPITOLUL 6 — Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste							
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	1.501,81	315,38	1.817,19	285,19	59,89	345,08
6.2	Probe tehnologice și teste	3.003,57	630,76	3.634,33	570,37	119,78	690,15
	TOTAL CAPITOL 6	4.505,38	946,14	5.451,52	855,56	179,67	1.035,23
CAPITOLUL 7 — Cheltuieli aferente marjei de buget și rezervei de implementare							
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget	542.086,09	113.838,08	655.924,17	102.940,77	21.617,56	124.558,33
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	92.221,04	19.366,42	111.587,46	17.512,54	3.677,63	21.190,17
	TOTAL CAPITOL 7	634.307,13	133.204,50	767.511,63	120.453,31	25.295,19	145.748,50
	TOTAL GENERAL	3.012.796,88	632.687,34	3.645.484,22	572.122,46	120.145,72	692.268,18
	din care C + M (1.2+1.3+1.4+2+4.1+4.2+5.1.1)	494.956,03	103.940,77	598.896,80	93.990,89	19.738,09	113.728,98
	TOTAL capitolele 1–6 (fără capitolul 7)	2.378.489,75	499.482,84	2.877.972,59	451.669,15	94.850,53	546.519,68

Totalul general al Soluției 2 este 3.012.796,88 lei fără TVA (572.122,46 EUR), respectiv 3.645.484,22 lei cu TVA, cu 324.377,22 lei fără TVA (+12,1%) peste Soluția 1. Întreaga diferență provine din capitolul 4 (+43.998,86 EUR, pozițiile specifice) și din pozițiile calculate procentual asupra acestuia (5.3, 7.1, 7.2: +17.599,55 EUR).

Tabelul A9.2 — Sinteza finanțării, Soluția 2 comparativ cu Soluția 1

Sursa / categoria de cheltuieli	Soluția 1 (lei, fără TVA)	Soluția 2 (lei, fără TVA)	Diferență (lei)
A. Ajutor public — Fondul pentru Modernizare (plafon)	1.895.001,70	1.895.001,70	0,00
Buget local — cheltuieli încadrabile peste plafon și neeligibile	793.417,96	1.117.795,18	+324.377,22
TOTAL GENERAL fără TVA	2.688.419,66	3.012.796,88	+324.377,22
TVA totală	564.568,33	632.687,34	+68.119,01
din care TVA solicitată prin grant	397.950,36	397.950,36	0,00
Contribuția bugetului local, cu TVA	960.035,93	1.352.532,16	+392.496,23

Tabelul A9.3 — Centralizatorul devizelor pe obiecte, Soluția 2

Obiect	4.1 (EUR)	4.2 (EUR)	4.3-4.6 (EUR)	Total fără TVA (EUR)	Total fără TVA (lei)
Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic	23.507,44	11.407,43	42.760,74	77.675,61	409.039,76
Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare	4.456,02	12.476,87	159.000,00	175.932,89	926.462,60
Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS	15.186,13	0,00	1.140,74	16.326,87	85.977,30
Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare	1.889,36	10.694,46	67.731,60	80.315,42	422.941,00
TOTAL CAPITOLUL 4	45.038,95	34.578,76	270.633,08	350.250,79	1.844.420,66

Poziția PCS-PIF-01 (probe PIF/SAT, teste de protecții și de limitare la punctul de cuplare) este specifică Soluției 2 și a fost încadrată la montaj (4.2), în Obiectul 2, deoarece reprezintă testarea integrată a cabinetelor și a transformatorului dedicat; probele generale ale centralei rămân la capitolul 6, identic cu Soluția 1. Diferența de 0,01 EUR dintre suma pozițiilor și capitolul 4 al devizului comparabil (350.250,80 EUR) este de rotunjire.

Tabelul A9.4 — Deviz pe obiect, Soluția 2: Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	90.107,26	18.922,52	109.029,78	17.111,14
	PV-SOL-02 — Structură metalică fixă la sol	90.107,26	18.922,52	109.029,78	17.111,14
	PV-SOL-09 — Fundații / ancorări structură sol (incluse în PV-SOL-02)	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	33.682,92	7.073,41	40.756,33	6.396,30
	PV-SOL-04 — Cabluri solare și conectori	18.021,46	3.784,51	21.805,97	3.422,23
	PV-SOL-10 — Protecții DC câmp fotovoltaic	9.654,32	2.027,41	11.681,73	1.833,33
	PV-SOL-07 — Legare la pământ câmp fotovoltaic	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	123.790,18	25.995,94	149.786,12	23.507,44
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	60.071,53	12.615,02	72.686,55	11.407,43

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
	PV-SOL-05 — Montaj structură sol	45.053,63	9.461,26	54.514,89	8.555,57
	PV-SOL-11 — Montaj module	15.017,89	3.153,76	18.171,65	2.851,86
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	60.071,53	12.615,02	72.686,55	11.407,43
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	225.178,06	47.287,39	272.465,45	42.760,74
	PV-SOL-01 — Panou fotovoltaic 680 Wp	225.178,06	47.287,39	272.465,45	42.760,74
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	225.178,06	47.287,39	272.465,45	42.760,74
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	409.039,76	85.898,35	494.938,11	77.675,61

Tabelul A9.5 — Deviz pe obiect, Soluția 2: Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	4.317,65	906,71	5.224,36	819,91
	PCS-CIV-01 — Fundații pentru 2 cabinete de 4 t și transformator	4.317,65	906,71	5.224,36	819,91
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	19.147,76	4.021,03	23.168,79	3.636,11
	PCS-AC-01 — Tablou AC 690 V și protecții, două plecări	13.140,62	2.759,53	15.900,15	2.495,37
	PCS-EARTH-01 — Extinderea prizei de pământ / echipotențializare	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	23.465,40	4.927,73	28.393,13	4.456,02
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	65.703,20	13.797,67	79.500,87	12.476,87
	PCS-MNT-01 — Montaj 2 cabinete și 4 invertoare de șir	6.382,60	1.340,35	7.722,95	1.212,04
	PCS-MNT-02 — Montaj transformator dedicat și tablouri	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
	PCS-PIF-01 — Probe PIF/SAT, teste protecții și limitare PCC	3.003,57	630,75	3.634,32	570,37
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	65.703,20	13.797,67	79.500,87	12.476,87
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	837.294,00	175.831,74	1.013.125,74	159.000,00
	PCS-PV-01 — Invertor fotovoltaic de șir 100 kW AC (total 400 kW)	84.256,00	17.693,76	101.949,76	16.000,00
	PCS-BESS-01 — Cabinet integrat AC 200 kW / 418 kWh (baterie LFP, PCS, BMS, EMS local, răcire, FSS)	658.250,00	138.232,50	796.482,50	125.000,00
	PCS-TR-01 — Transformator bidirecțional 0,69/0,4 kV, ≥ 500 kVA	94.788,00	19.905,48	114.693,48	18.000,00
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	837.294,00	175.831,74	1.013.125,74	159.000,00
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	926.462,60	194.557,15	1.121.019,75	175.932,89

Tabelul A9.6 — Deviz pe obiect, Soluția 2: Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	79.970,16	16.793,73	96.763,89	15.186,13
	COM-04 — Protecții de interfață și anti-insularizare	30.035,74	6.307,51	36.343,25	5.703,71
	COM-05 — Lucrări la punctul de cuplare	15.017,89	3.153,76	18.171,65	2.851,86
	PCS-AC-02 — Tablou / colector 400 V, protecții și contorizare ramuri	13.140,62	2.759,53	15.900,15	2.495,37
	PCS-CAB-01 — Cabluri AC 690 V / 400 V și conexiuni	21.775,91	4.572,94	26.348,85	4.135,19
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	79.970,16	16.793,73	96.763,89	15.186,13
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	0,00	0,00	0,00	0,00
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	PCS-EMS-01 — EMS / SCADA central, poartă de comunicație la PCC, integrarea celor două cabinete	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00
	COM-EMS-01 — Licență inițială EMS (inclusă în COM-03)	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	6.007,14	1.261,50	7.268,64	1.140,74
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	85.977,30	18.055,23	104.032,53	16.326,87

Tabelul A9.7 — Deviz pe obiect, Soluția 2: Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
I — Construcții și instalații (4.1)					
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	3.754,45	788,43	4.542,88	712,96
	RAC-MT-02 — Traseu și lucrări civile pentru cablul MT	3.754,45	788,43	4.542,88	712,96
4.1.2	Rezistență (structuri, fundații, platforme)	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectură	0,00	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalații (electrice, legare la pământ, protecții)	6.194,92	1.300,93	7.495,85	1.176,40
	RAC-MT-01 — Cablu de medie tensiune pentru racord	4.693,11	985,55	5.678,66	891,21
	RAC-MT-03 — Accesorii și protecții ale racordului MT	1.501,81	315,38	1.817,19	285,19

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare fără TVA (lei)	TVA (lei)	Valoare cu TVA (lei)	Valoare fără TVA (EUR)
	TOTAL I — subcapitolul 4.1	9.949,37	2.089,37	12.038,74	1.889,36
II — Montaj (4.2)					
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
	RAC-MT-05 — Montaj, racordare și probe MT / PTAB	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
	TOTAL II — subcapitolul 4.2	56.317,03	11.826,58	68.143,61	10.694,46
III — Procurare (4.3-4.6)					
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	356.674,61	74.901,67	431.576,28	67.731,60
	RAC-MT-04 — Post de transformare PTAB 630 kVA în anvelopă de beton	356.674,61	74.901,67	431.576,28	67.731,60
4.4	Utilaje fără montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00
	TOTAL III — subcapitolele 4.3-4.6	356.674,61	74.901,67	431.576,28	67.731,60
	TOTAL DEVIZ PE OBIECT (I + II + III)	422.941,00	88.817,61	511.758,61	80.315,42

Tabelul A9.8 — Lista de cantități și costuri directe, Soluția 2 (fără TVA)

Nr.	Cod	Cap. HG 907	Articol	UM	Cant.	Preț unitar (EUR)	Valoare (EUR)	Valoare (lei)
Obiectul 1 — Câmpul fotovoltaic								
1	PV-SOL-01	4.3	Panou fotovoltaic 680 Wp	buc	588	72,72	42.760,74	225.178,06
2	PV-SOL-02	4.1	Structură metalică fixă la sol	lot	1	17.111,14	17.111,14	90.107,26
3	PV-SOL-09	4.1	Fundații / ancorări structură sol (incluse în PV-SOL-02)	lot	1	0,00	0,00	0,00
4	PV-SOL-04	4.1	Cabluri solare și conectori	lot	1	3.422,23	3.422,23	18.021,46
5	PV-SOL-10	4.1	Protecții DC câmp fotovoltaic	lot	1	1.833,33	1.833,33	9.654,32
6	PV-SOL-05	4.2	Montaj structură sol	lot	1	8.555,57	8.555,57	45.053,63
7	PV-SOL-11	4.2	Montaj module	lot	1	2.851,86	2.851,86	15.017,89
8	PV-SOL-07	4.1	Legare la pământ câmp fotovoltaic	lot	1	1.140,74	1.140,74	6.007,14
Obiectul 2 — Sistemul de conversie și stocare								
9	PCS-PV-01	4.3	Invertor fotovoltaic de șir 100 kW AC (total 400 kW)	buc	4	4.000,00	16.000,00	84.256,00
10	PCS-BESS-01	4.3	Cabinet integrat AC 200 kW / 418 kWh (baterie LFP, PCS, BMS, EMS local, răcire, FSS)	buc	2	62.500,00	125.000,00	658.250,00
11	PCS-TR-01	4.3	Transformator bidirecțional 0,69/0,4 kV, ≥ 500 kVA	buc	1	18.000,00	18.000,00	94.788,00
12	PCS-AC-01	4.1	Tablou AC 690 V și protecții, două plecări	lot	1	2.495,37	2.495,37	13.140,62
13	PCS-CIV-01	4.1	Fundații pentru 2 cabinete de 4 t și transformator	lot	1	819,91	819,91	4.317,65
14	PCS-EARTH-01	4.1	Extinderea prizei de pământ / echipotențializare	lot	1	1.140,74	1.140,74	6.007,14
15	PCS-MNT-01	4.2	Montaj 2 cabinete și 4 invertoare de șir	lot	1	1.212,04	1.212,04	6.382,60
16	PCS-MNT-02	4.2	Montaj transformator dedicat și tablouri	lot	1	10.694,46	10.694,46	56.317,03
17	PCS-PIF-01	4.2	Probe PIF/SAT, teste protecții și limitare PCC	lot	1	570,37	570,37	3.003,57
Obiectul 3 — Instalații electrice JT, protecții, măsurare și EMS								
18	COM-EMS-01	4.6	Licență inițială EMS (inclusă în COM-03)	lot	1	0,00	0,00	0,00
19	COM-04	4.1	Protecții de interfață și anti-insularizare	lot	1	5.703,71	5.703,71	30.035,74
20	COM-05	4.1	Lucrări la punctul de cuplare	lot	1	2.851,86	2.851,86	15.017,89
21	PCS-AC-02	4.1	Tablou / colector 400 V, protecții și contorizare ramuri	lot	1	2.495,37	2.495,37	13.140,62
22	PCS-CAB-01	4.1	Cabluri AC 690 V / 400 V și conexiuni	lot	1	4.135,19	4.135,19	21.775,91

Nr.	Cod	Cap. HG 907	Articol	UM	Cant.	Preț unitar (EUR)	Valoare (EUR)	Valoare (lei)
23	PCS-EMS-01	4.3	EMS / SCADA central, poartă de comunicație la PCC, integrarea celor două cabinete	lot	1	1.140,74	1.140,74	6.007,14
Obiectul 4 — Racordul MT și postul de transformare								
24	RAC-MT-01	4.1	Cablu de medie tensiune pentru racord	m	50	17,82	891,21	4.693,11
25	RAC-MT-02	4.1	Traseu și lucrări civile pentru cablul MT	m	50	14,26	712,96	3.754,45
26	RAC-MT-03	4.1	Accesorii și protecții ale racordului MT	lot	1	285,19	285,19	1.501,81
27	RAC-MT-04	4.3	Post de transformare PTAB 630 kVA în anvelopă de beton	buc	1	67.731,60	67.731,60	356.674,61
28	RAC-MT-05	4.2	Montaj, racordare și probe MT / PTAB	lot	1	10.694,46	10.694,46	56.317,03
Poziții directe în capitolul 1 — amenajarea terenului								
29	PV-SOL-03	1.2	Pregătire teren și terasamente	lot	1	12.222,25	12.222,25	64.362,37
Poziții directe în capitolul 2 — racordare								
30	RAC-MT-06	2	Tarif de racordare / lucrări operator de distribuție	lot	1	1.753,19	1.753,19	9.232,30
Poziții directe în capitolul 3 — asistență tehnică								
31	SVC-01	3.8.1.1	Asistența proiectantului pe perioada execuției	lot	1	1.425,93	1.425,93	7.508,95
32	SVC-02	3.8.1.2	Participarea proiectantului la fazele determinante	lot	1	712,96	712,96	3.754,45
33	SVC-03	3.8.2	Dirigenție de șantier	lot	1	1.199,18	1.199,18	6.314,88
Poziții directe în capitolul 5 — organizare de șantier								
34	COM-06	5.1.1	Lucrări pentru organizarea de șantier	lot	1	397,74	397,74	2.094,50
Poziții directe în capitolul 6 — probe și instruire								
35	COM-07	6.2	Probe tehnologice, teste și punere în funcțiune	lot	1	570,37	570,37	3.003,57
36	COM-TRN-01	6.1	Pregătirea personalului de exploatare	lot	1	285,19	285,19	1.501,81
TOTAL			Total poziții BOM (EUR / lei, fără TVA)				368.817,60	1.942.193,48

Tabelul A9.9 — Corespondența pozițiilor specifice ale celor două soluții (EUR, fără TVA)

Poziție specifică Soluției 1	EUR	Poziție specifică Soluției 2	EUR
COM-01 Stocare DC-coupled 16 × 56,32 kWh	101.953,89	PCS-BESS-01 2 cabinete AC 200 kW / 418 kWh	125.000,00
COM-02 8 invertoare hibride × 50 kW	27.092,64	PCS-PV-01 4 invertoare de șir × 100 kW	16.000,00
—	—	PCS-TR-01 Transformator 0,69/0,4 kV ≥ 500 kVA	18.000,00
COM-03 EMS și monitorizare	1.140,74	PCS-EMS-01 EMS / SCADA central	1.140,74
COM-AC-01 Tablou colector AC 4 × 100 kW	2.495,37	PCS-AC-01 + PCS-AC-02 Tablouri 690 V și 400 V	4.990,74
COM-AC-02 Cabluri AC și trasee	4.135,19	PCS-CAB-01 Cabluri AC 690 / 400 V	4.135,19
COM-BESS-01 + 02 Platforme și legături DC	1.675,47	PCS-CIV-01 + PCS-EARTH-01 Fundații, priză de pământ	1.960,65
COM-BESS-03 Montaj stocare și invertoare	1.212,04	PCS-MNT-01 + 02 + PCS-PIF-01 Montaj și probe	12.476,87
TOTAL poziții specifice	139.705,34	TOTAL poziții specifice	183.704,19

Anexa 10 — Prețurile PZU utilizate și valorizarea energiei livrate

Prețurile lunare au fost calculate din rapoartele publice ale OPCOM pentru Piața pentru Ziua Următoare, pe intervalele de tranzacționare (orare până la 30.09.2025, de 15 minute după trecerea la intervalul de decontare de 15 minute), ca medii ponderate cu volumele tranzacționate: $PZU_{lună} = \Sigma(\text{preț interval} \times \text{volum interval}) / \Sigma(\text{volum interval})$. Perioada acoperită este august 2023 – iulie 2026 (36 de luni). Prețul central al fiecărei luni calendaristice este media ponderată a celor trei luni omonime; cele trei ferestre anuale se folosesc ca variante de sensibilitate (Anexa 12).

Tabelul A10.1 — Prețurile PZU lunare medii ponderate, pe ferestre anuale (lei/MWh)

Luna	Fereastra aug 2023 – iul 2024	Fereastra aug 2024 – iul 2025	Fereastra aug 2025 – iul 2026	Preț central (medie ponderată)
August	541,22	707,73	409,45	563,10
Septembrie	534,16	594,07	506,05	548,08
Octombrie	550,58	488,30	641,00	560,01
Noiembrie	527,17	936,33	638,08	708,19
Decembrie	422,75	761,06	607,92	599,91
Ianuarie	447,44	737,27	790,41	638,03
Februarie	350,35	807,22	519,04	544,33
Martie	328,50	531,69	556,70	448,99
Aprilie	329,29	460,66	514,65	420,60
Mai	439,61	464,43	565,05	484,44
Iunie	520,82	459,37	694,48	545,52
Iulie	837,60	526,89	636,46	685,19
MEDIE ARITMETICĂ	485,79	622,92	589,94	562,20

Tabelul A10.2 — Seria cronologică de 36 de luni a prețului PZU mediu ponderat (OPCOM)

Luna	PZU (lei/MWh)	Luna	PZU (lei/MWh)
2023-08	541,22	2025-02	807,22
2023-09	534,16	2025-03	531,69
2023-10	550,58	2025-04	460,66
2023-11	527,17	2025-05	464,43
2023-12	422,75	2025-06	459,37
2024-01	447,44	2025-07	526,89
2024-02	350,35	2025-08	409,45
2024-03	328,50	2025-09	506,05
2024-04	329,29	2025-10	641,00
2024-05	439,61	2025-11	638,08
2024-06	520,82	2025-12	607,92
2024-07	837,60	2026-01	790,41
2024-08	707,73	2026-02	519,04
2024-09	594,07	2026-03	556,70
2024-10	488,30	2026-04	514,65
2024-11	936,33	2026-05	565,05

Luna	PZU (lei/MWh)	Luna	PZU (lei/MWh)
2024-12	761,06	2026-06	694,48
2025-01	737,27	2026-07	636,46

Prețul lunar a variat între 328,5 lei/MWh (2024-03) și 936,3 lei/MWh (2024-11). Variabilitatea este preluată în analiză în două moduri: prin prețul central lunar, care păstrează profilul sezonier (prețuri mai ridicate iarna și în lunile cu vârfuri de seară, când descarcă bateria), și prin testarea separată a fiecărei ferestre anuale.

Tabelul A10.3 — Valorizarea energiei livrate în anul 1, Soluția 1

Luna	PZU central (lei/MWh)	Livrat direct PV (kWh)	Livrat din baterie (kWh)	Venit PV (lei)	Venit baterie (lei)	Venit total (lei)
Ianuarie	638,03	5.387	11.534	3.436,94	7.358,92	10.795,85
Februarie	544,33	10.680	11.855	5.813,56	6.452,93	12.266,49
Martie	448,99	21.829	19.447	9.801,00	8.731,76	18.532,75
Aprilie	420,60	33.341	17.326	14.023,20	7.287,14	21.310,34
Mai	484,44	34.566	18.752	16.745,44	9.084,40	25.829,84
Iunie	545,52	32.632	22.059	17.801,51	12.033,42	29.834,93
Iulie	685,19	33.822	23.633	23.174,73	16.193,04	39.367,77
August	563,10	33.381	22.532	18.796,93	12.687,67	31.484,59
Septembrie	548,08	28.859	16.308	15.817,31	8.938,28	24.755,59
Octombrie	560,01	20.890	17.516	11.698,74	9.809,02	21.507,76
Noiembrie	708,19	9.459	14.010	6.698,81	9.921,82	16.620,63
Decembrie	599,91	4.596	10.854	2.757,36	6.511,52	9.268,88
TOTAL AN 1	550,37	269.443	205.825	146.565,52	115.009,91	261.575,43

Pentru Soluția 1, venitul din regularizarea financiară în anul 1 este 261.575,43 lei, adică un preț mediu realizat de 550,4 lei/MWh. Energia descărcată din baterie este valorizată la un preț mediu de 558,8 lei/MWh, iar energia livrată direct la 544,0 lei/MWh. Valorizarea lunară, nu orară, este prudentă: ea nu captează prima de preț a orelor de seară în care descarcă bateria (Figura 7.1).

Tabelul A10.4 — Valorizarea energiei livrate în anul 1, Soluția 2

Luna	PZU central (lei/MWh)	Livrat direct PV (kWh)	Livrat din baterie (kWh)	Venit PV (lei)	Venit baterie (lei)	Venit total (lei)
Ianuarie	638,03	5.706	10.758	3.640,51	6.863,72	10.504,23
Februarie	544,33	11.075	10.990	6.028,54	5.982,34	12.010,89
Martie	448,99	22.688	17.933	10.186,62	8.051,76	18.238,37
Aprilie	420,60	33.991	15.912	14.296,77	6.692,46	20.989,23
Mai	484,44	35.299	17.215	17.100,42	8.339,71	25.440,13
Iunie	545,52	33.588	20.250	18.322,94	11.046,89	29.369,83
Iulie	685,19	34.882	21.711	23.900,85	14.876,35	38.777,21
August	563,10	34.387	20.701	19.363,27	11.656,78	31.020,05
Septembrie	548,08	29.522	14.976	16.180,31	8.208,11	24.388,43
Octombrie	560,01	21.662	16.070	12.130,98	8.999,61	21.130,59
Noiembrie	708,19	10.004	12.953	7.084,63	9.173,01	16.257,64

Luna	PZU central (lei/MWh)	Livrat direct PV (kWh)	Livrat din baterie (kWh)	Venit PV (lei)	Venit baterie (lei)	Venit total (lei)
Decembrie	599,91	4.861	10.108	2.916,34	6.063,93	8.980,28
TOTAL AN 1	550,26	277.665	189.577	151.152,20	105.954,67	257.106,87

Pentru Soluția 2, venitul în anul 1 este 257.106,87 lei, cu 4.468,56 lei mai puțin decât Soluția 1, ca efect al energiei livrate mai reduse (8.027 kWh/an), cauzată de pierderile suplimentare ale dublei conversii și de consumul auxiliar mai mare.

Anexa 11 — Fluxurile de numerar ale analizei cost-beneficiu

Fluxurile sunt prezentate an cu an, pe perioada de referință de 20 de ani, în prețuri constante, la rata reală de actualizare de 4%, pentru cele patru perspective definite în Tabelul 4.18 (A — proiect fără grant, fără TVA; B — proiect cu grant, fără TVA; C — beneficiar fără grant, cu TVA; D — beneficiar cu grant, cu TVA). Indicatorii rezultați sunt sintetizați în Tabelul A11.3.

Tabelul A11.1 — Fluxul de numerar, Soluția 1 (lei, prețuri constante)

An	Venit PV	Venit baterie	Venit total	OPEX	Import aux.	Flux A (nominal)	Flux A actualizat	Flux B	Flux C	Flux D	Flux D cumulat
0	—	—	—	—	—	-2.688.420	-2.688.420	-793.418	-3.252.988	-960.036	-960.036
1	146.566	115.010	261.575	40.326	3.655	217.594	209.225	217.594	209.629	209.629	-750.407
2	145.833	113.860	259.693	40.326	3.655	215.711	199.437	215.711	207.746	207.746	-542.662
3	145.104	112.721	257.825	40.326	3.655	213.844	190.106	213.844	205.878	205.878	-336.784
4	144.378	111.594	255.972	40.326	3.655	211.991	181.211	211.991	204.025	204.025	-132.759
5	143.656	110.478	254.134	40.326	3.655	210.153	172.730	210.153	202.187	202.187	69.429
6	142.938	109.373	252.311	40.326	3.655	208.330	164.646	208.330	200.364	200.364	269.793
7	142.223	108.280	250.503	40.326	3.655	206.522	156.939	206.522	198.556	198.556	468.349
8	141.512	107.197	248.709	40.326	3.655	204.728	149.592	204.728	196.762	196.762	665.110
9	140.804	106.125	246.929	40.326	3.655	202.948	142.589	202.948	194.982	194.982	860.093
10	140.100	105.064	245.164	40.326	3.655	201.183	135.912	201.183	193.217	193.217	1.053.310
11	139.400	104.013	243.413	40.326	3.655	199.432	129.547	199.432	191.466	191.466	1.244.776
12	138.703	102.973	241.676	40.326	3.655	197.695	123.479	197.695	189.729	189.729	1.434.505
13	138.009	101.943	239.952	40.326	3.655	195.971	117.695	195.971	188.006	188.006	1.622.510
14	137.319	100.924	238.243	40.326	3.655	194.262	112.181	194.262	186.296	186.296	1.808.806
15	136.633	99.914	236.547	40.326	3.655	192.566	106.925	192.566	184.600	184.600	1.993.407
16	135.950	98.915	234.865	40.326	3.655	190.884	101.914	190.884	182.918	182.918	2.176.325
17	135.270	97.926	233.196	40.326	3.655	189.215	97.138	189.215	181.249	181.249	2.357.574
18	134.594	96.947	231.540	40.326	3.655	187.559	92.585	187.559	179.593	179.593	2.537.167
19	133.921	95.977	229.898	40.326	3.655	185.917	88.244	185.917	177.951	177.951	2.715.118
20	133.251	95.018	228.269	40.326	3.655	184.287	84.106	184.287	176.322	176.322	2.891.440

Tabelul A11.2 — Fluxul de numerar, Soluția 2 (lei, prețuri constante)

An	Venit PV	Venit baterie	Venit total	OPEX	Import aux.	Flux A (nominal)	Flux A actualizat	Flux B	Flux C	Flux D	Flux D cumulat
0	—	—	—	—	—	-3.012.797	-3.012.797	-1.117.795	-3.645.484	-1.352.532	-1.352.532
1	151.152	105.955	257.107	45.192	8.792	203.123	195.310	203.123	193.210	193.210	-1.159.322
2	150.396	104.895	255.292	45.192	8.792	201.308	186.120	201.308	191.394	191.394	-967.928
3	149.644	103.846	253.491	45.192	8.792	199.507	177.361	199.507	189.594	189.594	-778.334
4	148.896	102.808	251.704	45.192	8.792	197.720	169.012	197.720	187.807	187.807	-590.528
5	148.152	101.780	249.931	45.192	8.792	195.947	161.054	195.947	186.034	186.034	-404.493
6	147.411	100.762	248.173	45.192	8.792	194.189	153.470	194.189	184.276	184.276	-220.218
7	146.674	99.754	246.428	45.192	8.792	192.444	146.242	192.444	182.531	182.531	-37.687
8	145.941	98.757	244.697	45.192	8.792	190.713	139.352	190.713	180.800	180.800	143.113
9	145.211	97.769	242.980	45.192	8.792	188.996	132.786	188.996	179.083	179.083	322.196
10	144.485	96.791	241.276	45.192	8.792	187.292	126.528	187.292	177.379	177.379	499.575
11	143.762	95.824	239.586	45.192	8.792	185.602	120.563	185.602	175.689	175.689	675.264
12	143.044	94.865	237.909	45.192	8.792	183.925	114.879	183.925	174.012	174.012	849.276
13	142.328	93.917	236.245	45.192	8.792	182.261	109.461	182.261	172.348	172.348	1.021.624
14	141.617	92.977	234.594	45.192	8.792	180.610	104.298	180.610	170.697	170.697	1.192.321
15	140.909	92.048	232.956	45.192	8.792	178.972	99.377	178.972	169.059	169.059	1.361.380
16	140.204	91.127	231.331	45.192	8.792	177.347	94.687	177.347	167.434	167.434	1.528.814
17	139.503	90.216	229.719	45.192	8.792	175.735	90.218	175.735	165.822	165.822	1.694.636
18	138.806	89.314	228.119	45.192	8.792	174.135	85.958	174.135	164.222	164.222	1.858.858
19	138.112	88.421	226.532	45.192	8.792	172.548	81.899	172.548	162.635	162.635	2.021.493
20	137.421	87.536	224.957	45.192	8.792	170.973	78.030	170.973	161.060	161.060	2.182.554

Venitul PV scade cu 0,5%/an (degradarea modulelor), iar venitul din baterie cu 1%/an (degradarea capacității); OPEX = 1,5% din valoarea investiției fără TVA, constant; importul pentru auxiliari se valorizează la 1,20616 lei/kWh. În perspectivele C și D, costurile anuale includ TVA nedeductibilă (OPEX: 85% din valoare purtătoare de TVA; importul: TVA integrală). Fluxurile anuale ale perspectivelor A și B sunt identice (diferă numai investiția din anul 0); la fel C și D. „Flux A actualizat” = flux nominal $\times 1/(1+4\%)^t$. Valoarea reziduală este zero.

Tabelul A11.3 — Sinteza indicatorilor, ambele soluții

Indicator	Soluția 1	Soluția 2	Diferență Soluția 1 – Soluția 2
Valoarea actualizată a veniturilor (lei)	3.353.922,01	3.300.266,09	53.655,92
Valoarea actualizată a costurilor de exploatare (lei)	597.717,89	733.660,55	-135.942,66
Costul pe ciclul de viață LCC (lei)	3.286.137,55	3.746.457,43	-460.319,88
Energia livrată actualizată (MWh)	6.095,5	5.999,1	96,4
LCOE (lei/MWh)	539,11	624,50	-85,39
VAN A / B / C / D (lei)	67.784 / 1.962.786 / -605.041 / 1.687.911	-446.191 / 1.448.810 / -1.213.601 / 1.079.351	Soluția 1 superioară pe toate perspectivele
RIR A / B / C / D	4,29% / 26,34% / 1,72% / 20,50%	2,20% / 16,57% / -0,30% / 12,15%	—
Perioada de recuperare A / B / C / D (ani)	14 / 4 / 17 / 5	16 / 6 / >20 / 8	—
Raport B/C (A) / (B)	1,021 / 2,411	0,881 / 1,783	—
Emisii de CO ₂ evitate pe 20 de ani (t, actualizat energetic)	3.587	3.530	57
Cost-eficacitate (lei LCC / t CO ₂)	916,1	1.061,2	-145,1

Anexa 12 — Analiza de senzitivitate detaliată

Analiza de senzitivitate variază, pe rând, fiecare ipoteză semnificativă, menținând celelalte la valoarea de bază, și măsoară efectul asupra VAN în perspectiva proiectului fără grant (A), asupra VAN cu grant (B), a RIR (A) și a raportului beneficiu/cost. Sunt testate: costul investiției, nivelul prețurilor PZU, fiecare fereastră anuală de prețuri, costul de exploatare, rata de actualizare, o degradare dublă a modulelor, o disponibilitate redusă și înlocuirea bateriilor în anul 12 (caz de stres, deși garanția de cicluri solicitată prin fișa tehnică o face nenecesară).

Tabelul A12.1 — Senzitivitatea indicatorilor, Soluția 1

Variația testată	VAN A (lei)	Δ VAN A față de bază	VAN B (lei)	RIR A	B/C
Cazul de bază	67.784	—	1.962.786	4,29%	1,021
CAPEX -10%	391.431	+323.647	2.286.433	5,82%	1,132
CAPEX +10%	-255.862	-323.647	1.639.139	2,97%	0,929
Preț PZU -10%	-267.608	-335.392	1.627.394	2,81%	0,919
Preț PZU +10%	403.177	+335.392	2.298.178	5,69%	1,123
PZU fereastră 2023/24	-205.258	-273.042	1.689.744	3,09%	0,938
PZU fereastră 2024/25	238.728	+170.944	2.133.730	5,01%	1,073
PZU fereastră 2025/26	221.205	+153.420	2.116.206	4,94%	1,067
OPEX 1,0% din CAPEX	250.467	+182.683	2.145.469	5,06%	1,081
OPEX 3,0% din CAPEX	-480.263	-548.048	1.414.739	1,80%	0,875
Rată de actualizare 3%	320.617	+252.833	2.215.619	4,29%	1,096
Rată de actualizare 5%	-154.287	-222.072	1.740.714	4,29%	0,952
Degradare PV 1%/an	-7.457	-75.242	1.887.545	3,97%	0,998
Disponibilitate 97% (aprox. financiară)	-32.833	-100.618	1.862.168	3,86%	0,990
Înlocuire baterii în anul 12, fără refacerea capacității	-267.555	-335.339	1.627.447	2,76%	0,926

Tabelul A12.2 — Senzitivitatea indicatorilor, Soluția 2

Variația testată	VAN A (lei)	Δ VAN A față de bază	VAN B (lei)	RIR A	B/C
Cazul de bază	-446.191	—	1.448.810	2,20%	0,881
CAPEX -10%	-83.494	+362.697	1.811.507	3,64%	0,975
CAPEX +10%	-808.888	-362.697	1.086.113	0,95%	0,803
Preț PZU -10%	-776.218	-330.027	1.118.784	0,76%	0,793
Preț PZU +10%	-116.165	+330.027	1.778.837	3,55%	0,969
PZU fereastră 2023/24	-713.607	-267.416	1.181.394	1,05%	0,810
PZU fereastră 2024/25	-279.176	+167.015	1.615.826	2,89%	0,925
PZU fereastră 2025/26	-295.403	+150.789	1.599.599	2,83%	0,921
OPEX 1,0% din CAPEX	-241.467	+204.724	1.653.535	3,05%	0,932
OPEX 3,0% din CAPEX	-1.060.365	-614.173	834.637	-0,61%	0,757
Rată de actualizare 3%	-211.030	+235.161	1.683.972	2,20%	0,945
Rată de actualizare 5%	-652.759	-206.567	1.242.243	2,20%	0,823
Degradare PV 1%/an	-523.788	-77.596	1.371.214	1,85%	0,860

Variația testată	VAN A (lei)	Δ VAN A față de bază	VAN B (lei)	RIR A	B/C
Disponibilitate 97% (aprox. financiară)	-545.199	-99.008	1.349.802	1,78%	0,854
Înlocuire baterii în anul 12, fără refacerea capacității	-757.297	-311.106	1.137.704	0,73%	0,813

În Soluția 1, VAN înainte de grant devine negativ în 8 din cele 14 variante testate — creșterea investiției sau a costului de exploatare, scăderea prețurilor, fereastra de prețuri 2023/24, rata de actualizare de 5%, degradarea dublă, disponibilitatea redusă și înlocuirea bateriilor. VAN cu grant (B) rămâne însă puternic pozitiv în **toate** variantele (minimum 1.414.739 lei), astfel încât concluzia de sustenabilitate a proiectului finanțat nu depinde de nicio ipoteză individuală. În Soluția 2, VAN A este negativ în toate variantele testate, iar VAN B rămâne pozitiv, dar la un nivel sistematic inferior Soluției 1.

Tabelul A12.3 — Valorile de comutare

Variabila critică	Soluția 1 — valoarea de comutare	Soluția 2 — valoarea de comutare	Interpretare
Costul investiției (cu OPEX proporțional)	+2,09%	-12,30%	variația la care VAN A = 0
Nivelul prețurilor PZU	-2,02%	+13,52%	variația la care VAN A = 0
Costul investiției în valoare absolută (lei, fără TVA)	2.744.726	2.642.161	pragul de cost la care VAN A = 0

Valorile de comutare arată că Soluția 1 este la pragul de rentabilitate înainte de grant — o variație de circa 2% a costului sau a prețului anulează VAN A —, ceea ce justifică pe deplin necesitatea finanțării nerambursabile. Soluția 2 ar necesita o reducere a costului investiției de peste 12% sau o creștere permanentă a prețurilor de peste 13% pentru a atinge pragul, variații care depășesc incertitudinea normală a unui deviz de fază SF.

Tabelul A12.4 — Matricea VAN A (mii lei) în funcție de costul investiției și de prețul PZU, Soluția 1

Cost investiție \ preț PZU	PZU -20%	PZU -10%	PZU de bază	PZU +10%	PZU +20%
CAPEX -10%	-279	56	391	727	1.062
CAPEX -5%	-441	-106	230	565	900
CAPEX de bază	-603	-268	68	403	739
CAPEX +5%	-765	-429	-94	241	577
CAPEX +10%	-927	-591	-256	80	415

Tabelul A12.5 — Matricea VAN A (mii lei) în funcție de costul investiției și de prețul PZU, Soluția 2

Cost investiție \ preț PZU	PZU -20%	PZU -10%	PZU de bază	PZU +10%	PZU +20%
CAPEX -10%	-744	-414	-83	247	577
CAPEX -5%	-925	-595	-265	65	395
CAPEX de bază	-1.106	-776	-446	-116	214
CAPEX +5%	-1.288	-958	-628	-298	33
CAPEX +10%	-1.469	-1.139	-809	-479	-149

Chiar în combinația cea mai defavorabilă testată pentru Soluția 1 (CAPEX +10% și PZU -20%), grantul menține proiectul sustenabil din perspectiva bugetului local: VAN D în această combinație este 627.240 lei (creșterea de cost fiind suportată integral din bugetul local), cu recuperare în 9 ani.

Tabelul A12.6 — Efectul ratei de actualizare

Rata de actualizare	VAN A Soluția 1 (lei)	VAN A Soluția 2 (lei)	VAN D Soluția 1 (lei)	VAN D Soluția 2 (lei)
2%	609.527	57.665	2.207.659	1.555.836
3%	320.617	-211.030	1.930.490	1.301.753
4%	67.784	-446.191	1.687.911	1.079.351
5%	-154.287	-652.759	1.474.825	883.967
6%	-350.045	-834.864	1.286.973	711.699

Anexa 13 — Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității (suport pentru autoevaluarea DNSH)

A13.1. Obiectul, cadrul și metoda evaluării

Anexa fundamentează răspunsul la obiectivul de mediu „adaptarea la schimbările climatice” din autoevaluarea DNSH (capitolul 4.4.c), conform Apendicelui A la Anexa I a Regulamentului delegat (UE) 2021/2139, activitatea 4.1 „Producerea de energie electrică utilizând tehnologia solară fotovoltaică” (și, pentru stocare, activitatea 4.10 „Stocarea energiei electrice”). Criteriul impune identificarea riscurilor climatice fizice semnificative pentru activitate, printr-o evaluare solidă a riscurilor și a vulnerabilității, proporțională cu dimensiunea investiției, pe durata de viață preconizată (pentru investiții cu durată de viață de peste 10 ani, pe baza celor mai recente proiecții climatice, pe o gamă de scenarii viitoare), și integrarea unor soluții de adaptare care reduc riscurile materiale identificate, fără a afecta negativ adaptarea altor persoane, a naturii sau a activelor.

Tabelul A13.1 — Cadrul evaluării

Element	Abordarea în prezentul studiu
Activul evaluat	centrala fotovoltaică de 399,84 kWp, sistemul de stocare de 901,12 kWh (Soluția 1), instalațiile JT, postul de transformare și racordul MT, amplasate în incinta Stației de Epurare Salonta (46,802° N; 21,620° E, altitudine circa 92 m, Câmpia de Vest)
Durata de viață analizată	20 de ani (perioada de referință a ACB), cu extindere la 30 de ani pentru structuri și module; orizontul climatic relevant: 2027–2057
Scenarii climatice	RCP4.5 (scenariu de stabilizare, referința de proiectare) și RCP8.5 (emisii ridicate, test de stres), orizonturile 2021–2050 și 2041–2070, față de perioada de referință 1971–2000; orizontul 2071–2100 ca verificare de robustețe pentru elementele civile cu durată mare de viață
Surse climatice	platforma națională RO-ADAPT (Administrația Națională de Meteorologie — proiecții EURO-CORDEX), extrageri la nivelul UAT Municipiul Salonta (cod SIRUTA 26975), mediana p50, indicatorii tasAdjust, txge35, rx1day, r20mm și cdd, reutilizate cu atribuire conform licenței CC BY 4.0; documentul-suport „Analiza riscurilor climatice și a vulnerabilității — Salonta”; Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice 2024–2030 și Planul național de acțiune; Codul de proiectare seismică P100-1/2013; CR 1-1-3 (zăpadă) și CR 1-1-4 (vânt); studiul geotehnic nr. 23.182/2023
Pași	(1) screeningul celor 28 de pericole din Apendicele A; (2) sensibilitatea componentelor; (3) expunerea actuală și viitoare; (4) vulnerabilitatea = sensibilitate × expunere; (5) riscul = probabilitate × impact, înainte și după măsurile de adaptare; (6) verificarea maladaptării; (7) punctele deschise
Scale	sensibilitate și expunere: 0 — nulă, 1 — scăzută, 2 — medie, 3 — ridicată; probabilitate și impact: 1–5; risc = P × I: 1–4 scăzut, 5–9 mediu, 10–14 ridicat, ≥ 15 foarte ridicat

A13.2. Contextul climatic al amplasamentului și proiecțiile RO-ADAPT

Proiecțiile climatice folosite provin din seriile anuale RO-ADAPT/ANM agregate pentru întregul UAT Municipiul Salonta (cod SIRUTA 26975). Pentru fiecare indicator s-a selectat coloana p50 (mediana ansamblului de modele) și s-a calculat media aritmetică a celor 30 de valori anuale din fiecare interval: referința 1971–2000, orizontul apropiat 2021–2050, mijlocul secolului 2041–2070 și, ca verificare de robustețe, 2071–2100.

Tabelul A13.2 — Proiecții climatice RO-ADAPT pentru UAT Municipiul Salonta (medii ale mediane p50)

Indicator RO-ADAPT (cod)	1971–2000	2021–2050 RCP4.5 / RCP8.5	2041–2070 RCP4.5 / RCP8.5	2071–2100 RCP4.5 / RCP8.5	Variație 2041–2070 față de referință
Temperatura medie anuală, °C (tasAdjust)	10,27	11,43 / 11,59	11,90 / 12,45	12,36 / 13,98	+1,63 / +2,18 °C
Zile caniculare cu $T_{\max} \geq 35$ °C, zile/an (txge35)	0,75	4,36 / 4,49	6,71 / 7,53	6,54 / 17,07	de circa 9 / 10 ori
Maximul anual al precipitațiilor zilnice, mm (rx1day)	26,67	28,69 / 28,95	29,16 / 30,32	30,05 / 31,24	+9,3% / +13,7%
Zile cu precipitații ≥ 20 mm, zile/an (r20mm)	2,15	2,55 / 2,90	2,75 / 3,10	2,85 / 3,63	+28% / +44%
Durata maximă a secvenței cu precipitații < 1 mm, zile (cdd)	24,30	24,68 / 24,24	24,22 / 24,62	24,33 / 25,28	-0,3% / +1,3%

Sursa: RO-ADAPT/ANM, date anuale la nivelul UAT Municipiul Salonta (cod SIRUTA 26975), reutilizate cu atribuire conform licenței CC BY 4.0. Valorile sunt medii pe întregul UAT, nu măsurători pe parcela CF 103645, și nu reprezintă intensități de calcul pentru drenaj, cote de inundabilitate, sarcini structurale sau parametri de achiziție. Metoda și seriile 1971–2100 sunt prezentate în documentul-suport „Analiza riscurilor climatice și a vulnerabilității — Salonta”.

Interpretarea pentru proiect. Creșterea temperaturii medii cu 1,6–2,2 °C până la mijlocul secolului și multiplicarea zilelor caniculare (de la sub o zi pe an la 7–8 zile pe an, respectiv 17 zile pe an în 2071–2100 pe RCP8.5) susțin clasificarea ridicată a riscului termic pentru stocare și invertoare (F1, F2) și cerințele din Anexa 2 privind domeniul de temperatură, climatizarea cu redundanță și limitarea controlată a puterii. Creșterea ambilor indicatori ai ploilor intense (rx1day +9–14%, r20mm +28–44%), împreună cu drenajul problematic documentat al amplasamentului, susține menținerea riscului pluvial ridicat (F8) și dimensionarea drenajului la proiectul tehnic. Indicatorul cdd rămâne practic constant, deci proiecțiile **nu indică o agravare robustă a secetei** până la mijlocul secolului; măsurile pentru praf și vegetație (F4, F10) rămân preventive. Vântul, grindina și zăpada se verifică după acțiunile normative (CR 1-1-4, CR 1-1-3) și datele de proiectare, nu prin extrapolarea acestor medii.

Amplasamentul se află în Câmpia de Vest, la o altitudine de circa 92 m, pe teren plan, cu pante reduse și drenaj natural slab; nivelul apei subterane a fost interceptat la 2,50–3,60 m, în asociere cu un orizont nisipos permeabil, iar adâncimea de îngheț este de 0,70–0,80 m (studiul geotehnic nr. 23.182/2023). Amplasamentul este o stație de epurare în exploatare, cu atmosferă umedă și potențial corozivă, tratată ca factor local în Tabelul 4.3.

A13.3. Screeningul pericolelor climatice — clasificarea din Apendicele A

Tabelul A13.3 — Screeningul celor 28 de pericole climatice din Apendicele A

Categorie	Tip	Pericol climatic (Apendicele A)	Relevant	Justificare pentru amplasament
Legate de temperatură				
Temperatură	cronic	Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă marină)	DA	încălzire proiectată pe ambele scenarii; fișa F1
Temperatură	cronic	Stres termic	DA	zile tropicale în creștere; echipamente electronice și baterii sensibile; fișa F1
Temperatură	cronic	Variabilitatea temperaturii	DA	amplitudini diurne mari vara; inclus în fișele F1–F3
Temperatură	cronic	Topirea permafrostului	NU	inexistent în zona temperată de câmpie
Temperatură	acut	Val de căldură	DA	fișa F2
Temperatură	acut	Val de frig / îngheț	DA	fișa F3
Temperatură	acut	Incendiu de vegetație	DA	vegetație ierboasă uscată vara; fișa F4
Legate de vânt				
Vânt	cronic	Schimbarea tiparelor de vânt	DA (scăzut)	fără efect pe producție; inclus în fișa F5
Vânt	acut	Ciclone, uragane, taifun	NU	nu se manifestă în România
Vânt	acut	Furtună (inclusiv viscol, furtuni de praf sau nisip)	DA	furtuni convective de vară, viscol episodic; fișa F5

Categorie	Tip	Pericol climatic (Apendicele A)	Relevant	Justificare pentru amplasament
Vânt	acut	Tornadă	DA (scăzut)	fenomene rare, izolate, în câmpia de vest; tratat în fișa F5 prin calculul structural
Legate de apă				
Apă	cronic	Schimbarea tiparelor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	DA	fișele F6 și F7
Apă	cronic	Variabilitatea precipitațiilor sau a hidrologiei	DA	fișa F7
Apă	cronic	Acidifierea oceanelor	NU	amplasament continental
Apă	cronic	Intruziune salină	NU	amplasament continental, fără acvifer costier
Apă	cronic	Creșterea nivelului mării	NU	amplasament continental, la circa 92 m altitudine
Apă	cronic	Stres hidric	DA (scăzut)	centrala nu consumă apă în exploatare; fișa F10
Apă	acut	Secetă	DA	praf pe module, vegetație uscată; fișa F10
Apă	acut	Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	DA	fișele F6 și F8
Apă	acut	Inundație (costieră, fluvială, pluvială, din apă subterană)	DA	pluvială și de suprafață — F8; din apă subterană — F9; costieră — nu
Apă	acut	Revărsarea unui lac glaciatic	NU	inexistent
Legate de masa solidă				
Masă solidă	cronic	Eroziune costieră	NU	amplasament continental
Masă solidă	cronic	Degradarea solului	DA (scăzut)	teren tehnico-edilatar; fișa F11
Masă solidă	cronic	Eroziunea solului	DA (scăzut)	teren plan; eroziune locală la scurgeri concentrate; fișa F11
Masă solidă	cronic	Solifluxiune	NU	teren plan, fără pantă
Masă solidă	acut	Avalanșă	NU	zonă de câmpie
Masă solidă	acut	Alunecare de teren	NU	teren plan, fără potențial de alunecare (studiul geotehnic)
Masă solidă	acut	Subsidență (tasare)	DA	straturi sensibile la umezire; fișa F11

Din cele 28 de pericole, 18 sunt relevante (dintre care 5 cu relevanță scăzută), iar 10 nu sunt aplicabile amplasamentului. Pericolele relevante sunt grupate în 11 fișe de risc (F1–F10).

A13.4. Sensibilitatea componentelor investiției

Tabelul A13.4 — Matricea de sensibilitate (0 — nulă ... 3 — ridicată)

Pericol	Module PV	Structuri și fundații	Invertoare	Stocare (baterii, HVAC)	Post trafo și MT	Cabluri, trasee	Acces, exploatare
F1 Temperatură medie, stres termic	2	0	3	3	2	1	1
F2 Val de căldură	2	0	3	3	2	1	1
F3 Val de frig, îngheț	1	2	1	2	1	1	1
F4 Incendiu de vegetație	2	1	2	3	2	2	1
F5 Furtună, vânt, descărcări	3	3	2	2	2	1	1
F6 Grindină	3	0	1	1	0	0	0
F7 Regimul precipitațiilor, zăpadă	2	2	0	1	0	1	1
F8 Precipitații abundente, inundație pluvială	1	2	2	3	3	2	2
F9 Apă subterană, inundație freatică	0	3	1	2	2	2	1
F10 Secetă, stres hidric, praf	2	1	1	1	0	0	1
F11 Degradarea solului, subsidență	1	3	1	2	2	1	1

A13.5. Expunerea, vulnerabilitatea și riscul — fișele de pericol

Pentru fiecare pericol relevant, fișa prezintă expunerea amplasamentului în climatul actual și în scenariile RCP4.5 și RCP8.5, sensibilitatea maximă a componentelor, vulnerabilitatea rezultată, riscul inițial (probabilitate × impact), măsurile de adaptare integrate în proiect, riscul rezidual și faza în care măsura se verifică. Risc rezidual este cel care rămâne după aplicarea măsurilor; un risc rezidual „scăzut” sau „mediu” este acceptat, cu monitorizare în exploatare.

Fișa F1	Creșterea temperaturii medii și stresul termic
Tipul pericolului	cronic — temperatură
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 3 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3 (invertoare, baterii)
Vulnerabilitate	ridică
Risc inițial (P × I)	4 × 3 = 12 — ridicat
Efecte posibile	pierderi de randament ale modulelor (coeficient de temperatură); reducerea termică a puterii invertoarelor; îmbătrânire accelerată a celulelor LFP peste 35 °C; consum HVAC mai mare
Măsuri de adaptare integrate	module cu coeficient de temperatură ≤ -0,35 %/°C (Anexa 2); structură deschisă, cu ventilație naturală, înălțime minimă a marginii inferioare; invertoare dimensionate să livreze 400 kW la +40 °C ambiant (cerință în caietul de sarcini); incinte de stocare climatizate, dimensionate pe temperatura maximă RCP8.5 + marjă, cu redundanță de răcire; alarmă și limitare de putere în EMS; culoare deschisă a anvelopelor
Risc rezidual (P × I)	2 × 3 = 6 — mediu
Verificare / fază	PT, caiet de sarcini; recepție; monitorizare EMS

Fișa F2	Valuri de căldură
Tipul pericolului	acut — temperatură
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 3 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3
Vulnerabilitate	ridicată
Risc inițial (P × I)	$4 \times 3 = 12$ — ridicat
Efecte posibile	oprirea sau limitarea inverteoarelor și a stocării; defectarea HVAC; supraîncălzirea postului de transformare
Măsuri de adaptare integrate	aceleași măsuri ca F1; răcirea stocării cu rezervă N+1 sau limitare automată controlată fără oprire; ventilație naturală și protecție solară pentru postul de transformare; plan de exploatare pentru caniculă (verificări suplimentare, program de intervenție în afara orelor de vârf termic)
Risc rezidual (P × I)	$3 \times 2 = 6$ — mediu
Verificare / fază	PT; plan O&M

Fișa F3	Valuri de frig, îngheț și cicluri îngheț-dezgheț
Tipul pericolului	acut — temperatură
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 1 / 1
Sensibilitate maximă (componente)	2 (fundații, baterii)
Vulnerabilitate	medie
Risc inițial (P × I)	$2 \times 3 = 6$ — mediu
Efecte posibile	ridicarea fundațiilor prin îngheț; încărcarea bateriilor sub temperatura admisă; fisurarea betonului platformelor
Măsuri de adaptare integrate	fundare sub adâncimea de îngheț (0,70–0,80 m); încălzire a bateriilor prin sistemul HVAC al incintelor și blocarea încărcării sub temperatura minimă admisă (BMS); beton cu clasă de expunere la îngheț-dezgheț
Risc rezidual (P × I)	$1 \times 2 = 2$ — scăzut
Verificare / fază	PT

Fișa F4	Incendiu de vegetație
Tipul pericolului	acut — temperatură
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 2 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3 (stocare)
Vulnerabilitate	medie–ridicată
Risc inițial (P × I)	$2 \times 4 = 8$ — mediu
Efecte posibile	propagarea focului din vegetația uscată spre cabluri, inverteoare și stocare
Măsuri de adaptare integrate	vegetație joasă întreținută sub module (cosire periodică, fără erbicide); fâșie de protecție fără vegetație în jurul incintelor de stocare și al postului de transformare; culoare de intervenție pentru pompieri; fără depozitare de materiale combustibile; scenariul de securitate la incendiu
Risc rezidual (P × I)	$1 \times 3 = 3$ — scăzut
Verificare / fază	scenariu ISU; plan O&M

Fișa F5	Furtuni, vânt extrem, tornade, descărcări atmosferice
Tipul pericolului	acut — vânt
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 2 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3 (module, structuri)
Vulnerabilitate	ridicată
Risc inițial (P × I)	$3 \times 4 = 12$ — ridicat
Efecte posibile	smulgerea modulelor și a structurilor; proiectile; supratensiuni atmosferice asupra electronicii
Măsuri de adaptare integrate	calcul structural la vânt conform CR 1-1-4, cu verificarea prinderilor; încercări de smulgere a fundațiilor pe amplasament; cleme dimensionate pentru presiunea de vânt; sistem de protecție la trăsnet dimensionat pe baza analizei de risc (SR EN 62305); priză de pământ comună; SPD coordonate pe DC și AC; inspecție după fiecare eveniment sever
Risc rezidual (P × I)	$2 \times 2 = 4$ — scăzut
Verificare / fază	PT; recepție; plan O&M

Fișa F6	Grindină
Tipul pericolului	acut — apă
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 2 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3 (module)
Vulnerabilitate	medie-ridicată
Risc inițial (P × I)	$2 \times 3 = 6$ — mediu
Efecte posibile	spargerea sticlei modulelor, pierderi de producție
Măsuri de adaptare integrate	module certificate SR EN IEC 61215 (grindină 25 mm) și sticlă securizată $\geq 3,2$ mm; înclinarea de 35° reduce energia de impact normală; stoc de module de rezervă, stabilit la proiectul tehnic și constituit din bugetul de exploatare (orientativ circa 1% din numărul de module); asigurarea activului
Risc rezidual (P × I)	$1 \times 2 = 2$ — scăzut
Verificare / fază	caiet de sarcini; exploatare

Fișa F7	Modificarea regimului precipitațiilor și încărcarea din zăpadă
Tipul pericolului	cronic — apă
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 2 / 2
Sensibilitate maximă (componente)	2
Vulnerabilitate	medie
Risc inițial (P × I)	$2 \times 2 = 4$ — scăzut
Efecte posibile	încărcări din zăpadă pe structuri; variabilitatea umidității solului
Măsuri de adaptare integrate	dimensionare la zăpadă conform CR 1-1-3; alunecarea naturală a zăpezii la 35° ; spațiu liber sub marginea inferioară a modulelor
Risc rezidual (P × I)	$1 \times 2 = 2$ — scăzut
Verificare / fază	PT

Fișa F8	Precipitații abundente și inundație pluvială (băltire)
Tipul pericolului	acut — apă
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	3 / 3 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3 (stocare, PT)
Vulnerabilitate	ridicată
Risc inițial ($P \times I$)	$4 \times 3 = 12$ — ridicat
Efecte posibile	băltirea apei pe teren plan, cu drenaj slab; pătrunderea apei în incinte, cabinete și cămine de cabluri; degradarea căilor de acces
Măsuri de adaptare integrate	platforme pentru stocare, invertoare și post de transformare ridicate față de cota terenului amenajat (costuri cuprinse în amenajarea terenului — poziția 1.2 — și în fundațiile echipamentelor); etanșarea intrărilor de cablu; rigole și drenaj dimensionate pe ploaia de calcul majorată pentru climatul viitor, cu descărcare controlată în rețeaua stației, fără transfer de apă spre vecinătăți; teren permeabil, fără impermeabilizări suplimentare, în afara platformelor
Risc rezidual ($P \times I$)	$2 \times 3 = 6$ — mediu (scăzut după dimensionarea drenajului la proiectul tehnic)
Verificare / fază	PT; verificare cote

Fișa F9	Apă subterană și inundație freatică
Tipul pericolului	acut / cronic — apă
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	3 / 3 / 3
Sensibilitate maximă (componente)	3 (fundații, lucrări subterane)
Vulnerabilitate	ridicată
Risc inițial ($P \times I$)	$4 \times 3 = 12$ — ridicat
Efecte posibile	reducerea capacității portante; infiltrații în cămine și trasee; coroziunea elementelor îngropate
Măsuri de adaptare integrate	fundații verificate la calcul pentru nivelul apei subterane cel mai defavorabil; confirmarea condițiilor hidrogeologice la proiectare și execuție; lucrări subterane etapizate în sezonul favorabil, fără săpături deschise pe durate mari; protecție anticorozivă a elementelor îngropate; epuismențe controlate, fără antrenare de particule; cămine și trasee etanșe
Risc rezidual ($P \times I$)	$2 \times 3 = 6$ — mediu
Verificare / fază	PT; execuție

Fișa F10	Secetă, stres hidric și praf
Tipul pericolului	cronic / acut — apă
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	2 / 2 / 2 (cdd fără agravare robustă)
Sensibilitate maximă (componente)	2 (module)
Vulnerabilitate	medie
Risc inițial ($P \times I$)	$3 \times 2 = 6$ — mediu
Efecte posibile	depunere de praf pe module, pierderi de producție; vegetație uscată (legătură cu F4)
Măsuri de adaptare integrate	curățare după gradul real de murdărire, determinat prin monitorizare (pierderea de performanță), cu consum minim de apă și fără detergenți; vegetație autohtonă tolerantă la secetă; centrala nu consumă apă în procesul de producție
Risc rezidual ($P \times I$)	$2 \times 1 = 2$ — scăzut
Verificare / fază	plan O&M

Fișa F11	Degradarea și eroziunea solului, subsidență
Tipul pericolului	cronic / acut — masă solidă
Expunere: actual / RCP4.5 / RCP8.5	1 / 2 / 2
Sensibilitate maximă (componente)	3 (fundații)
Vulnerabilitate	medie
Risc inițial (P × I)	2 × 3 = 6 — mediu
Efecte posibile	tasări diferențiale ale fundațiilor în straturile sensibile la umezire; eroziune locală la scurgeri concentrate
Măsuri de adaptare integrate	fundații pe piloți/ancore la adâncimea stabilită prin studiul geotehnic; controlul umezirii terenului de fundare prin drenaj; menținerea covorului vegetal, fără decopertări extinse; refacerea stratului vegetal după execuție
Risc rezidual (P × I)	1 × 2 = 2 — scăzut
Verificare / fază	PT; execuție

Tabelul A13.5 — Sinteza riscurilor înainte și după măsurile de adaptare

Fișa	Pericol	Risc inițial	Risc rezidual	Acceptabil
F1	Creșterea temperaturii medii și stresul termic	ridicat	mediu	DA
F2	Valuri de căldură	ridicat	mediu	DA
F3	Valuri de frig, îngheț și cicluri îngheț-dezghet	mediu	scăzut	DA
F4	Incendiu de vegetație	mediu	scăzut	DA
F5	Furtuni, vânt extrem, tornade, descărcări atmosferice	ridicat	scăzut	DA
F6	Grindină	mediu	scăzut	DA
F7	Modificarea regimului precipitațiilor și încărcarea din zăpadă	scăzut	scăzut	DA
F8	Precipitații abundente și inundație pluvială (băltire)	ridicat	mediu (scăzut după dimensionarea drenajului la proiectul tehnic)	DA, cu drenajul dimensionat la PT
F9	Apă subterană și inundație freatică	ridicat	mediu	DA
F10	Secetă, stres hidric și praf	mediu	scăzut	DA
F11	Degradarea și eroziunea solului, subsidență	mediu	scăzut	DA

A13.6. Verificarea maladaptării

Criteriul DNSH pentru adaptare cere ca soluțiile de adaptare să nu afecteze negativ eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență la riscurile fizice climatice al altor persoane, al naturii, al patrimoniului cultural, al activelor și al altor activități economice, să fie coerente cu strategiile și planurile de adaptare locale, sectoriale, regionale sau naționale și să ia în considerare, pe cât posibil, soluțiile bazate pe natură.

Tabelul A13.6 — Verificarea maladaptării

Măsura de adaptare	Posibil efect asupra terților	Cum se evită
Drenaj și rigole (F8)	transfer al apelor pluviale spre vecinătăți	descărcare controlată în rețeaua stației de epurare, cu debit limitat, fără descărcare necontrolată în exterior; teren permeabil păstrat
Platforme ridicate (F8)	modificarea scurgerii de suprafață	platforme numai pentru echipamentele sensibile (suprafață redusă), fără obturarea traseelor de scurgere
Climatizarea stocării (F1, F2)	consum de energie și agent frigorific	sistem eficient, alimentat din producția proprie; agent frigorific cu potențial redus de încălzire globală; recuperare conform Reg. (UE) 2024/573
Curățarea modulelor (F10)	consum de apă în perioade de secetă	curățare numai la nevoie, cu apă tehnică din stație, fără detergenți
Fâșii fără vegetație (F4)	pierdere de habitat	suprafețe minime; restul terenului păstrat cu vegetație ierboasă autohtonă, cosită tardiv

Nu a fost identificată nicio măsură care să transfere riscul climatic către terți. Soluțiile bazate pe natură sunt folosite acolo unde sunt eficiente: covorul vegetal permanent sub module (reținerea apei, reducerea eroziunii și a temperaturii locale), păstrarea permeabilității terenului și vegetația autohtonă tolerantă la secetă.

A13.7. Coerența cu strategiile de adaptare și concluzia evaluării

Tabelul A13.7 — Coerența cu documentele strategice de adaptare

Document strategic	Coerența proiectului
Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice 2024–2030 — sectorul energie	crește reziliența alimentării serviciilor publice prin producție locală și stocare; echipamentele sunt dimensionate pentru temperaturile proiectate
Strategia UE privind adaptarea (COM(2021) 82)	întegrează evaluarea riscului climatic în decizia de investiție, conform principiului „adaptare mai inteligentă și mai sistemică”
Strategia de dezvoltare locală a Municipiului Salonta	reduce vulnerabilitatea bugetului local la volatilitatea prețurilor energiei

Concluzia evaluării riscurilor climatice și a vulnerabilității

Au fost identificate cinci riscuri climatice inițial ridicate — stresul termic, valurile de căldură, furtunile cu descărcări atmosferice, precipitațiile abundente cu bălțire și apa subterană (pentru fundații și lucrări subterane) —, susținute cantitativ de proiecțiile RO-ADAPT pentru UAT Salonta (Tabelul A13.2) și toate tratate prin măsuri de adaptare integrate în proiectare, în caietul de sarcini și în planul de exploatare. După aplicarea măsurilor, riscul rezidual este scăzut sau mediu pentru toate cele 11 fișe.

În aceste condiții, investiția îndeplinește criteriul de „a nu aduce prejudicii semnificative” obiectivului de adaptare la schimbările climatice.

A13.8. Puncte deschise

Tabelul A13.8 — Punctele deschise ale evaluării climatice

Nr.	Punct deschis	Acțiune	Responsabil	Termen
1	Extinderea screeningului RO-ADAPT (temperatura maximă, durata valurilor de căldură, rafale), dacă selecția echipamentelor sau proiectantul o impun	extrageri suplimentare la nivelul UAT, cu aceeași metodă (p50, medii pe 30 de ani)	proiectant	caiet de sarcini / PT
2	Reconcilierea măsurilor de adaptare cu BOM, devizul și caietul de sarcini	verificarea lipsei dublei bugetări; lucrările de drenaj sau cotele suplimentare stabilite la proiectul tehnic se introduc distinct în cantități și deviz, cu controlul modificării (valoare înainte, diferență, valoare după)	proiectant	înainte de emiterea finală / PT
3	Categoria de corozivitate atmosferică (vecinătatea stației de epurare)	încadrare conform SR EN ISO 9223 și alegerea sistemului de protecție	proiectant	PT
4	Analiza de risc la trăsnet	calcul conform SR EN 62305-2 și dimensionarea LPS	proiectant	PT
5	Soluția de fundare și încercările de smulgere	verificare geotehnică și încercări pe amplasament	executant, proiectant	execuție
6	Temperatura de proiectare pentru stocare și invertoare	fixarea temperaturii maxime de proiectare pe RCP8.5 și includerea în caietul de sarcini	proiectant	caiet de sarcini

Anexa 14 — Registrul parametrilor-cheie și al ipotezelor

Registrul centralizează parametrii-cheie ai studiului, cu temeiul fiecăruia și locul în care sunt testați.

Tabelul A14.1 — Registrul parametrilor-cheie

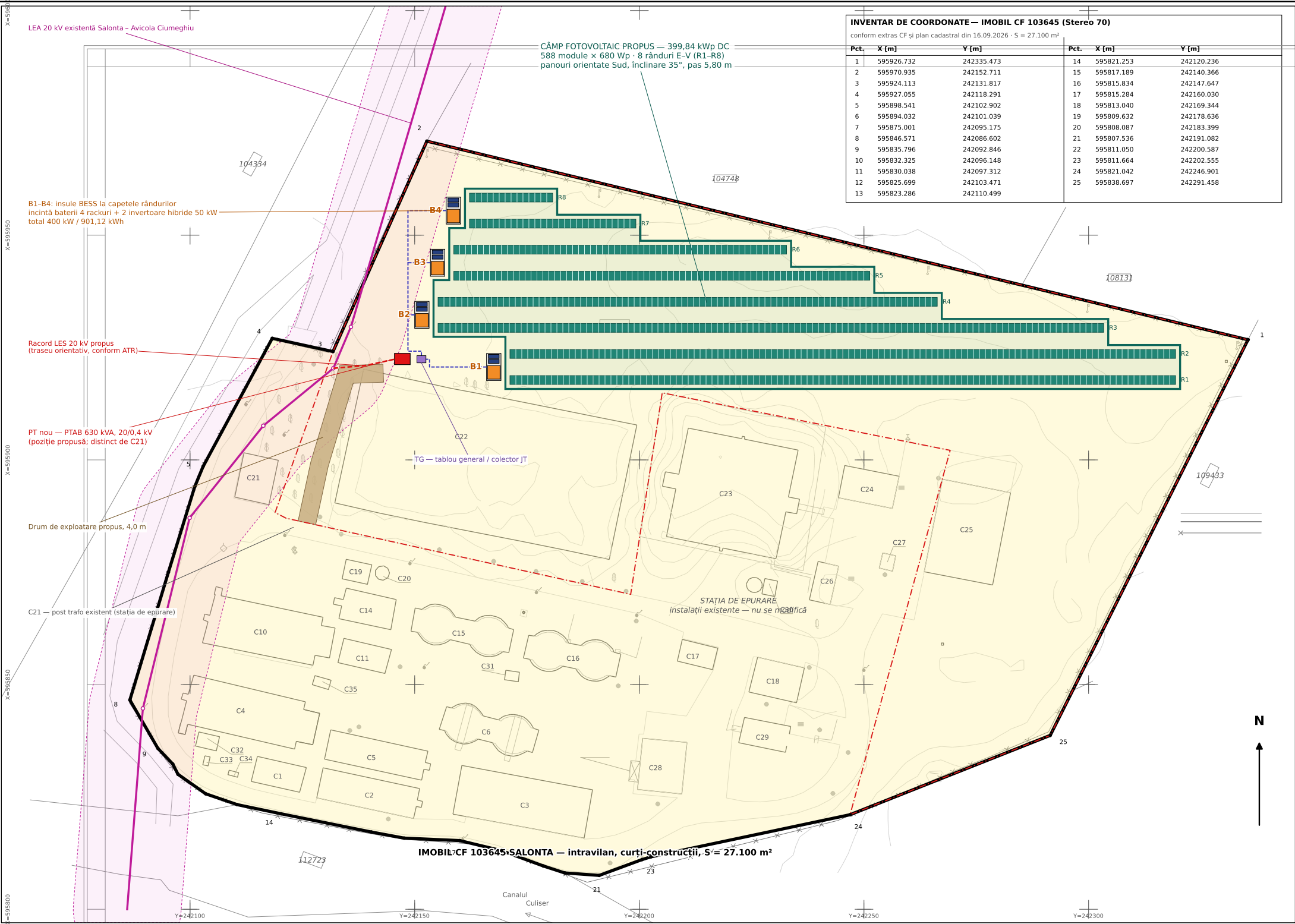
Nr.	Mărimă	Valoare în studiu	Temei	Test / capitol
1	Consum anual de referință (54 de locuri de consum)	957.449 kWh	facturile furnizorului, 08.2025–07.2026	Anexa 3; test fără E și N: 933.655 kWh
2	Putere instalată / putere eligibilă	399,84 kWp / 0,39984 MW	588 module × 680 Wp	I.1; capitolul 3.2
3	Producție anuală medie	496.058,57 kWh	raport PVGIS-5 SARA3, 25.09.2026	P90 = 471.512 kWh; Anexa 4
4	Raportul producție / consum R_{sc}	0,5181	496.058,57 / 957.449	AC.3; condiție $\leq 1,10$
5	Capacitatea de stocare	901,12 kWh (16 × 56,32)	configurația sistemului de stocare	AC.4 = 1,0004; AC.5 în 799,68–1.599,36 kWh
6	Energie livrată, Soluția 1	475.268,81 kWh/an	bilanț orar, 19 ani meteorologici	Anexa 5
7	Energie livrată, Soluția 2	467.242,11 kWh/an	bilanț orar, 19 ani meteorologici	Anexa 5
8	Valoarea investiției, Soluția 1	2.688.419,66 lei fără TVA	devizul general (Anexa 6)	comutare +2,09%
9	Valoarea investiției, Soluția 2	3.012.796,88 lei fără TVA	devizul general comparabil (Anexa 9)	comutare –12,3%
10	Curs de schimb	5,2660 lei/EUR	BCE, 22.09.2026	—
11	Ajutor public la plafon	1.895.001,70 lei + TVA 397.950,36 lei	ghidul solicitantului, Ord. ME 1066/2026	Anexa 6
12	Preț de valorizare	PZU lunar mediu ponderat, 36 de luni	rapoarte OPCOM aug. 2023 – iul. 2026	Anexa 10; ferestre anuale în Anexa 12
13	Tarif pentru importul auxiliarelor	1,20616 lei/kWh	facturile celor 54 de locuri de consum	—
14	OPEX	1,5% din investiție/an	practica pentru centrale PV cu stocare	1,0% și 3,0% în Anexa 12
15	Rată de actualizare	4% real	practica ACB pentru investiții publice	3% și 5% în Anexa 12
16	Degradare PV / baterie	0,5% / 1% pe an	fișe tehnice	PV 1%/an în Anexa 12
17	Înlocuirea bateriilor	neprevăzută în 20 de ani	circa 5.300 de cicluri în 20 de ani < 6.000 cicluri minime (BESS-09)	caz de stres în Anexa 12
18	Factor de emisie	0,5885 t CO ₂ /MWh	ghidul solicitantului	capitolul 4.7

Anexa 15 — Documentele anexate studiului de fezabilitate

Tabelul A15.1 — Lista documentelor din volumul de anexe

Cod	Document	Situație
A01	Extras de carte funciară CF 103645 Salonta	disponibil (16.09.2026)
A02	Plan topografic vizat OCPI	disponibil (noiembrie 2023)
A03	Studiu geotehnic nr. 23.182/2023	disponibil
A04	Raport de simulare PVGIS-5, 399,84 kWp, Sud, 35°, și seria orară 2005–2023	disponibil (Anexa 4)
A05	Bilanțul energetic orar al Soluției 1 și al Soluției 2 — memorii și rezultate	disponibil (Anexa 5)
A06	Analiza cost-beneficiu — memoriu și model de calcul	disponibil (Anexele 10–12)
A07	Memoriul tehnic al Soluției 2 (AC-coupled, PCS) și comparația Soluția 1 – Soluția 2	disponibil
A08	Devizul general, devizele pe obiecte, lista de cantități și memoriul explicativ al devizului	disponibil (Anexele 6–9)
A09	Profilul de consum pe 54 de locuri de consum, registrul celor 58 de locuri de consum și facturile aferente	disponibil (Anexa 3)
A10	Fișa parametrilor tehnici minimi asumați	Anexa 2 la prezentul studiu
A11	Planșele A-01, A-02, A-03, format A3, semnate	disponibil (partea B)
A12	Diploma de inginer și documentul de autorizare ANRE (gr. IIIA+IIIB) ale ing. Nicolae-Daniel Holerga	Anexa 16
A13	Anexa 3 a ghidului — Declarația privind respectarea principiului DNSH și autoevaluarea proiectului	disponibilă în formă de lucru; se finalizează și se semnează după îndeplinirea condițiilor din capitolul 4.4.c
A14	Analiza riscurilor climatice și a vulnerabilității — Salonta (cu proiecții RO-ADAPT pentru UAT Salonta)	disponibilă — document-suport DNSH; sinteză în capitolul 4.2 și Anexa 13
A15	Plan DNSH — economie circulară și managementul deșeurilor — Salonta	disponibil — document-suport DNSH; clauzele se transferă în documentația de achiziție și în contract
A16	Documentele procedurii de mediu (Legea nr. 292/2018)	se obțin într-o etapă următoare
A17	Certificat de urbanism	se va solicita într-o etapă următoare
A18	Document de auditor privind activitățile economice	se obține
A19	Aviz tehnic de racordare	se obține după contractare
A20	Hotărârea Consiliului Local de aprobare a studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici	după aprobare

Documentația a fost elaborată de S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L., București, Sector 3, Str. Fildeşului nr. 4, Bl. B6, Sc. 1, Parter, Ap. 6, CUI 37832080, J40/10327/2017 — șef de proiect dr. ing. Daniel ALEXANDRU; proiectant ing. Nicolae-Daniel HOLERGA, atestat ANRE gr. IIIA+IIIB, adeverința nr. 201814084/05.12.2018.



LEGENDĂ

- Imobil CF 103645 — limită cadastrală
- Zonă studiată topografică (14.208 m²)
- Limita câmpului fotovoltaic propus
- Rânduri panouri PV (string 14 module)
- Insulă BESS — incintă baterii
- Invertor hibrid 50 kW (2 / insulă)
- PT nou — PTAB 630 kVA 20/0,4 kV
- TG — tablou general / colector JT
- Drum de exploatare propus, 4,0 m
- LES 20 kV propus (orientativ)
- LES 0,4 kV insule BESS — TG
- LEA 20 kV existentă, cu stâlpi
- Zonă protecție LEA ±12 m (orientativ)
- Existent: construcții, rețele (topo 2023)

DATE TEHNICE ȘI BILANȚ TERITORIAL

Putere instalată DC	399,84 kWp
Putere eligibilă AC	400 kW
Module	588 × 680 Wp
Invertoare hibride	8 × 50 kW
Stocare (4 insule × 4 rackuri)	400 kW / 901,12 kWh
Post de transformare nou	PTAB 630 kVA
Suprafață teren CF 103645	27.100 m²
Zonă studiată topografică	14.208 m²
Câmp PV (limită incintă)	4.321 m²
Insule BESS + PT + TG	89 m²
Drum de exploatare propus	170 m²

COORDONATE OBIECTIVE PROPUSE (Stereو 70)

Obiect	X [m]	Y vest [m]	Y est [m]	Mod.
Rând R1 (ax)	595917.78	242171.20	242319.36	112
Rând R2 (ax)	595923.58	242171.20	242319.36	112
Rând R3 (ax)	595929.38	242155.20	242303.36	112
Rând R4 (ax)	595935.18	242155.20	242266.31	84
Rând R5 (ax)	595940.98	242158.70	242251.29	70
Rând R6 (ax)	595946.78	242158.70	242232.77	56
Rând R7 (ax)	595952.58	242162.20	242199.22	28
Rând R8 (ax)	595958.38	242162.20	242180.70	14
Obiect (centru)	X [m]	Y [m]		
Insulă BESS B1	595920.68	242167.60		
Insulă BESS B2	595932.28	242151.60		
Insulă BESS B3	595943.88	242155.10		
Insulă BESS B4	595955.48	242158.60		
PT nou PTAB 630 kVA	595922.45	242147.25		
TG tablou general	595922.40	242151.50		

Rânduri: lățime în plan 1,95 m (1 modul portret, 35°); axul = centrul proiecției.

SOLICITANT / BENEFICIAR: MUNICIPIUL SALONTA, Județul Bihor

PRIMAR: TÖRÖK LÁSZLÓ

Semnătura și ștampila:

Proiectant general:
S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L.

București, Sector 3, Str. Fildesului nr. 4, Bl. B6, Sc. 1, Parter, Ap. 6
CUI 37832080 · J40/10327/2017 · EUID ROOMRC/J40/10327/2017
CAEN 7112 — activități de inginerie și consultanță tehnică

Proiectant de specialitate — instalații electrice:
ing. Nicolae-Daniel HOLERGA

Electrician autorizat ANRE gr. IIIA + IIIB, adev. nr. 201814084/05.12.2018

Șef proiect dr. ing. Daniel ALEXANDRU

Proiectat ing. Nicolae-Daniel HOLERGA

Desenat ing. Nicolae-Daniel HOLERGA

Data: 09.2026

Faza: S.F.

Studiu de fezabilitate

Beneficiar: MUNICIPIUL SALONTA, județul Bihor

Proiect:
**REALIZAREA CAPACITĂȚILOR NOI DE PRODUCERE ȘI STOCARE
DE ENERGIE ELECTRICĂ DIN SURSE SOLARE ÎN MUNICIPIUL
SALONTA, JUDEȚUL BIHOR**

Program: Fondul pentru Modernizare — PV cu stocare pentru autoconsum, entități publice

Amplasament: Mun. Salonta, Stația de Epurare, nr. cad. / CF 103645

Scara:

1:1000

Notă: Prezenta documentație este proprietatea intelectuală a S.C. ECOINSTAL URBAN S.R.L.;
reproducerea sau utilizarea, integral ori parțial, este permisă numai cu acordul scris
al proiectantului. Planșa se utilizează împreună cu piesele scrise ale SF.

PLAN DE AMPLASAMENT

imobilul investiției și poziționarea obiectivului propus

câmp fotovoltaic 399,84 kWp · 4 insule BESS 901,12 kWh · PT nou 630 kVA

Nr. proiect:

Faza:

S.F.

Piese:

desenate

Planșa nr.:

A-01

NOTE

- Sistem de proiecție Stereo 70; sistem de cote Marea Neagră 1975.
- Support: plan topografic vizat OCPI Bihor (PV recepție nr. 1122/15.11.2023, I.E. 103645) și extras CF / plan cadastral 103645 din 16.09.2026.
- Traseul LEA 20 kV existentă este preluat din ridicarea topografică și din PT 6670/118/2025, pl. 2E; se confirmă de operatorul de distribuție.
- Poziția PT nou, a racordului LES 20 kV și a punctului de delimitare sunt propuneri de fază SF; se definitivează prin ATR.
- Zona de protecție a LEA este figurată orientativ (±12 m față de ax); distanțele se stabilesc prin avizul operatorului de distribuție.
- Pozițiile finale ale rândurilor, insulelor BESS și traseelor se fixează la PT, după releveul rețelelor subterane și scenariul de securitate la incendiu.
- Planșa nu necesită viza OCPI; se asumă prin semnătură de proiectant și de solicitant, conform Ghidului solicitantului FM.