

**ROMÂNIA
JUDEȚUL GORJ
ORASUL ROVINARI
CONSILIUL LOCAL**

HOTĂRÂRE

privind aprobarea Studiului de Fezabilitate, a devizului general și a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiții „Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu Oraș Rovinari”

CONSILIUL LOCAL AL ORAȘULUI ROVINARI, JUDEȚUL GORJ

Având în vedere:

- Proiectul de hotărâre nr. 44318/13.11.2023, inițiat de primar;
- Referatul de aprobare al inițiatorului nr. 44319/13.11.2023;
- Raportul Comisiei Economice (procesul-verbal);
- Raportul de specialitate înregistrat sub nr.44244/13.11.2023 întocmit de directorul executiv al Direcției Administrare Patrimoniu;
- Referatul înregistrat sub nr.44227/13.11.2023 întocmit de Biroului Investiții, Servicii Curente;
- Avizul Consiliului tehnico-economic nr.100/13.11.2023;
- Prevederile Ordinului nr. 1431/01.11.2023 pentru aprobarea Ghidului solicitantului - Condiții specifice de accesare a finanțării din Fondul pentru modernizare - Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum pentru entități publice;
- Prevederile H.G. nr.907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul - cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice, cu modificările și completările ulterioare;
- Prevederile art.44 alin.1 din Legea nr.273/2006 privind finanțele publice locale, cu modificările și completările ulterioare;
- Prevederile Legii nr.24/2000 privind normele de tehnică legislativă pentru elaborarea actelor normative, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Prevederile art.129 alin.2 lit.b), alin.4 lit. d) din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr.57/2019 privind Codul Administrativ, cu modificările și completările ulterioare;
- În temeiul art.196, alin.1, lit.a din Ordonanța de Urgență a Guvernului nr.57/2019 privind Codul Administrativ, cu modificările și completările ulterioare;

HOTĂRĂȘTE :

Art.1 Se aprobă indicatorii tehnico-economici ai obiectivului de investiții “Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu Oraș Rovinari”, conform Anexei 1 la prezenta hotărâre.

Art.2 Valoarea totală a obiectivului de investiții, conform devizului general întocmit de SC ECHITABIL MNG, Anexa 2 la prezenta hotărâre, este de 3.407.075,57 lei cu TVA.

Art.3 Se aprobă Studiul de Fezabilitate privind obiectivul de investiții „Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu Oraș Rovinari”, conform Anexei 3 la prezenta hotărâre.

Art.4 Cu punerea în aplicare și ducerea la îndeplinire a prevederilor prezentei hotărâri se împuternicește Primarul orașului Rovinari, administratorul public, Direcția Economică, Direcția Administrare Patrimoniu, Serviciul Achiziții Publice, Fonduri Europene, Biroului Investiții, Servicii Curențe.

Art.5 Prezenta hotărâre va fi adusă la cunoștință publică prin afișare la sediul instituției și prin publicare în Monitorul Oficial Local și se comunică:

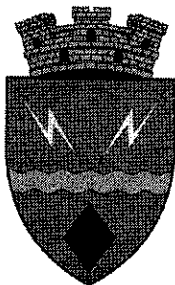
- Instituției Prefectului județului Gorj;
- Primarului orașului Rovinari;
- Administratorului public;
- Direcției Economice;
- Direcției Administrare Patrimoniu;
- Serviciului Achiziții Publice, Fonduri Europene;
- Biroului Investiții, Servicii Curențe.

NR. 178

Hotărârea a fost adoptată în ședința extraordinară, convocată de îndată, a consiliului local din data de 14.11.2023 cu un număr de 13 voturi pentru, - voturi împotriva și - abțineri exprimate din numărul total de 13 consilieri prezenți la ședință și din totalul de 17 consilieri în funcție

PREȘEDINTE DE ȘEDINȚĂ,
Consilier local Maria Cristina Lia

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
Aurora-Carmen Popescu



JUDEȚUL GORJ

ORAȘUL ROVINARI

Str. Florilor, Nr.2

Tel.: 0253/371011, fax: 0253/371004

Web.: www.primariarovinari.ro

E-mail: office@primariarovinari.ro

44317/13.11.2023

Anexă 1

Principalii indicatori tehnico-economici aferenți investiției ” **Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu oras Rovinari**”

1.Indicatori maximali:

Valoarea totală a investiției = 3.407.075,57 lei cu T.V.A. /2.901.428,61 lei fără T.V.A.,

din care construcții-montaj C+M = 1.124.960,53 lei cu T.V.A. /945.344,99 lei fără T.V.A.

2.Indicatori minimali:

Se va construi un parc fotovoltaic cu o putere instalata de 523,92 kWp compus din:

- Panouri fotovoltaice 888 buc cu o putere de 590 Wp
- Structura prefabricate zincate pentru sustinere panouri
- Impamantare si paratraznet
- Instalatie de iluminat perimetrala alcatuita din 11 stalpi metalici de 6 m lungime dotati cu corpuri de iluminat cu LED.
- Sistem de supraveghere video
- Container unde se pot depozita diverse unelte sau va putea sta un paznic
- Punct de transformare de 630 kVA
- Imprejmuire cu plasa bordurata h=2 m

3.Indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare

Valoarea totală a obiectivului de investiții este de 3.407.075,57 lei cu TVA,
Costul de realizare a obiectivului de investiții este de 1.124.960,53 lei cu
TVA.

4.Durata estimativă de execuție a obiectivului de investiții

Durata estimată de execuție a obiectivului de investiție este de 8 luni.

Intocmit,

Cons. Negritu Andi

Obiectiv: "Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu oras Rovinari"
 Proiectant: Echitabil MNG SRL
 Investitor: UAT Rovinari

ANEXA 1

PV 590Wp

DEVIZ GENERAL

conform H.G. 907/2016, privind cheltuielile necesare realizării obiectivului:
 "Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu oras Rovinari"
SCENARIUL 1 - RECOMANDAT
 Faza de proiectare: SF

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3,00	4,00	5,00
PARTEA I-a				
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	330.944,00	62.879,36	393.823,36
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducere la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 1	330.944,00	62.879,36	393.823,36
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului				
2.1	Alimentare energie electrică	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 2	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	120.000,00	22.800,00	142.800,00
	3.1.1. Studii de teren (geotehnic)	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	120.000,00	0,00	120.000,00
3.2	Documentații suport și taxe pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	146.359,66	27.808,34	174.168,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	79.159,66	15.040,34	94.200,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	21.200,00	4.028,00	25.228,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	6.000,00	1.140,00	7.140,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	40.000,00	7.600,00	47.600,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție publică	9.000,00	1.710,00	10.710,00
3.7	Consultanță	110.000,00	20.900,00	130.900,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectul de investiții	100.000,00	19.000,00	119.000,00

	3.7.1.1. Consultanța la elaborarea cererii de finanțare, cereri de rambursare și consultanța pe toată durata investiției	45.000,00	8.550,00	53.550,00
	3.7.1.2 Managementul de proiect	55.000,00	10.450,00	65.450,00
	3.7.2. Auditul financiar	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.8	Asistență tehnică	21.000,00	3.990,00	24.990,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	11.000,00	2.090,00	13.090,00
	3.8.1.1. Pe perioada de execuție a lucrărilor	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	3.8.1.2. Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	3.000,00	570,00	3.570,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	Total Capitol 3	406.359,66	77.208,34	483.568,00

CAPITOLUL 4

Cheltuieli pentru investiția de bază

4.1	Construcții și instalații	273.562,52	51.976,88	325.539,40
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	332.838,47	63.239,31	396.077,78
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.440.145,40	232.934,59	1.673.079,99
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	40.267,36	7.650,80	47.918,16
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 4	2.086.813,75	355.801,57	2.442.615,32

CAPITOLUL 5

Alte cheltuieli

5.1	Organizare de șantier	12.000,00	2.280,00	14.280,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	4.000,00	760,00	4.760,00
5.2	Comisioane, taxe, cote, costul creditului	25.954,95	0,00	25.954,95
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	10.434,07	0,00	10.434,07
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	2.086,81	0,00	2.086,81
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	10.434,07	0,00	10.434,07
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	3.000,00	0,00	3.000,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute:	27.356,25	5.197,69	32.553,94
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,00	950,00	5.950,00
	Total Capitol 5	70.311,20	8.427,69	78.738,89

CAPITOLUL 6

Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste

6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.000,00	570,00	3.570,00
6.2	Probe tehnologice și teste	4.000,00	760,00	4.760,00
	Total Capitol 6	7.000,00	1.330,00	8.330,00
	TOTAL GENERAL	2.901.428,61	505.646,96	3.407.075,57
	din care: C + M (Cap.1.2 + Cap.1.3 + Cap. 1.4 + Cap.2 + Cap.4.1 + Cap.4.2 +Cap.5.1.1)	945.344,99	179.615,55	1.124.960,53

Data: oct 2023

Beneficiar

UAT Rovani

Întocmit,

STUDIU DE FEZABILITATE

***CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC
PENTRU CONSUM PROPRIU
ORAS ROVINARI***

**Str. Florilor, Nr. 2,
Orasul Rovinari
215400
Jud. Gorj**

PROIECTANT: ing. Vatajelu Valentin
BENEFICIAR: Orasul Rovinari

oct 2023

FOAIE DE CAPAT

DENUMIREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII:

**“CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC PENTRU
CONSUM PROPRIU ORAS ROVINARI”**

FAZA DE PROIECTARE:	SF
REVIZIA	V02
ORDONATOR PRINCIPAL DE CREDITE/INVESTITOR	UAT ROVINARI Jud. GORJ
ORDONATOR DE CREDITE (SECUNDAR/TERTIAR)	-
BENEFICIARUL INVESTITIEI	ORASUL ROVINARI Echitabil MNG S.R.L. Bucuresti, Sector 3, B-dul 1 Decembrie 1918, Nr 2 CIF: 17100446 Nr. Reg. Com. J40/168/2005 Echitabil MNG SRL
ELABORATORUL STUDIULUI DE FEZABILITATE	
PROIECTANT GENERAL:	Vatajelu Valentin
	oct- 2023

LISTĂ DE SEMNĂTURI

PROIECTANT GENERAL:

ECHITABIL MNG SRL

SEF PROIECT:

Ing. Vatajelu Valentin

Inginer de specialitate:

Ing. Comnodean Mihai

Legitimat ANRE:202011307-GR IIA-IIB

NOTA :

Această documentație (piese scrise și desenate) este proprietatea **Echitabil MNG S.R.L.** și poate fi folosită în exclusivitate pentru scopul în care este în mod specific furnizată conform prevederilor contractuale. Ea nu poate fi reprodusă, copiată, împrumutată, întrebuințată total sau parțial, direct sau indirect în alt scop fără permisiunea prealabilă a societății **Echitabil MNG S.R.L.** acordată în scris.

DECLARATIE DE CONFORMITATE

Noi, Echitabil MNG S.R.L, cu sediul în BUCUREȘTI, Sect 3, B-dul 1 Decembrie 1918, Nr 2, înmatriculată la Registrul Comerțului București cu J40/168/2005, declarăm pe proprie răspundere, că serviciul prestat către Beneficiarul primăria Rovinari la documentația SF. Nr proiect: Nr proiect : 19 Nr contract :19/139/2023 „CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC PENTRU CONSUM PROPRIU ORAS ROVINARI” la care se referă această declarație, este în conformitate cu prevederile normelor și normativelor de specialitate în vigoare și anume: Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;

- PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;
- PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cutensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- PE 116/94 – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- PE 103/92 – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit;
- PE 111/92 – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare;
- PE 120/94 – Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilor de energie și la consumatorii industriali și similari;
- PE 134/95 – Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- PE 501/85 – Normativ privind proiectarea protecțiilor prin relee și automatizărilor electrice ale centralelor și stațiilor (modificată 1985);
- PE 503/87 – Normativ de proiectare a automatizărilor a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicat 1995);
- PE 504/96 – Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice;
- PE 832/73 – Condiții tehnice generale pentru generatoare;
- PE 930/89 – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor electrice din întreprinderile industriale și similare;
- PE 009/93 – Norme de prevenire, stingere și dotare împotriva incendiilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri

electrice;

- PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice;
- NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- Legea nr. 107/1996 privind apele;
- OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale; HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a condițiilor pentru introducerea pe piață;
- HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipulare manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători. în special de afecțiuni dorsolombare;
- DGPSI 003/2001 - Dispoziții generale privind echiparea și dotarea construcțiilor, instalațiilor cu mijloace tehnice de prevenire a incendiilor;
- Ordinul 2/211/118/2004 pentru aprobarea procedurii de reglementare și control al transporturilor deșeurilor pe teritoriul României;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;

- HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața, sănătatea, securitatea muncii și protecția mediului;
- Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;
- Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice – Cod ANRE: 28.1.013.0.00.30.08.2007;
- HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.

Bucuresti,

Data: **10.2023**

Director,

Vatajelu Valentin

CUPRINS

1. Date generale	10
1.1. Denumirea obiectivului de investitii	10
CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC PENTRU CONSUM PROPRIU ORAS ROVINARI	10
1.2. Ordonatorul principal de credite / investitor	10
1.3. Ordonatorul de credite (secundar/tertiar).....	10
1.4. Beneficiarul investitiei	11
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	11
2. Situatia existenta si necesitatea realizarii obiectivului/proiectului de investitii	12
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (in cazul in care a fost elaborat in prealabil) privind situatia actuala, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii si scenariile / optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza	13
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislatie, acorduri relevante, structuri institutionale si financiare.....	13
2.3. Analiza situatiei existente si identificarea deficientelor	21
2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii.....	31
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice.....	36
3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii	39
3.1. Particularitati ale amplasamentului	42
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional-arhitectural si tehnologic.....	48
3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI	73
3.4. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE SI MENTENANTA	79
3.5. STUDII DE SPECIALITATE	81
3.6. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTITIEI	82
4. Analiza fiecarui scenariu tehnico-economic propus	84
4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta	84
4.2. Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factori de risc, antropici si naturali, inclusiv de schimbari climatice, ce pot afecta investitia	85
4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum	95
4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii	95
4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii	103

4.6.	Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate; sustenabilitatea financiara	104
4.7.	Analiza economica, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta economica: valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate si raportul cost-beneficiu sau, dupa caz, analiza cost-eficacitate	123
4.8.	Analiza de senzitivitate	125
4.9.	Analiza de riscuri, masuri de prevenire/diminuare a riscurilor	130
5.	Scenariul tehnico-economic optim, recomandat	135
5.1.	Comparatia scenariilor/optiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilitatii si riscurilor	135
5.2.	Selectarea si justificarea scenariului optim recomandat	135
5.3.	Descrierea scenariului optim recomandat privind	138
5.4.	Nominalizarea surselor de finantare a investitiei publice, ca urmare a analizei financiare si economice: fonduri proprii, credite bancare, alocatii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite	142
5.5.	Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii	143
5.6.	Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punctul de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicabile constructiei, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	145
6.	Urbanism, acorduri si avize conforme	148
7.	Implementarea investitiei	149
7.1.	Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei	149
7.2.	Strategia de implementare, cuprinzand: durata de implementare a obiectivului de investitii (in luni calendaristice), durata de executie, graficul de implementare a investitiei, esalonarea investitiei pe ani	152
7.3.	Strategia de exploatare/operare si intretinere: etape, metode si resurse necesare	154
7.4.	Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale	155
8.	Concluzii si recomandari	158

ANEXE

- ANEXA 1 – Deviz general Scenariul 1
- ANEXA 2 – Devizul obiectului scenariul 1
- ANEXA 3 – Lista de cantitati si lucrari scenariul 1
- ANEXA 4 – Deviz general Scenariul 2
- ANEXA 5– Lista de cantitati si lucrari scenariul 2
- ANEXA 6 – Fise tehnice
- ANEXA 7 – Grafic realizare investitie
- ANEXA 8 – Factor de capacitate
- ANEXA 9 – Tabel consum

B. Piese desenate

Plan de incadrare in zona

Plan de situatie

Studiu de fezabilitate

1. DATE GENERALE

1.1. Denumirea obiectivului de investitii

CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC PENTRU CONSUM PROPRIU ORAS ROVINARI

1.2. Ordonatorul principal de credite / investitor

Datele de identificare ale ordonatorului principal de credite al investitiei:

Denumirea legala completa (numele organizatiei):	UAT ORASUL ROVINARI
Cod de inregistrare fiscala	5057520
Nationalitatea	ROMANA
Statutul legal	Institutie de administratie publica
Adresa oficiala	Str. Florilor, Nr. 2, Orasul Rovinari, 215400 Jud. Gorj
Adresa postala	Str. Florilor, Nr. 2, Orasul Rovinari, 215400 Jud. Gorj
Nr. telefon: codul tarii + codul judetului+ numarul	004 0253/371095, 004 0253/371011
Nr. fax: codul tarii + codul judetului + numarul	004 0253/371004
Situl organizatiei	https://www.primariarovinari.ro/

1.3. Ordonatorul de credite (secundar/tertiar)

Nu este cazul.

1.4. Beneficiarul investitiei

Beneficiarul si titularul investitiei este UAT Rovinari

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Denumirea legala completa (numele organizatiei):	ECHITABIL MNG SRL
Cod de inregistrare fiscala	17100446
Numar de ordine in registrul comertului	J40/168/2005
Nationalitatea	ROMANA
Adresa oficiala	Bucuresti, Sect. 3, B-dul 1 Decembrie 1918, Nr 2
Adresa postala	Bucuresti, Sect. 3, B-dul 1 Decembrie 1918, Nr 2
Nr. telefon: codul tarii + codul judetului+ numarul	0040 743 153 023
Nr. fax: codul tarii + codul judetului + numarul	0040 743 153 023
e-mail	consultanta.eficienta.energetica@gmail.com

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII

Obiectivul general urmărit este:

Producție majorată a energiei electrice din surse regenerabile prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul FM, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Investițiile prevăzute în cadrul acestei proiect vor avea un impact pozitiv în ceea ce privește:

- a) reducerea emisiilor de carbon în atmosferă generate de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an - cărbune, gaz natural;
- b) o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- c) atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- d) implementarea programelor cheie stabilite în Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 60/2022 *privind stabilirea cadrului instituțional și financiar de implementare și gestionare a fondurilor alocate României prin Fondul pentru modernizare, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative*;
- e) atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 *privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie*;
- f) creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- g) creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie

- primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană, solară sau hidro;
- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
 - i) decongestionarea Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de producție a energiei electrice descentralizate;
 - j) punerea în aplicare a inițiativei emblematice Accelerarea (Power-up) din Strategia anuală pentru 2021 privind creșterea durabilă, care are ca obiectiv dezvoltarea și utilizarea surselor regenerabile de energie EUR-Lex - 52020DC0575 - EN - EUR-Lex (europa.eu).

Implementarea prezentului proiect investițional vizează achiziția de echipamente și servicii și lucrări specifice cu scopul dezvoltării unității de producție a energiei electrice din surse solare.

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

Nu a fost realizat un studiu de fezabilitate și nici un plan detaliat de investiții pe termen lung privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării investiției, dar nici scenariul tehnico-economic selectat.

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

Decarbonizarea sistemului energetic al UE este esențială pentru atingerea obiectivelor climatice stabilite pentru 2030 și pentru realizarea strategiei pe termen

lung a Uniunii vizând atingerea neutralității emisiilor de dioxid de carbon până în 2050.

Pactul verde european se axează pe 3 principii-cheie pentru tranziția către o energie curată, care vor contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și la îmbunătățirea calității vieții cetățenilor europeni, printre care și prioritizarea eficienței energetice, îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor și dezvoltarea unui sector energetic bazat în mare parte pe surse regenerabile.

Producerea energiei din surse regenerabile contribuie la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, la diversificarea ofertei de energie și la reducerea dependenței de piețele volatile și incerte ale combustibililor fosili, în special de petrol și gaze. Legislația UE privind promovarea surselor regenerabile a evoluat semnificativ în ultimii 15 ani. În 2018, liderii UE au stabilit obiectivul ca, până în 2030, 32 % din consumul de energie al UE să provină din surse regenerabile de energie. În iulie 2021, având în vedere noile ambiții ale UE în materie de climă, colegiuitorii au primit propunerea de a revizui obiectivul la 40 % până în 2030. În prezent au loc dezbateri privind cadrul de politici de viitor pentru perioada de după 2030.

În iulie 2021, ca parte a pachetului legislativ prin care se realizează Pactul verde european, Comisia a propus o modificare a Directivei privind energia din surse regenerabile [Directiva (UE) 2018/2001] pentru a alinia obiectivele privind energia din surse regenerabile la noul obiectiv climatic. Comisia propune creșterea obiectivului obligatoriu privind sursele regenerabile în mixul energetic al UE la 40 % până în 2030 și promovează utilizarea combustibililor din surse regenerabile, precum hidrogenul în industrie și transporturi, cu obiective suplimentare. Aceasta vizând să mențină poziția de lider mondial a UE în domeniul surselor regenerabile și, în sens mai larg, să ajute UE să își îndeplinească angajamentele de reducere a emisiilor asumate în temeiul Acordului de la Paris.

Directiva stabilește un nou obiectiv obligatoriu al UE pentru 2030, și anume că cel puțin 32 % din consumul final de energie trebuie să provină din surse regenerabile de energie, existând și o clauză pentru o posibilă creștere a acestei valori până în 2023, precum și un obiectiv majorat de 14 % pentru ponderea de combustibili din surse regenerabile în domeniul transporturilor, până în anul 2030.

La momentul realizării Studiului de Fezabilitate, Directiva (UE) 2018/2001 a fost transpusă în legislația națională, prin intermediul Legii nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei

– A.N.R.E. În acest sens, acest domeniu se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt:

- *Planul Național de Acțiune în Domeniul Eficienței Energetice;*
- LEGEA nr. 220 din 27 octombrie 2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare
- Ord. 85/2021 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare

Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului a instituit un sistem de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră în Uniune, pentru a promova reducerile emisiilor de gaze cu efect de seră într-un mod rentabil și eficient din punct de vedere economic.

Consiliul European din octombrie 2014 a exprimat angajamentul de a reduce, până în 2030, emisiile globale de gaze cu efect de seră din Uniune cu cel puțin 40 % față de nivelurile din 1990. Toate sectoarele economice ar trebui să contribuie la realizarea reducerilor respective ale emisiilor, iar obiectivul urmează să fie îndeplinit în modul cel mai rentabil prin intermediul sistemului Uniunii Europene de comercializare a certificatelor de emisii (EU ETS), acesta generând o reducere cu 43% față de nivelurile din 2005, până în 2030. Acest aspect a fost confirmat în cadrul angajamentului de reducere preconizat al Uniunii și al statelor sale membre, stabilit la nivel național, care a fost prezentat Secretariatului Convenției-cadru a Organizației Națiunilor Unite privind schimbările climatice (CCONUSC) la 6 martie 2015.

Realizarea unor reduceri suplimentare ale emisiilor reprezintă o provocare. Prin urmare acest demers va necesita investiții publice masive și eforturi sporite pentru a direcționa capitalul privat către acțiuni în domeniul climei și al mediului, evitându-se totodată continuarea unor practici care nu au un caracter durabil. UE trebuie să se afle în prima linie a coordonării eforturilor internaționale în direcția creării unui sistem financiar coerent care să sprijine identificarea de soluții durabile.

Obiectivele ambițioase în materie de mediu ale pactului nu vor putea fi realizate prin eforturile izolate ale Europei. Drept urmare au fost instituite mai multe mecanisme de finanțare pentru decarbonarea sectorului energetic pentru a sprijini obiectivele stabilite:

1. Facilitatea de Redresare și Reziliență, un cadru care va pune la dispoziție 672,5 miliarde EUR în împrumuturi și subvenții pentru a sprijini reformele și investițiile în țările membre. **37% din cheltuieli vor fi direcționate către investiții și reforme climatice.**

Prin componenta de investiții 1 din PNRR privind **Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile**, România va aloca în jur de 460 mil. Euro.

2. Mecanismul de Tranziție Justă, factorul cheie al Pactului Verde European, mobilizând 150 de miliarde EUR pentru următorii 8 ani (2021-2027) printr-un fond comun (Fondul de Tranziție Justă), un sistem de tranziție (schema InvestEU „Just Transition” cu 30 miliarde EUR sub formă de investiții) și un sistem de împrumuturi pentru sectorul public al Băncii Europene de Investiții (susținut cu 1,5 miliarde EUR din bugetul UE, mobilizând până la 30 miliarde EUR investiții).

3. Mecanismul UE de Finanțare a Energiei Regenerabile, în care sectorul privat poate juca un rol important în dezvoltarea proiectelor de energie regenerabilă pentru piețele naționale de energie;

4. Fondul pentru Modernizare se adresează proiectelor de eficiență energetică. Companiile private, entitățile publice și alte tipuri de organizații pot atrage între 70% și 100% finanțări nerambursabile pentru investiții în modernizarea sectorului energetic și a sistemelor energetice mai largi începând cu 2021.

5. Fondul pentru Inovare (10 miliarde EUR) se concentrează pe investiții în tehnologii extrem de inovatoare care pot aduce reduceri semnificative ale emisiilor.

Companiile, entitățile publice și organizațiile internaționale au posibilitatea de a obține până la 60% din costurile legate de inovație pentru astfel de proiecte.

Odată cu intrarea în vigoare a celei de-a patra faze a mecanismului EU-ETS (European Union Emissions Trading System) de tranzacționare a certificatelor de CO₂ echivalent, ce a generat majorări semnificative ale prețului certificatelor EUA (European Union Allowance) de până la 96,53 EUR/certificat la 18.08.2022, efortul financiar exercitat asupra producătorilor de energie din surse convenționale (combustibili fosili) și asupra utilizatorilor ce dețin și exploatează și instalații de ardere (centrale termice, procese tehnologice ce utilizează combustibili fosili ș.a.) cu puteri termice instalate mai mari de 20 MWt [1] a crescut sensibil.

Suplimentar, în cea de-a doua jumătate a anului 2021 a fost lansat pachetul de propuneri legislative intitulat *Fit for 55*, prin care Uniunea Europeană propune creșterea țintei privind lupta împotriva schimbărilor climatice.

Prin acest pachet, Uniunea Europeană extinde aplicabilitatea mecanismului de tranzacționare EU-ETS și în sectoarele maritime dar propune și crearea unui sistem nou de tranzacționare a certificatelor de CO₂ pentru sectoarele transport și clădiri până în 2026, crescând astfel obligativitatea reducerii emisiilor de CO₂ echivalent de la 40% la 61% până la finalul anului 2030, referința fiind stabilită la nivelul anului 2005.

În ceea ce privește ponderea **energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie**, *Fit for 55* crește ținta de la 32% la 40% până în anul 2030.

Restricții privind impactul asupra mediului

În vederea atingerii obiectivelor climatice asumate de către Uniunea Europeană, începând cu anul 2021, Banca Europeană pentru Investiții (BEI) a decis sistarea finanțărilor pentru proiecte de producere a energiei electrice ce au un factor specific de emisii mai mare de 250 gCO₂/kWhe produs [<https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy>].

De asemenea, pentru a susține tranziția către sustenabilitate și către o Comunitate Europeană Verde, BEI a decis ca începând cu anul 2023 să nu mai finanțeze proiecte cu un factor de emisii specifice mai mare de 100 gCO₂/kWhe produs. În acest mod, se încurajează investițiile în surse de energie bazate pe energie regenerabilă, precum centralele fotovoltaice, eoliene și proiectele ce au un grad ridicat de utilizare combinată a surselor convenționale de energie (gaz natural) și a surselor alternative de energie, cu proveniență curată (hidrogen verde).

Proiectul nu are niciun impact previzibil asupra obiectivului de mediu legat de efectele directe și indirecte primare ale proiectului pe parcursul întregului său ciclu de viață, având în vedere natura sa, precum și faptul că proiectul prevede investiții în noi capacități pentru producția de electricitate din surse regenerabile (solar), acesta sprijină cu un coeficient de 100% obiectivul privind atenuarea schimbărilor climatice.

Procedura de evaluare a impactului asupra mediului în conformitate cu prevederile Directivei 2014/52/UE a Parlamentului European și a Consiliului, de modificare a Directivei 2011/92/UE privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, transpusă în legislația națională prin Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, a fost demarată prin depunerea unei notificări la autoritatea competentă de protecția mediului.

Implementarea prezentului proiect permite atingerea unei contribuții semnificative la criteriile generice aferente principiului de a nu aduce prejudicii semnificative pentru adaptarea la schimbările climatice. Contribuția proiectului la punerea în aplicare a unor soluții de adaptare pentru combaterea riscurilor legate de climă se regăsesc pe următoarele paliere:

Combaterea riscurilor privind schimbarea temperaturii prin:

Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO₂.

Utilizarea surselor de energie regenerabilă pentru asigurarea reducerii emisiilor de CO₂. Proiectul investițional presupune dezvoltarea unei centrale de producție a energiei electrice din surse regenerabile, respectiv energie solară, acesta generând

următoarele beneficii asupra combaterii riscurilor privind schimbarea temperaturii:

✓ Reducerea consumurilor de apă pentru producție energiei – sistemele fotovoltaice nu presupun necesitatea utilizării resurselor de apă pentru funcționare, în timp ce modalitățile convenționale de producție a electricității implică utilizarea unor volume semnificative de apă pentru producției electricității.

✓ Eliminarea emisiilor gazelor cu efect de seră în timpul procesului de producție a energiei electrice; utilizarea combustibililor fosili pentru producția energiei implică emisii semnificative de gaze cu efect de seră precum metanul și CO₂, astfel având un impact extrem de dăunător asupra calității aerului, asupra încălzirii globale și implicit a creșterii temperaturilor. Energia solară nu implică nici un fel de emisii de gaze cu efect de seră, acest aspect facilitând un comportament preventiv în raportul cu calitatea aerului și încălzirea globală.

Analiza privind respectarea principiului "DNSH" pentru investiția preconizată s-a realizat prin raportare la principiile directoare pentru evaluarea conform principiului "DNSH" menționate în cadrul Comunicării Comisiei Orientări tehnice privind aplicarea principiului de „a nu prejudicia în mod semnificativ” în temeiul Regulamentului privind Mecanismul de redresare și reziliență (2021/C 58/01), avându-se în vedere impacturile directe și indirecte relevante pentru evaluarea principiului. Analiza obiectivelor de mediu este redată mai jos prin raportare la specificul investiției.

a) Atenuarea schimbărilor climatice

Proiectul nu are impact negativ asupra atenuării schimbărilor climatice având în vedere următoarele aspecte:

- Implementarea prezentului proiect investițional nu implică posibilitatea generării de emisii de gaze de seră, activitatea productivă a energiei electrice prin intermediul unui parc fotovoltaic nefiind generatoare de gaze cu efect de seră.

- Operaționalizarea investiției contribuie la reducerea amprente de carbon, astfel limitându-se emisiile de gaze cu efect de seră generate de activitatea curentă. Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră reprezintă o aliniere și o contribuție la obiectivele reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră și a neutralității din punct de vedere al emisiilor de carbon, așa cum acestea sunt definite în documentele programatoare ale Comisiei Europene.

Nu necesita evaluare de fond.

b) Adaptarea la schimbările climatice

Implementarea prezentului proiect investițional contribuie la creșterea capacității de adaptare la schimbările climatice, astfel:

- În contextul obiectivelor de mediu privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră de la nivel global pentru prevenirea creșterii temperaturii globale, înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de contribuire la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

- Înființarea unei unități de producție a energiei electrice din surse solare reprezintă o modalitate de adaptare la schimbările climatice ca urmare a alinierii politicilor întreprinderii la nevoia reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră, unitatea de producție a energiei electrice asigurând accesul la energie verde regenerabilă.

- Implementarea proiectului investițional reprezintă o modalitate de adaptare la politicile privind schimbările climatice, vizându-se complementaritatea între sursele convenționale de energie și cele regenerabile, cu o politică de tranziție către neutralitate din punct de vedere al emisiilor de CO₂.

Nu necesita evaluare de fond.

c) Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine

Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative pentru utilizarea durabilă și proiecția resurselor de apă și a celor marine, având în vedere următoarele aspecte:

- Echipamentele preconizate a fi achiziționate nu utilizează resurse de apă pentru a funcționa, astfel că, în timpul proceselor productive, este eliminat complet riscul deteriorării rezervelor de apă sau de utilizare excesivă a acestor resurse.

- Investiția nu este amplasată în proximitatea unor resurse de apă locale, neexistând de asemenea nicio interacțiune cu pânza freatică din zona locației de implementare.

- Echipamentele din cadrul parcului fotovoltaic nu utilizează substanțe cu risc poluant care pot fi deversate în resursele de apă locale.

- Natura investiției preconizate nu este de natură de a afecta diversitatea biologică, de a genera eroziune costieră sau de a determina stres hidric, urmare a faptului că funcționarea parcului fotovoltaic de producție energie electrică se bazează exclusiv pe resursele solare.

Nu necesita evaluare de fond.

d) Economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora

Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al economiei circulare, inclusiv din perspectiva prevenirii generării de deșeuri și reciclarea acestora, având în vedere următoarele aspecte:

- Operaționalizarea propriu zisă a investiției nu presupune generarea de deșeuri de nicio natură, dat fiind faptul că nu se operează cu materii prime și nu au loc procese fizice de procesare cu potențial generator de deșeuri.

- Durata de viață a investiției este prognozată pentru o perioadă de minim 20 de ani, astfel că prevenirea deșeurilor nu reprezintă o provocare în condițiile în care activitatea productivă de energie electrică din surse solare nu presupune generarea de deșeuri direct corelate cu activitatea productivă.

- Panourile solare sunt compuse din sticlă, plastic și aluminiu, trei materiale cu un ridicat nivel de reciclare și care permit ca la finalizarea duratei de viață a panourilor, acestea să poată fi reciclate integral. Industriile reciclatoare de plastic, aluminiu și sticlă sunt suficient de dezvoltate din punct de vedere tehnologic cât să asigure reciclarea integrală a tuturor materialelor ce compun structura panourilor solare. Toate componentele parcului fotovoltaic pot fi reciclate, neexistând elemente nereciclabile.

- Panourile solare pot fi reutilizate fie prin reutilizare directă, fie prin reutilizare ulterior unor operațiuni de recondiționare; operațiunile de recondiționare nu au caracter poluator și permit reintroducerea în circuitul economic al panourilor.

- Din punct de vedere al economiei circulare implementarea prezentului proiect investițional permite implementarea și aplicarea principiului "reducere, reutilizare și reciclare"; funcționarea parcului fotovoltaic contribuie la reducerea cantităților de deșeuri urmare a faptului că aceasta nu generează deșeuri în etapa de exploatare; specificațiile tehnice ale componentelor parcului fotovoltaic favorizează implementarea principiului de reutilizare (urmare a posibilităților de recondiționare a panourilor și reintroducerea acestora în circuitul economic), respectiv de reciclare (dată fiind posibilitatea reciclării tuturor materialelor din care sunt manufacturate panourile solare).

Nu necesita evaluare de fond.

e) Prevenirea și controlul poluării aerului, apei sau solului

Investiția preconizată a fi implementată nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al prevenirii și controlului poluării aerului, apei sau solului, astfel:

- Activitatea propusă prin proiect nu contribuie la fabricarea, introducerea pe piața sau utilizarea de substanțe chimice enumerate în anexa I sau anexa II la Regulamentul (UE) 2019/1021 al Parlamentului European și al Consiliului.

- Parcul Fotovoltaic nu este caracterizat de emisia de noxe care pot ajunge în atmosferă, de utilizarea unor lichide cu potențial poluator asupra apei sau solului și nici nu vizează operarea cu niciun fel de substanțe cu impact de poluare asupra aerului, solului sau apei.

Nu necesita evaluare de fond.

f) Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor

Investiția preconizată a fi implementată **nu aduce prejudicii semnificative din punct de vedere al protecției și refacerea biodiversității și a ecosistemelor**, având în vedere următoarele aspecte:

- Din punct de vedere al impactului asupra biodiversității și a siturilor protejate, facem precizarea că locația de implementare nu este situată într-o zonă protejată, motiv pentru care activitatea productivă nu va avea nici un impact asupra biodiversității și a siturilor protejate. În respect față de principiul protecției biodiversității, locația de implementare a proiectului a fost aleasă astfel încât aceasta să nu afecteze ecosistemele locale;

- Activitatea propusă nu are potențial de poluare, astfel că afectarea ecosistemelor nu reprezintă o provocare din punct de vedere al operaționalizării investiției propuse;

- Amplasamentul investiției este situat într-o zonă cu specific industrial, neafându-se în proximitatea unor ecosisteme naturale sau a unor arii protejate.

Nu necesita evaluare de fond.

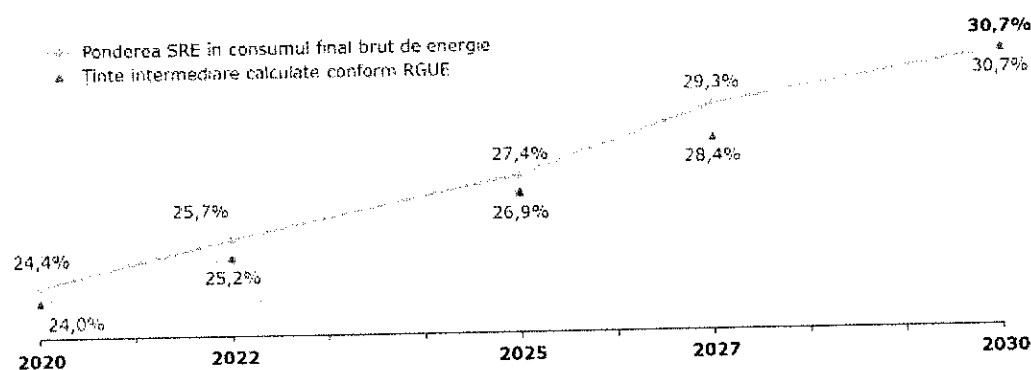
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

a) O scurtă trecere în revistă a producției și pieței de energie electrică din România releva:

În procesul de setare a obiectivelor în ceea ce privește energia din surse regenerabile, România a urmărit recomandările Comisiei Europene și prevederile pachetului “Energie Curată pentru Toți Europeii”.

Având în vedere că la nivelul anului 2017 ponderea globală a energiei regenerabile în consumul final brut de energie a depășit ținta de 24% asumată pentru

anul 2020 (24,5% în 2017, conform Eurostat), precum și evoluția așteptată a acestora, proiecțiile realizate pe baza ipotezelor utilizate la realizarea acestui Plan indică atingerea unei ponderi globale de 30,7% SRE la nivelul anului 2030 (fig de mai jos). Pentru calculul ponderii globale SRE în consumul final de energie a fost utilizată metodologia de calcul prevăzută în Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile.

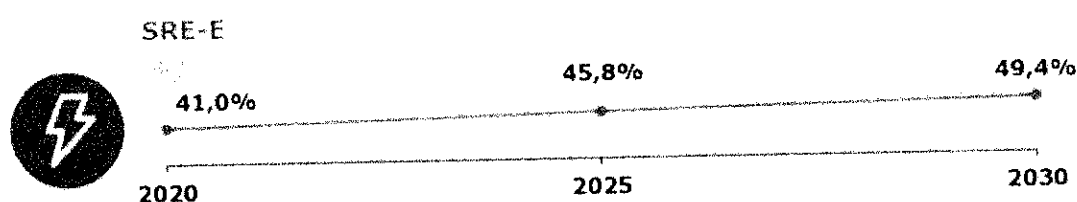


Sursă: Calcule Deloitte pe baza informațiilor transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC și a recomandărilor COM

Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 - 2030

România a ales să adopte o abordare relativ prudentă cu privire la nivelul de ambiție, ținând cont de particularitățile naționale care țin atât de stabilitatea și siguranța SEN și necesitatea capacităților de stocare, precum și de impactul asupra prețului la consumator a costurilor de investiții, dar și având în vedere că Regulamentul (UE) 2018/1999 stipulează faptul că în viitoarele revizuri ale PNIESC ajustarea cotelor se poate face numai în sensul creșterii.

Contribuția României la atingerea țăntelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrată în graficul de mai jos pe baza scenariului WAM, respectiv a ipotezelor și proiecțiilor de calcul utilizate.



Evoluția ponderii Surselor Regenerabile de Energie în perioada 2020 – 2030

Având în vedere ipotezele de calcul utilizate de echipa de proiect (bazate în principal pe baza informațiile transmise de Grupul de lucru interinstituțional PNIESC), traiectoriile estimate, defalcate per tehnologie de energie din SRE pe care România intenționează să le folosească pentru a îndeplini traiectoriile sectoriale și cea globală, se regăsesc în tabele de mai jos:

ktep	2020	2025	2030
Hidroenergie ¹⁴	1.415,9	1.457,9	1.460,3
Eolian ¹⁵	564,6	828,8	1004,9
Solar	170,4	424,6	632,6
Alte surse regenerabile	77,4	77,4	77,4
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile	2,228,4	2.788,7	3.175,2

ktep	2020	2025	2030
Consum final de energie	3.481,2	3.892,1	4.026,5
Căldură derivată	76,2	170,0	263,7
Pompe de căldură	-	55,0	119,6
Total consum final brut de energie electrică din surse regenerabile în sectorul Încălzire & Răcire	3.557,4	4.117,0	4.409,8

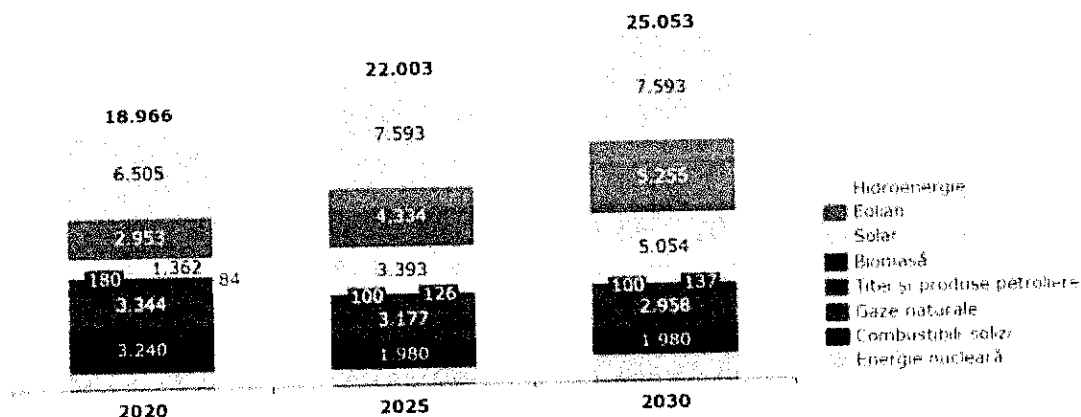
ktep	2020	2025	2030
Energie electrică din surse regenerabile în transportul rutier	2,2	10,5	55,7
Energie electrică din surse regenerabile în transportul feroviar	46,9	72,2	97,6
Energie electrică din surse regenerabile în alte tipuri de transport	1,3	5,3	16,2
Biocarburanți de generația I ¹⁶	505,7	490,5	474,3
Biocarburanți de generația a II-a ¹⁷	-	40,5	63,6
Total consum final brut de energie din surse regenerabile în sectorul transporturilor	635,4	728,4	989,9

Sinteza evoluției ponderii de energie, pe sursă primară, în România, în perioada 2021 – 2030 Srsa:
G. României, „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 – 2030”

b) Necesitatea dezvoltării capacităților de producție a energiei electrice utilizând surse regenerabile de energie

Evoluția capacităților instalate pentru perioada 2021 – 2030 indică o creștere față de totalul capacităților instalate în anul 2018, conform proiecțiilor de calcul aferente politicilor și măsurilor viitoare, având în vedere tendința de creștere a cererii de energie electrică. Proiecțiile la nivelul anului 2030 prevăd o creștere a capacităților

eoliene până la o putere de 5.255 MW și a celor fotovoltaice de până la aprox. 5.054 MW, așa cum este ilustrat în reprezentarea de mai jos



Țintele României privind creșterea ponderilor de energie regenerabilă conform „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 – 2030”

Pentru a putea îndeplini traiectoria cotei SRE globale propusă în „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 – 2030”, noile capacități nete de producție a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

a) **EOLIAN:**

- + 822 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 559 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 556 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 365 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

b) **FOTOVOLTAIC:**

- + 994 MW capacitate instalată suplimentar în 2022 față de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalată suplimentar în 2025 față de 2022;
- + 528 MW capacitate instalată suplimentar în 2027 față de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalată suplimentar în 2030 față de 2027.

De asemenea, la orizontul 2027 – 2030, suplimentar instalării de capacități adiționale eoliene și solare, va fi necesară păstrarea capacității existente în prezent, prin repowering. În acest sens, capacitățile rezultate în urma activității de repowering considerate la întocmirea prezentului Plan sunt de:

- Eolian - 3 GW capacitate instalată repowering;
- Solar - 1,35 GW capacitate instalată repowering.

În vederea stabilirii și alinierii obiectivelor naționale specifice acestei dimensiuni, s-a procedat la o inventariere a diverselor inițiative, decizii și dezvoltări curente care aduc în prim plan obiectivele specifice acestei dimensiuni și care constituie baza activităților și planurilor strategice de acțiune pentru perioada 2021 - 2030, cu perspectiva anului 2050.

România consideră siguranța aprovizionării cu energie din surse interne un obiectiv primordial pentru asigurarea securității energetice naționale. România își propune menținerea unui mix energetic diversificat la orizontul anului 2030, ținând cont deopotrivă de obiectivul de decarbonare al sistemului energetic, precum și de asigurarea flexibilității și adecvanței acestuia [„Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 – 2030”].

În vederea asigurării consumului de energie, capacitatea instalată va crește cu aproximativ 35% în 2030 față de 2020, datorită instalării noilor capacități de energie eoliană (de 2.302 MW până în 2030) și solară (de 3.692 MW până în 2030), fapt care va determina o creștere a producției interne de energie, asigurând astfel un grad de independență energetică mai ridicat. Impactul pozitiv se poate vedea în special în reducerea dependenței de importuri din țări terțe, de la un nivel de 20,8% în 2020, la 17,8% în 2030, reprezentând unul dintre cele mai scăzute niveluri de dependență a importurilor de energie din Uniunea Europeană.

Nivelul de interconectivitate a rețelelor electrice în 2030 spre care tinde statul membru, având în vedere obiectivul de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 de cel puțin 15%, cu o strategie cu nivelul începând din 2021, definită în strânsă cooperare cu statele membre afectate, ținând seama de obiectivul de 10 % de interconectare prevăzut pentru 2020 și de următorii indicatori ai gradului de urgență a măsurilor:

- Diferențele de preț pe piața angro ce depășesc un prag orientativ de 2 euro/MWh întrestatele membre, regiuni sau zone de ofertare;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din vârful de sarcină;
- Capacitate nominală de transport a interconexiunilor sub 30% din puterea instalată de producere a energiei din surse regenerabile.

Conform analizelor operatorului român de transport și sistem (CNTEE TRANSELECTRICA), România îndeplinește indicatorii privind vârful de sarcină (situându-se între 66% și 75% în privința raportului dintre capacități actuale de interconectare și vârful de sarcină, în funcție de scenariul de prognoză) și puterea instalată de producere a energiei dinsurse regenerabile (indicator cuprins între 30% și 44%, în funcție de scenariul SRE). România își propune să suplimenteze capacitățile de interconexiune la orizontul anului 2030, având în vedere analizele cost-beneficiu din punct de vedere socio-economic și de mediu, urmând a fi implementate proiectele în cazul cărora beneficiile potențiale sunt mai mari decât costurile. În același timp, prin cadrul legislativ primar și secundar, dar și prin finalizarea proiectelor legate de închiderea inelului național de 400 kV (linii interne), România va crea condițiile inclusiv pentru maximizarea capacităților de interconexiune oferite. Implementarea Proiectelor de Interes Comun (PCI-urilor) și realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a rețelei electrice de transport, incluse în Planul de Dezvoltare a RET

perioada 2018- 2027, vor ajuta considerabil pentru atingerea unui grad de interconectare a rețelelor electrice de cel puțin 15,4% la nivelul anului 2030. Mai mult, CNTEE Transelectrica a dezvoltat un plan de acțiuni în conformitate cu Articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică care stabilește capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalierca fiind minim 70% din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după considerarea contingențelor. Prin urmare, având în vedere proiectele incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018 – 2027 și estimările rezultate, România va atinge un grad de interconectare de cel puțin 15,4% din capacitatea totală instalată până în anul 2030.

Cea mai eficientă din punct de vedere financiar soluție de producere descentralizată a energiei electrice în momentul de față, la nivelul utilizatorilor finali din România, este tehnologia fotoelectrică, mai ales atunci când aceasta este corelată cu potențialul de aplatizare a graficului de sarcină la nivelul utilizatorului și când se ia în considerare contribuția acesteia la creșterea continuității în alimentare a acestuia.

Conform [A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO₂ echivalent în 2021”], cu toate că pandemia COVID-19 a încetinit temporar implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE, se estimează că anul 2023 va aduce o creștere de peste 8% a ponderii energiei din surse regenerabile în mix-ul energetic global, producția din SRE atingând o valoare de peste 8.300 TWh, fiind așadar cea mai rapidă creștere anuală începând cu anii 1970. Chiar dacă anul 2021 a fost marcat de situația excepțională generată de pandemia COVID-19, rata de creștere a proiectelor fotoelectrice a fost de 23%.

Se estimează că cererea de energie va crește cu 4,6% în anul 2023, depășind astfel valorile anterioare pandemiei COVID-19, cu toate că în anul 2020 a fost înregistrată cea mai mare scădere a cererii de energie de la al Doilea Război Mondial până în prezent, de peste 4%.

Vârful curbei zilnice de sarcină, deși are o durată în timp restrânsă, generează un impact major asupra eficienței energetice și operaționale a rețelelor electrice. Așa cum se demonstrează în [M. F. R. M. F. A. S. A. H. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin, „A review on peak load shavings strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*], abordarea convențională pentru minimizarea impactului acestui fenomen constă în creșterea capacității de producție a energiei electrice. Costul marginal pe termen lung (CMTL) ce măsoară costul furnizării unei unități suplimentare de energie, folosind capacități noi de generare și este format din două componente distincte: costul suplimentar de adăugare a noii capacități și costul suplimentar pentru combustibilul și cheltuielile variabile de întreținere și exploatare determinate de furnizarea energiei suplimentare este așadar unul ridicat.

Creșterea constantă a vârfurilor de sarcină la nivelul rețelelor electrice crește probabilitatea de apariție a unor daune datorate energiei nelivrate și crește costul marginal al alimentării cu energie. În acest context, echilibrarea capacității de producție-transport- distribuție a energiei electrice cu cererea de energie electrică, în timp real, a devenit o problemă majoră a companiilor din sectorul energetic.

Întrucât producerea la vârf a energiei electrice este necesară pentru o perioadă foarte scurtă din zi, adesea sunt utilizate centrale electrice existente, complet amortizate din punct de vedere financiar, având cheltuieli investiționale practic nule – modernizarea acestora generând un necesar de cheltuieli investiționale pentru dezvoltare neglijabil prin comparație cu cheltuieli investiționale inițiale. Se recomandă așadar utilizarea indicatorului Cheltuieli Totale Actualizate pentru analiza viabilității financiare a acestora.

Tranziția către neutralitate din punct de vedere al impactului asupra mediului conduce la creșterea cheltuieli investiționale aferente producerii vârfului de sarcină din centrale noi, eficiente din punct de vedere energetic și al impactului asupra mediului.

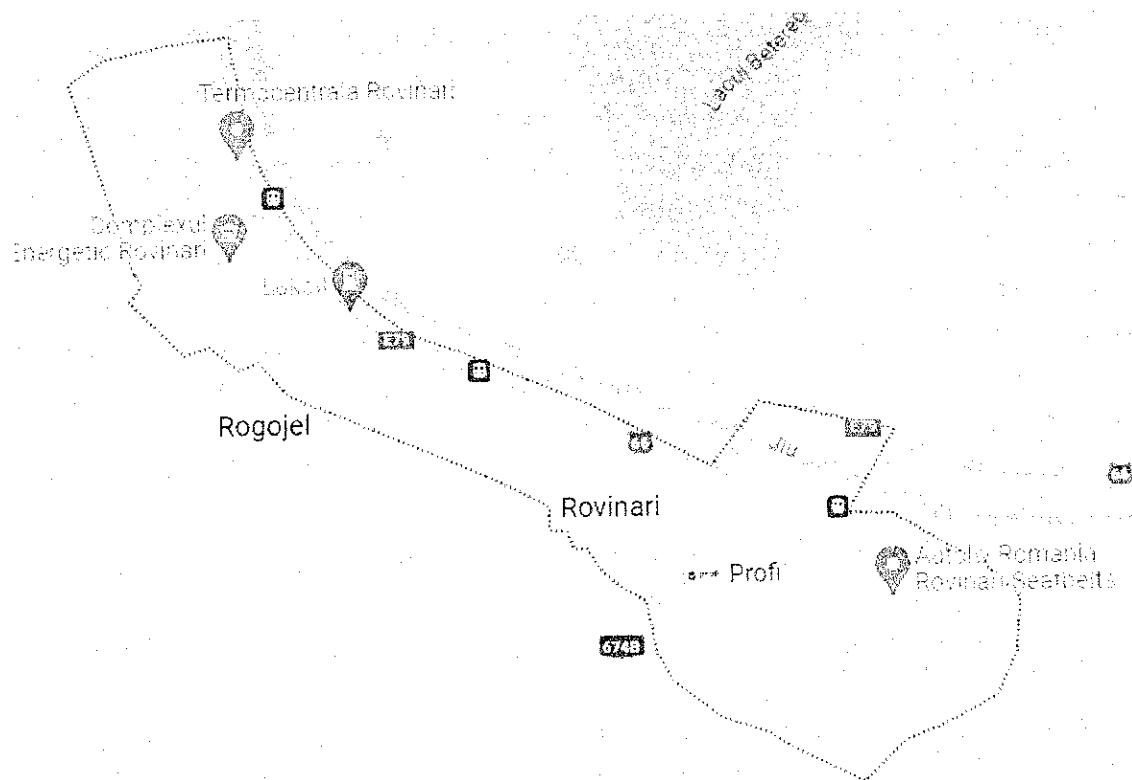
Aceste două abordări conduc la creșterea dramatică a prețului energiei electrice la vârf de sarcină, din punct de vedere al producerii acesteia, pentru a garanta recuperarea investiției și, respectiv, a cheltuielilor anuale, pe durata ciclului de viață a centralelor electrice de vârf, în contextul utilizării acestora pentru un număr limitat de ore pe an.

Implementarea proiectului va aduce o contribuție semnificativă la obiectivele României privind tranziția către sustenabilitate și către neutralitate climatică, conform aspectelor prezentate în capitolele anterioare.

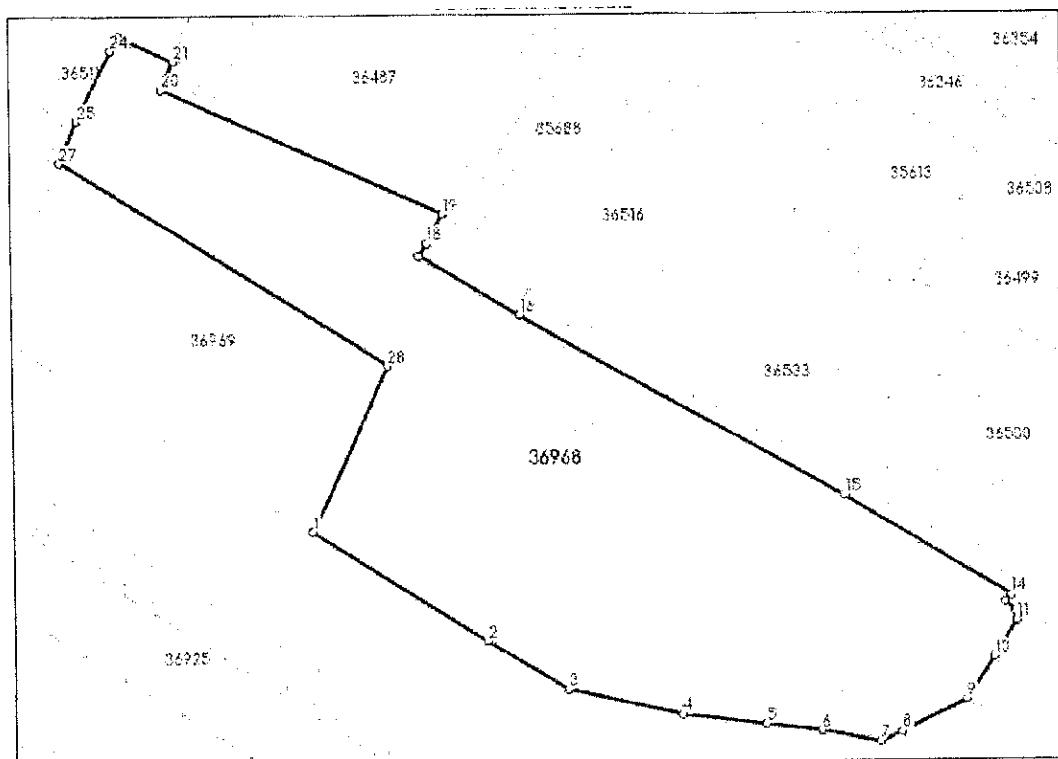
Descrierea conturului energetic pentru dezvoltarea proiectului

În prezent UAT Rovinari și-a estimat cu mare atenție consumul de electricitate al tuturor consumatorilor proprii și instituțiilor publice subordonate sau. Administrația locală a realizat un audit asupra principalilor consumatori.

Implementarea proiectului se va realiza pe o parcelă de teren, identificată cu numărul cadastral 36968, având o suprafață totală de 16.858 m², aparținând Primăriei Rovinari.



Conform Extrasului de Carte Funciară nr.36968/19.07.2023, terenul este grevat de sarcini.



În momentul de față, la nivelul UAT Rovinari principalii consumatori de energie electrică (aparținând administrației publice locale) sunt:

Nr crt	Locație/Obiectiv
1	Casa de cultură Rovinari
2	Scoala 4 ani VIRT
3	Pompe de apă VIRT
4	Sediu Primărie Rovinari
5	Cantina Ajutor Rovinari
6	BL A1
7	Politia Comunitara
8	Cantina BI IE2, Sc 2
9	Bloc locuinte C1
10	BI B2
11	Rovinari cartier VART
12	Stadion alea școlii
13	Pompe fantani Minerilor
14	Pompe apă VIRT
15	Sala de sport Minerilor
16	IP BI 1 G3
17	Bariera parcare
18	IP BI G8
19	IP BI P7
20	IP BI R2
21	Clubul vârstnicilor
22	PT 7
23	St ep ape uzate
24	Targ săptămânal
25	IP parcare
26	IP Virt

27	IP poiana
28	IP Vitr col
29	IP Virt 2
30	IP Virt 3
31	IP Rovinari PCZ5
32	IP Rovinari PCZ6
33	IP Rovinari PCZ7
34	IP Rovinari PCZ17
35	IP Rovinari PCZ14
36	IP Rovinari PCZ11
37	IP Rovinari PCZ18
38	IP Rovinari PCZ22
39	IP Rovinari PCZ18
40	IP Pacii
41	IP piata Rovinari
42	IP politie

Scopul proiectului este acela ca UAT Rovinari să dobândească calitatea de producător de energie, coroborat cu asigurarea unei ponderi semnificative din consumul propriu de energie electrică.

La momentul întocmirii prezentei lucrări, UAT Rovinari înregistrează un consum mediu anual de energie electrică de 680,536 MWh/an.

Acesta are o amprentă de mediu asociată de 416,42 tone CO₂ echivalent/an, considerând, factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6119 tone CO₂/MWh. Astfel, se dorește producția de energie electrică prin forțe proprii, într-un mod ecologic.

Pe de o parte, reducerea dependentei de importurile de resurse de energie primară (în principal, combustibili fosili) și îmbunătățirea siguranței în aprovizionare; protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice, diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor și infrastructurii pentru producerea de energie termică și modernizarea capacităților de producere a energiei din surse neconvenționale, precum și independența față de rețeaua publică de termoficare

Pe de alta parte, reducerea cheltuielilor bugetului Primariei Rovinari, afectate de consumul de electricitate si imbunatatirea echilibrului bugetar, intrucat, in prezent, sistemul actual implica o slaba independenta financiara.

Previziune simpla, in contextul anticiparii unor cresteri ale tarifelor la combustibili clasici, pe de o parte, a caracterului lor administrat, dar si al eforturilor de aliniere la preturile international, iar pe de alta parte, tendintele generale de crestere a preturilor la energie pe plan mondial – conduce la concluzia unei sporiri considerabile a acestor cheltuieli publice in viitorul apropiat, dar si o dinamica aproape imposibil de estimat pentru un orizont de 15-30 de ani.

In acelasi timp, valoarea mare a cheltuielilor publice destinate acoperirii consumului public de electricitate face prohibitiva extinderea in viitor, problema care este exacerbată si de dimensiunile reduse ale veniturilor bugetului in conditiile in care acestea au surse limitate de crestere.

Concluzia care rezulta, pentru a continua functionarea in limitele consumului actual de energie electrica, dar si de multiplicare a acestuia in viitor, este cresterea independentei energetice a obiectivelor aflate in subordinea Primariei Rovinari, prin producerea de energie termica, utilizandu-se energiile regenerabile.

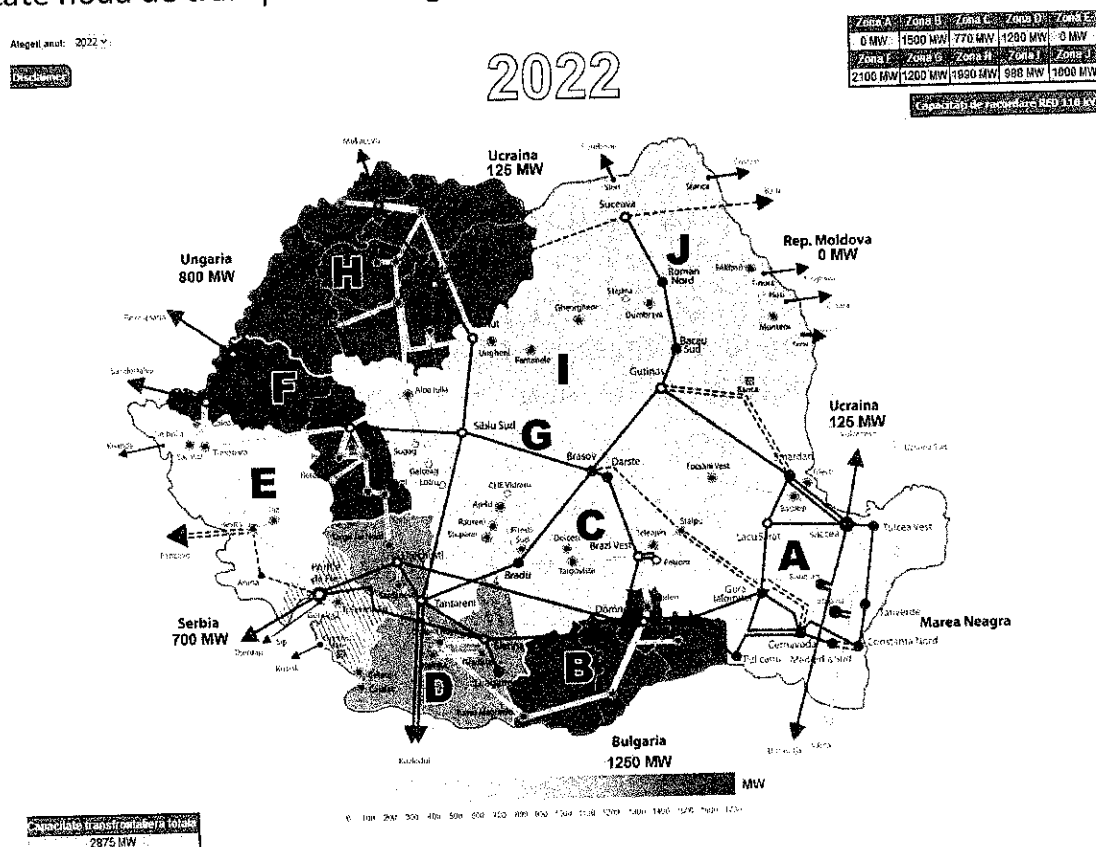
2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii

Importanta stratega a utilizarii resurselor de energie regenerabila, in special solara, este asumata la nivelul intregului judet de principalii factori decizionali. Relevant din aceasta perspectiva este Planul Local de Actiuni de Mediu. Acest document reprezinta opinia comunitatii locale, in ansamblu, in privinta problemelor prioritare de mediu, precum si actiunile identificate ca necesare si fezabile pentru solutionarea lor.

Prin construirea unei centrale solare, se va realiza inca un pas in indeplinirea angajamentelor international ale Romaniei de incadrare in normele propuse de generare a energiei electrice verzi, necesara promovarii in continuare a energiei regenerabile, tinand seama de faptul ca exploatarea acesteia contribuie la incetinirea schimbarilor climatice prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera, reducerea dependentei de importurile de resurse de energie primara, diversificarea surselor de productie a energiei, tehnologiilor si infrastructurii pentru productia de energie electrica, la dezvoltarea durabila, la siguranta in aprovizionare si la dezvoltarea unei industrii bazate pe cunoastere si inovare, care sa creeze locuri de munca, sa contribuie la cresterea economica, competitivitate si dezvoltare regionala si rurala.

1. Cererea si oferta de energie la nivel national

Din punct de vedere al analizei congestionării rețelei electrice de transport, CNTEE TRANSELECTRICA pune la dispoziție utilizatorilor și investitorilor harta încărcării rețelei, pentru a facilita identificarea zonelor geografice în care există încă o disponibilitate suficientă de capacitate de transport, așa cum se prezintă mai jos, Parc Fotovoltaic de 523,92 kWp este situată în zona D, o zonă care suportă o capacitate nouă de transport a energiei de 1.200 MW.



Harta încărcărilor rețelei electrice de transport din România, Ianuarie 2022

În 2019, ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie și-a atins obiectivul pentru 2020 de 24%, din care 41,7% pentru energie electrică (ținta de 43%), 25,7% pentru încălzire (ținta de 22%) și 7,8% în transporturi (ținta de 43%). Emisiile de GES s-au redus cu mai mult de jumătate din 1990, scăzând cu 6%/an între 1990 și 2000 și scăzând cu 1,1%/an între 2000 și 2019. În 2019, emisiile de GES au fost cu 24% sub nivelul din 2005, sub 114% CO₂ (MtCO₂). nivelul lor din 1990).

Potrivit PNIEESC, România își propune să crească ponderea surselor regenerabile în consumul final de energie la 30,7% în 2030, inclusiv 49,4% în consumul de energie electrică, 33% în încălzire și răcire și 14,2% în transporturi.

Sectorul energetic al României va suferi schimbări semnificative în următorul deceniu, cu mai mult de jumătate din capacitatea sa de cărbune retrasă (>2,5 GW de

centrale vechi) până în 2030. Acest lucru creează spațiu pentru 7 GW de capacitate de surse regenerabile.

Conform prognozelor pentru perioada 2022 – 2025, este așteptat ca instalarea capacităților de producție energie din surse regenerabile să înregistreze o creștere medie anuală cu 16%, ceea ce va aduce noi recorduri anuale privind capacitățile de producție instalate. Pentru anul 2023 este prognozată o creștere cu 16%, ceea ce înseamnă că se vor instala capacități de producție reprezentând 30 GW, în timp ce în anul 2024 se va menține trendul de creștere cu 16%, acesta urmând a se stabiliza în jurul valorii de 11% în anul 2025.

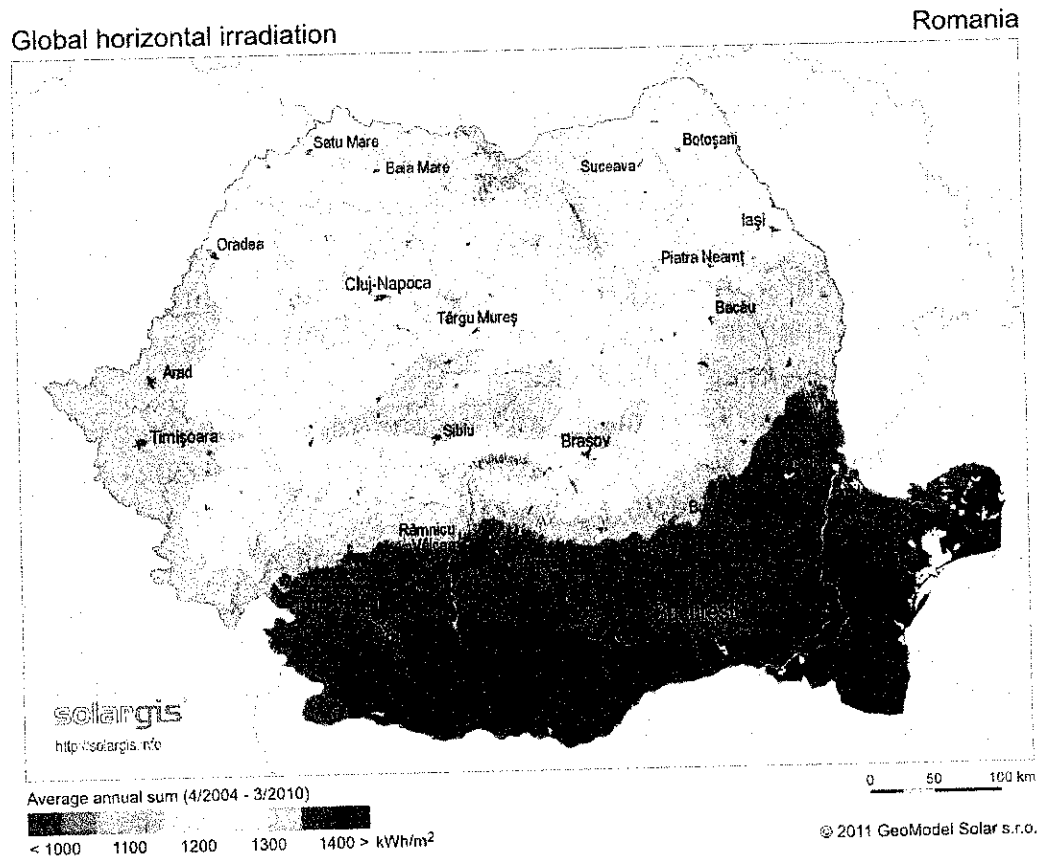
La nivel național, România se află la coada clasamentului privind facilitățile de producție energie din surse solare instalate. Astfe, în anul 2021 în România existau facilități de producție de energie solară reprezentând doar 1.398 MW, însă cel mai îngrijorător aspect este legat de faptul că în perioada 2013 – 2021 în România au fost instalate capacități de producție energie solară de doar 105 MW, înregistrându-se în perioada 2013 – 2021 o creștere de doar 8,12% pe întreg orizontul de operare în condițiile în care media Uniunii Europene este de 11% pe același interval de analiză (conf <https://www.irena.org/solar>).

2. Cererea si necesarul de energie electrica la nivelul conturului energetic al Beneficiarului

Pentru a putea determina necesarul de energie electrică al Beneficiarului și pentru a evalua tehnic, energetic și financiar proiectul propus către implementare, a fost realizată o analiză anuală, lunară a necesarului de energie electrică, pentru anul 2022.

3. Potentialul solar al Romaniei

Din punct de vedere al potențialului solar, România se află situată într-o zonă bună, înregistrând un număr de 210 zile însorite pe an și o radianță de 1.000 – 1.250 kWh/m²/an cu o valoare tehnic fezabilă de 600 – 800 kWh/m²/an. Cele mai importante regiuni solare din România sunt amplasate în Sudul Dobrogei și în Oltenia, cu o valoare medie a radianței de 1.600 kWh/m²/an.



Harta României privind Potențialul Solar

În prezent există numeroase posibilități de finanțare nerambursabilă sau în condiții speciale pentru proiecte de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

În prezentul Studiu de Fezabilitate se va analiza realizarea investiției prin atragerea de fonduri nerambursabile.

4. Potentialul zonei analizate (zona de amplasare a parcului)

Altitudine: 150 m

Date de referinta 1996-2015 si 2000-2019

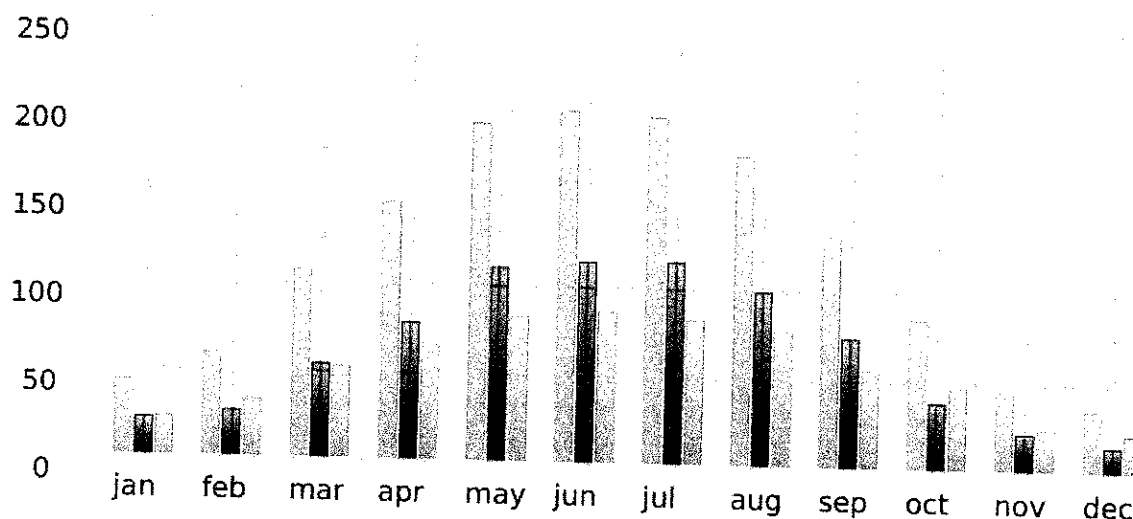
Iradieria

Global irradiation: 1.293,0 kWh/m².year

Direct irradiation: 654,0 kWh/m².year

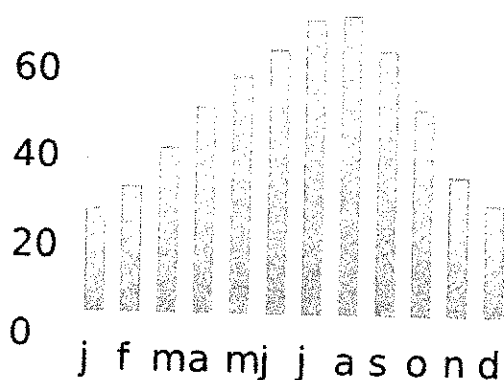
Diffuse irradiation: 639,0 kWh/m².year

Monthly irradiation (kWh/m2.year):

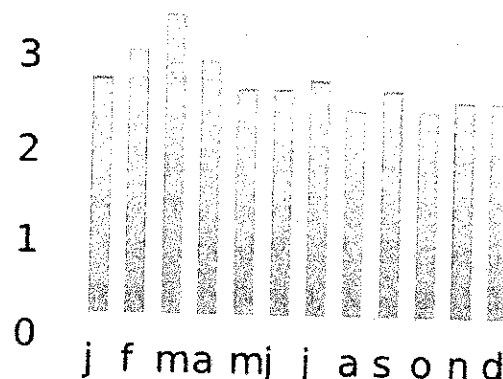


Iradierea lunara (KWh/m2/an)

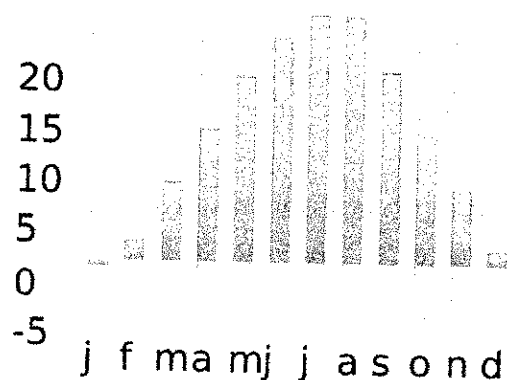
Sunshine fraction (%):



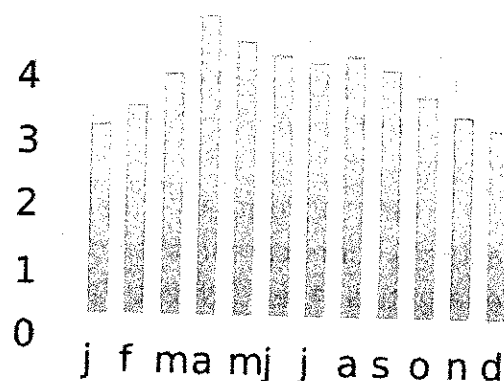
Wind speed (m/s):

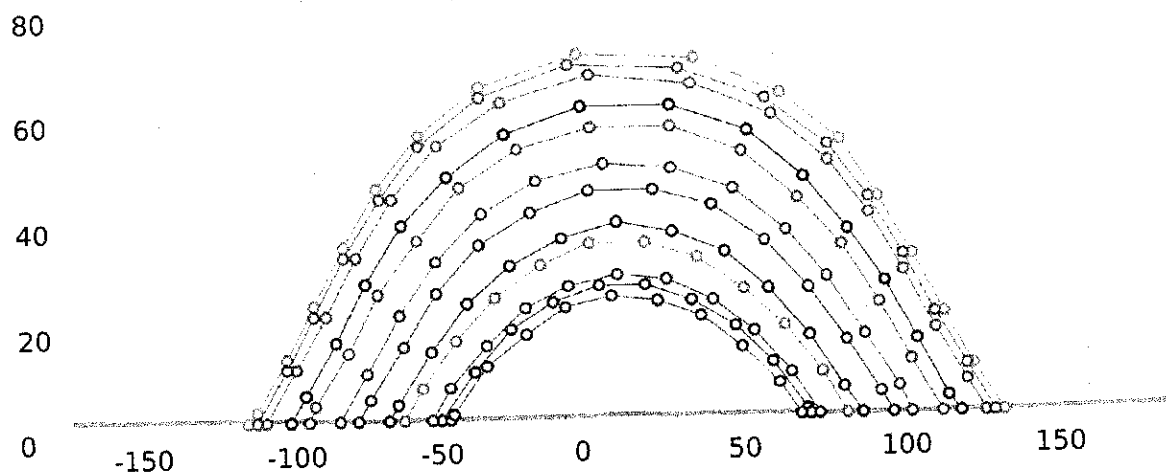


Air temperature (°C):



Linke turbidity factor :





Iradierea

Horizontal without shading:

Global: 1.290,7 kWh/m².year

Direct: 652,2 kWh/m².year

Diffuse: 638,5 kWh/m².year

Horizontal with shading:

Global: 1.277,2 kWh/m².year

Direct: 652,2 kWh/m².year

Diffuse: 625,0 kWh/m².year

2.5. **Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice**

Prin realizarea si implementarea acestui proiect, se doreste utilizarea potentialului solar care este una din noile cerinte/tendinte implementate si utilizate intr-o gama larga. Avandu-se in vedere ca este o zona cu un potential solar bun si beneficiind de aceasta sursa nelimitata, va rezulta scaderea utilizarii combustibililor fosili, independenta energetica si nu in ultimul rand eliminarea poluarii mediului inconjurator.

Prin realizarea si implementarea acestui proiect dorim sa optimizam conditiile actuale, prin carearea unei centrale fotovoltaice, care sa asigure independenta energetica. Acest proiect il va pune la adapost pe beneficiar de fluctuatiile preturilor pe piata energiei si va aduce bugetului local economii considerabile.

In contextul economic actual si luand in calcul conditiile de mediu, intentia de a crea o unitate proprie de productie a energiei electrice, utilizand energia solara, reprezinta un act de responsabilitate atat fata de comunitate, cat si fata de mediul inconjurator.

Principalul obiectiv este creșterea nivelului de independență energetică a UAT Rovinari prin obținerea de energie din surse regenerabile (energie solară, astfel cum sunt definite în Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare), pentru consumul propriu al acestora.

Acest rezultat va contribui și la:

- creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice și termice din surse regenerabile mai puțin exploatate.
- reducerea emisiilor de carbon în atmosferă prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an (cărbune, gaz natural).

Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unei parc fotovoltaic având o putere instalată de 523,92 kWp, se urmărește creșterea gradului de energie electrică produsă din surse regenerabile la nivelul României și, așadar, contribuția la atingerea ȋntelilor privind lupta împotriva schimbărilor climatice, prin minimizarea emisiilor specifice de CO₂ echivalent agregate la nivel național.

În acest sens, se definește setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice ” CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC PENTRU CONSUM PROPRIU ORAS ROVINARI”, astfel:

Obiectivul general:

Creșterea capacității de producție de energie din surse regenerabile prin construirea unui parc fotovoltaic de către UAT Rovinari vederea asigurării unei ponderi cât mai mari din necesarul de energie electrică al acestuia.

Obiective specifice:

- Crearea unui parc fotovoltaic cu putere instalată de **523,92 kWp**.
- Creșterea ponderii energiei din surse regenerabile în mixul total de energie, prin investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, corelat cu eliminarea cărbunelui din mixul energetic până în 2032 – RST 2019, 2020;
- Creșterea competitivității, eficienței energetice și utilizării surselor regenerabile la nivel național;
- Creșterea securității energetice prin diversificarea surselor de producție și reducerea dependenței de importuri.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,52392	MW
Capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ)	0,45	MW
Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	401,47	Echivalent tone de CO2/an
Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	656,10	MWh/an
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 de ani)	13.122,00	MWh
Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*)	100	%
Factorul de capacitate al centralei	14,30	%

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 523,92 kWp;

3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA SI PREZENTAREA A MINIMUM DOUA SCENARII TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTITII

a) Scenariile tehnico-economice prin care obiectivele proiectului de investitii pot fi atinse, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii

În vederea elaborării prezentului Studiu de Fezabilitate, au fost analizate două variante tehnice relevante, ținând cont de principalele restricții privind performanța minimă a soluțiilor tehnice:

Pentru panourile fotovoltaice:

- Randamentul minim trebuie să fie de minimum 20% pentru panourile monocristaline din siliciu;
- Condițiile standard de testare (STC) trebuie să fie caracterizate de:
 - valoare standard a radiației solare de 1.000 W/m²;
 - Masa aerului (AM) de 1,5;
 - Temperatura celulei PV de 25 °C.

Pentru invertoarele utilizate:

- Acestea trebuie să fie conforme cu prevederile Ordinilor Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) aflate în vigoare: Ord. nr. 228/2017 și Ord. nr. 132/2020;
- Randamentul minim (european) trebuie să fie de 97%.

Parcul va fi prevazut cu impamantare si paratragnet.

Parcul va fi imprejmuit cu o plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta.

Parcul va fi dotat cu o instalatie de iluminat perimetrala formata din stalpi metalici de 6 m inaltime dotati cu corpuri de iluminat cu tehnologie LED, retea subterana.

Parcul va fi monitorizat cu un sistem de supraveghere video.

Parcul va avea fi dotat cu un container unde se pot depozita diverse unelte sau va putea sta un paznic.

Parcul va avea un punct de transformate.

Parcul va fi legat la rețeaua națională.

Ținând seama de aspectele prezentate anterior, soluțiile tehnice propuse

pentru analiză sunt caracterizate de performanțe net superioare. Acestea vor fi prezentate, sub formă sintetizată, mai jos.

Vor fi, aşadar, comparate două variante distincte de dezvoltare a obiectivului de investiții:

- **Scenariul 2** - Parcul Fotovoltaic de 523,92 kWp va fi instalat având orientarea SUD, folosind module PV de 590 Wp și 5 invertore (un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2);

Panouri PV

- Cantitate 888 buc
- Putere nominala 590 Wp
- Randament minim 20,8%
- Iradiatia (STC) 1.000 W/m²
- Masa aerului (STC) 1,5
- Temperatura celulei (STC) 25°C

Invertore

- Cantitate 5 buc
- Putere un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2
- Randament European minim 98,4%

Structura montaj orientare SUD, unghi de azimut 2°, din aluminiu prefabricate

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia in primul an de functionare	MWh/an	992,791
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92
2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertore	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere totala Invertore (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4

		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da
2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mmp in LEA MT (m)	350
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangolari + poarta	m	460
2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11
		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4
		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

- **Scenariul 1** - Parcul Fotovoltaic de 523,92 kWp va fi instalat având orientarea SUD, folosind module PV de 590 Wp și 5 invertoare (un inverter de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 kTL M2)

Panouri PV

- Cantitate 888 buc
- Putere nominala 590 Wp
- Randament minim 21,1%
- Iradiatia (STC) 1.000 W/m²
- Masa aerului (STC) 1,5
- Temperatura celulei (STC) 25°C

Invertoare

- Cantitate 5 buc
- Putere un inverter de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 LTL M2
- Randament European minim 98,4%

Structura montaj orientare SUD, unghi de azimut 2°, din aluminiu prefabricate.

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia in primul an de functionare	MWh/an	679,882
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92

2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertoare	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere tolala Invertoare (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4
		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da
2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mmp in LEA MT (m)	150
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta	m	460
2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11
		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4
		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

3.1. Particularitati ale amplasamentului

Cele doua scenarii analizate nu se diferentiaza din punctul de vedere al amplasamentului. Datele prezentate in continuare se refera la ambele scenarii analizate.

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafata terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică)

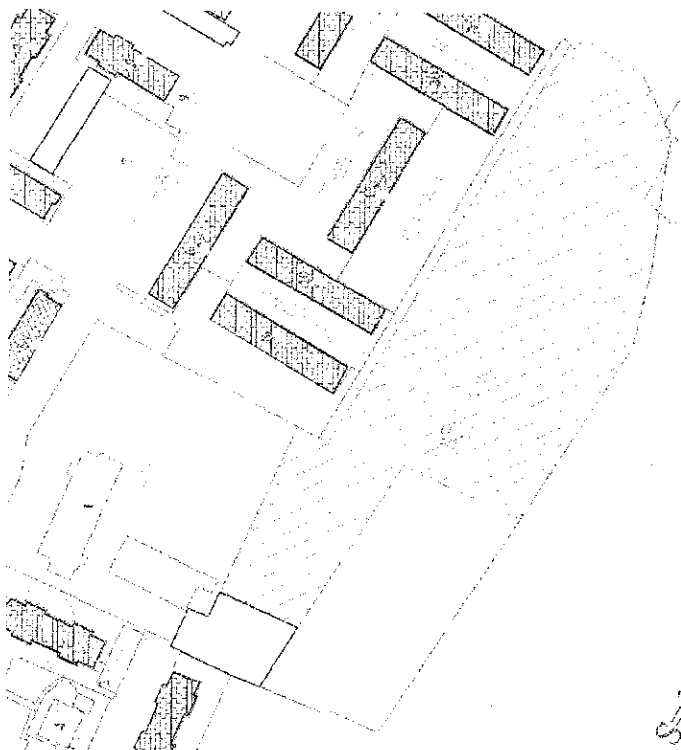
Implementarea proiectului se va realiza la nivelul unui teren încadrat în

Intravilanul Orasul Rovinari identificat prin numărul cadastral nr. 36968, în suprafață totală de 16.858 m2, aflat în proprietatea Orasul Rovinari, având domeniu privat.

Terenul este grevat de sarcini, nu se află situat în zona protejată, nu este trecut pe lista monumentelor istorice și nu sunt interdicții temporare de construire.

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

Terenul se învecinează:



Accesul principal se face din strada Sporturilor sau strada Castanilor;

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

Pentru maximizarea producției de energie electrică, Parcul Fotovoltaic de 523,92 kWp va fi dezvoltat prin instalarea modulelor PV pe direcția SUD, unghi de azimut 2°.

Celelalte echipamente vor fi amplasate în interiorul conturului, în funcție de

restricțiile tehnice existente (de exemplu: distanța dintre string-uri și invertoare, distanța dintre invertoare și Posturile de Transformare ș.a.). O vedere detaliată se va putea consulta în Planul de Amplasament Propus, anexat prezentei lucrări

d) surse de poluare existente în zonă

Amplasamentul analizat, se încadrează, conform Anexei 10 din [<https://www.ipieca.org/>], în zona de poluare I – slab poluată.

e) date climatice și particularități de relief (Următoarele date au fost preluate din literatura de specialitate.)

Din punct de vedere geomorfologic amplasamentul cercetat este situat în zona de terasă a Dunării, respectiv pe terasa piriului Mircea, terenul este plan.

Din punct de vedere geologic depozitele cercetate aparțin Cuaternarului, Pleistocen mediu, superior și Holocen, fiind constituite dintr-o alternanță de depozite pelitice (argiloase), impermeabile cu depozite detritice (nisipuri și pietrisuri).

Nivelul hidrostatic este situat la o adâncime de circa 18.00 m având fluctuații sezoniere de +/- 1.00 m în funcție de cantitatea de precipitații.

Adâncimea de îngheț – dezgheț pentru această zonă este cuprinsă între 0.80 – 0.90 [m].

Date climatice: clima aparține tipului temperat continental, valorile de temperatură oscilează între 10.6 și 11.1 grade C.

Pe parcursul verii temperatura medie este de 22 – 23 grade celsius, iarna temperatura medie fiind de – 2: - 3 grade celsius.

Precipitațiile atmosferice sunt mai abundente primăvara și toamna, 60 -80 l:mp, grosimea medie a stratului de zăpadă fiind de 15 – 20 cm.

Viteza vântului mediata pe un minut, la 10 [m] deasupra terenului pentru un I.M.R. egal cu 50 de ani (I.M.R. reprezentând Intervalul Mediu de Recurență) este $v = 31$ [m/s]. Presiunea de referință a vântului mediata pe durata a 10 [min], măsurată la înălțimea de 10 [m] deasupra pamantului este de 0.5 [kPa], corespunzând unui I.M.R. egal cu 50 de ani, conform Codului de proiectare indicativ NP 082 – 0.

Sarcina dată de zăpadă este de 2.5 [kN/mp] conform Codului de proiectare CR1-1-3-2013.

f) existența unor:

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate

Conform datelor din planurile de amplasament nu se pot identifica rețele edilitare care ar necesita relocare / protejare.

- **posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție**

În Cărțile Funciare aferente amplasamentelor nu se specifică nicio interferență cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice sau zone protejate.

- **terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională**

Nu este cazul.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

Conform Codului de proiectare seismică partea a – I –a, P 100/ 1-2019, amplasamentul se găsește într-o zonă de hazard seismic de valoare constantă la care corespunde o accelerație maximă a terenului în amplasament, $a_g = 0.20g$ și o valoare a perioadei de colt, T_c , a spectrului de răspuns elastic, egală cu 1,00 [s].

Conform INDICATIV NP 074 – 2022 terenul pe care se realizează investiția se încadrează la **risc geotehnic moderat – 13 puncte, Categoria Geotehnică 2.**

- | | | |
|-----------------------------------|--|-----------------|
| ○ teren dificil | – praf argilos ușor macroporic de culoare cafeniu-gălbui | |
| | – PSU grupa A – l _{mg} mai mic de 5 cm | 6 puncte |
| ○ apa subterană | – fără epuizmente | 1 punct |
| ○ categoria de importanță | – normală | 3 puncte |
| ○ vecinatati | – fără riscuri | 1 puncte |
| ○ $a_g = 0.20g$ | | 2 puncte |

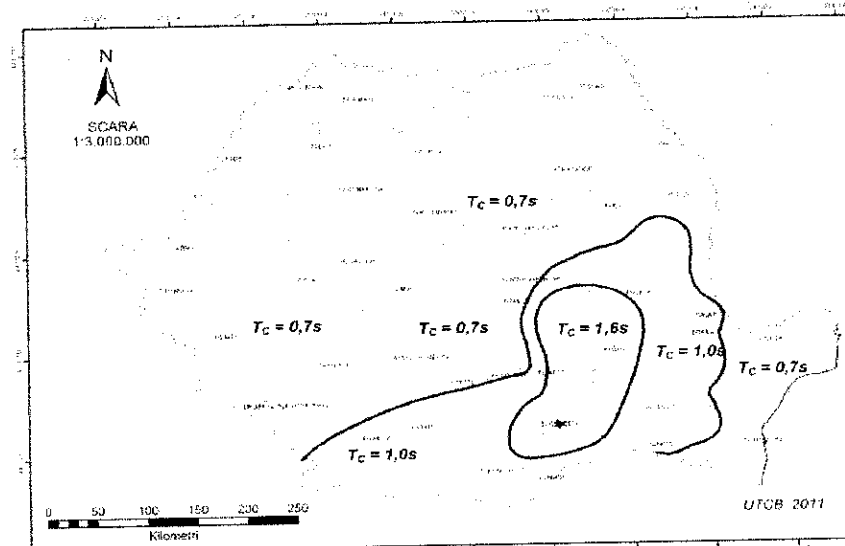


Figura 3.2 Zonarea teritoriului României în termeni de perioadă de control (colți). T_c a spectrului de răspuns

- (i) studiu geotehnic pentru soluția de consolidare a infrastructurii conform reglementărilor tehnice în vigoare;

Se va realiza un parc de panouri fotovoltaice pe o suprafață de circa 1.00 hectar.

Având în vedere rezultatele investigațiilor din teren și al cercetărilor de laborator, care au identificat un teren *mediu de fundare* – praf argilos ușor macroporic cafeniu - galbui, recomandăm fundarea pe fundații izolate armate, la adâncimea de minim 1.00 [m] față de CTN actual sau față de CTS, cu încastrare de minim 1.00 [m] în teren natural luându-se în considerare o presiune convențională de calcul pe talpa de **170 [kPa]** pentru gruparea fundamentală de sarcini.

În situația în care se vor “planta” stâlpi electrici, cota de fundare va fi de minim 1.50 m față de CTN sau CTS cu încastrare de minim 1.50 m în teren natural.

La realizarea drumurilor de acces, se va decapa sopul înierbat, circa 25-30 cm, terenul astfel rezultat va fi compactat, Proctor normal de minim 98%, după care se va asterne stratul de balast și/sau piatră spartă – Proctor modificat de minim 98%.

Recomandăm (recomandarea studiului geotehnic), de asemenea, următoarele:

- Este indicat ca betoanele să se toarne aderent la pereții săpăturii; dacă acest lucru nu este posibil din motive tehnice, umpluturile de pe lângă fundații se vor realiza imediat după turnarea betoanelor, din argila curată rezultată din săpătură, în straturi de 0.15-0.20 [m] grosime fiecare, compactate cu maiul mecanic la γ în stare uscată de 1.58 – 1.62 [kN/mc];
- Săpăturile cu adâncimea mai mare de 1.50 m se vor realiza cu sprijiniri de maluri;

- Fundul sapaturii va fi compactat cu maiul mecanic de mana
 - Fundatiile se vor rigidiza prin centuri armate;
 - Sistematizarea verticala va asigura evacuarea rapida a apelor din precipitatii de pe amplasament;
 - Pe perioada executiei sapaturilor de fundare se vor lua masuri de evacuare rapida a apelor din precipitatii : pompe de epuismment, drenuri, etc ;
 - Nu se vor realiza fantani sau tasnitori la o distanta mai mica de 5.00 [m] fata de constructie;
 - Nu se vor planta arbori la o distanta mai mica de 5.00 [m] fata de constructie;
 - Este obligatorie verificarea naturii terenului de fundare de catre specialistul geotehnician inaintea turnarii betoanelor in fundatii;
 - Verificarea calitatii umpluturilor de pe langa fundatii si din sistematizarea verticala revine laboratorului de santier al constructorului si se vor efectua conform prevederilor Normativului C 56/85 privind calitatea lucrarilor de constructii si instalatii aferente;
- (i) studii de specialitate necesare, precum studii topografice, geologice, de stabilitate ale terenului, hidrologice, hidrogeotehnice, după caz;

Date fiind caracteristicile lucrarilor realizate in cadrul proiectului, lucrari de interventie de-a lungul cailor de circulatie rutiere si pietonale ale orasului, nu a fost necesara realizarea unor analize hidrologice sau studii topografice.

h) Existenta unor elemente fizice ce pot impiedica realizarea investitiei

In principial posibilitatea de a exista interferente cu retele edilitare existente sau monumente istorice / de arhitectura sau situri arheologice este minima.

Pentru evitarea acestor interferente, beneficiarul va solicita avize de principiu privind realizarea investitiei tuturor detinatorilor de utilitati, mediu, precum si alte avize necesare.

3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional-arhitectural si tehnologic

3.2.1. SCENARIUL 1 Parcul fotovoltaic 523,92 kWp, module PV 590 Wp

Solutia presupune:

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 888 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip monocristaline), cu o dimensiune medie de 2465 x 1134 x 35mm și o greutate de medie de 31,1 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de 590 Wp, cu un randament nominal de minimum 21,1% (peste valoarea limită de 20% impusă) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertore trifazate de tip string inverter 5 invertore (un inverter de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2), conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98% STC.

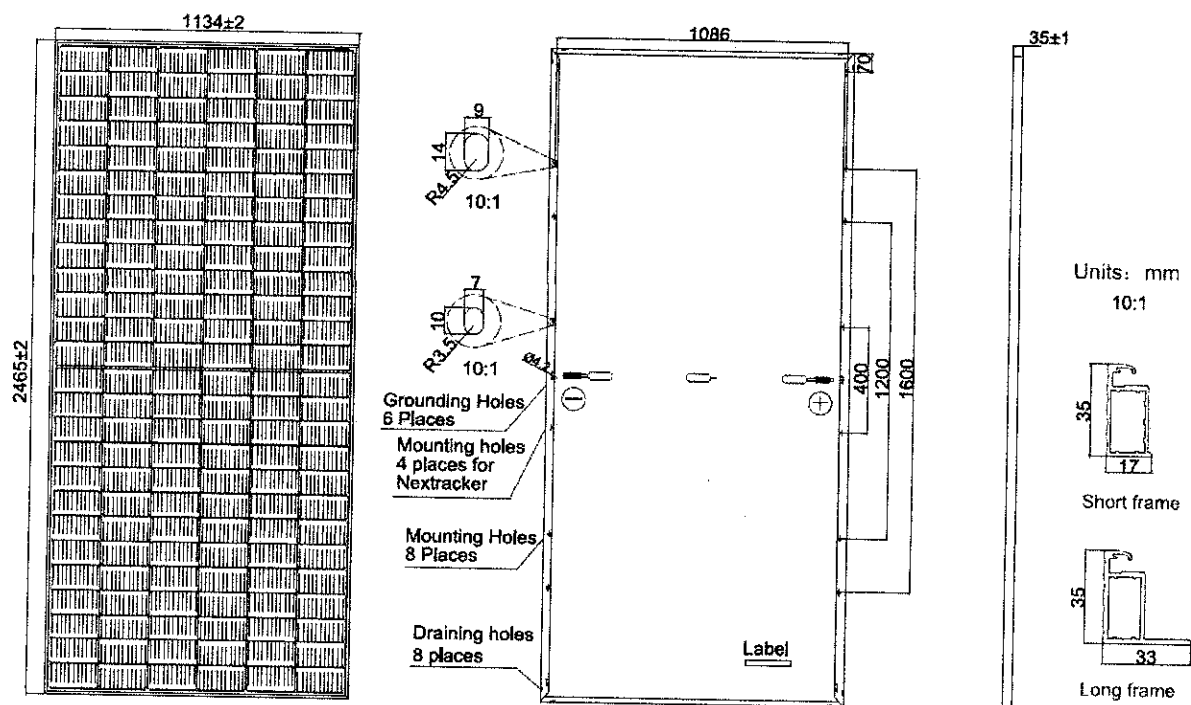
În acest sens, pentru analiza tehnico-economică au fost obținute două oferte bugetare ce se bazează pe următoarele considerente:

Module PV: 888 module de 590 Wp, (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetic-financiară este anexată în Anexa) – a se vedea în imaginea de mai jos;

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în tabelul de mai jos.

Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 590 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	156 celule monocristaline	-
Dimensiuni	2465 x 1134 x 35	mm
Greutate	31,1	kg
Putere nominală (P_{max})	590	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	44,8	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	13,7	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	53,3	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	13,93	A
Eficiență modul	21,1	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.000	V
Rezistența la foc	UL Type 1	
Capacitate de rupere siguranță serie	25	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+ 5	Wp



Modul PV590 Wp

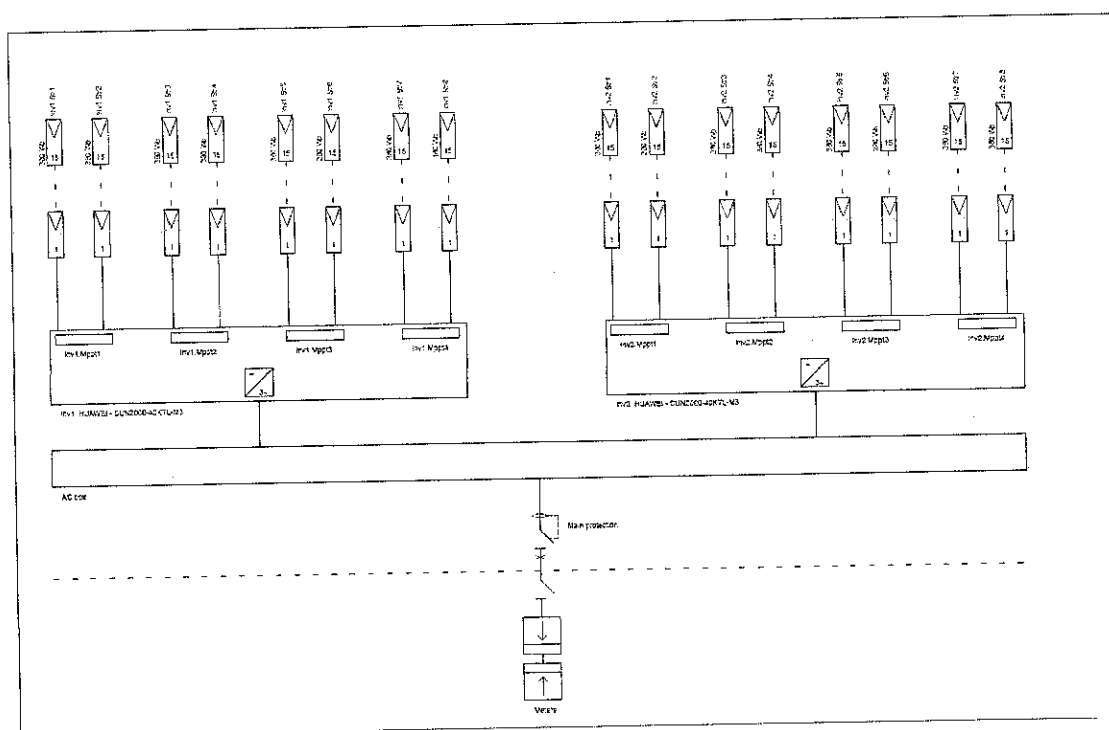
Invertoare solare: 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 LTL M2) (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în Anexa) – a se vedea mai jos;

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 50 KTL

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	50	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	104	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	640 x 270 x 530	mm
Greutate	43	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 KTL

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	VA
Tensiunea nominală la ieșire	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1,035 x 700 x 365	mm
Greutate	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3,5	W



Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ 0,081 MWh/an.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, invertoarele se vor înlocui în anul 10 și în anul 20, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative

ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză).

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice, ce respectă cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură.

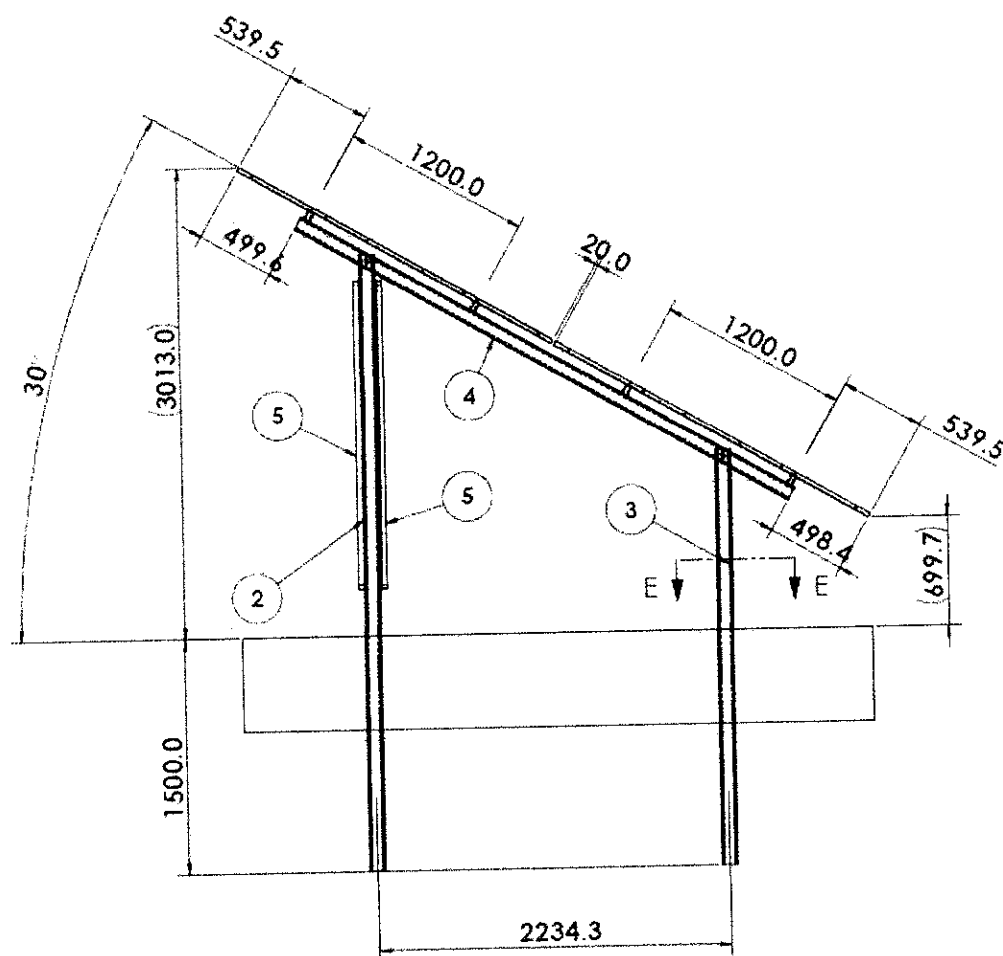
Structura proiectată este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravântuiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală se va lăsa un rost de 20 mm între panouri, unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Structura de montare va asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare panourilor fotovoltaice față de suprafața solului (0.7 m), pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă sau precipitații mai mari decât mediile înregistrate.

Modul de lucru al structurii de rezistență este de preluare a sarcinilor verticale de către panourile fotovoltaice (zăpadă), distribuirea acestora către grinzi și stâlpi, iar de aici la terenul de fundare. Sarcinile orizontale (seism și vânt), sunt preluate de către stâlpii structurii, iar de aici sunt transmise terenului de fundare.

Panourile fotovoltaice vor fi montate pe 16 structuri metalice zincate 2Vx17, echipate fiecare cu 34 de panouri, 7 structuri metalice zincate 2Vx16, echipate fiecare cu 32 de panouri și 4 structuri metalice zincate 2Vx15, echipate fiecare cu 30 de panouri. Unghiul de înclinare al structurii va fi de 33 de grade, fabricată din aluminiu, cu fixare în fundații de beton.



Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeității în punctele de ancorare.

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a Parcului Fotovoltaic prin legătura cu stâlpii metalici devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV, care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri.

Pentru circuitele de comunicații se propun cabluri de tip ethernet, STP.

Componența tabloului electric și de automatizare aferent Parcului Fotovoltaic (TCEF) va fi prezentată în Anexa.

CEF se va racorda la SEN prin punct de conexiune si post de transformare tip 630kVA

Punctul de conexiune va avea urmatoarea configuratie:

Componenta CEZ:

- 1 celula de linie prevazuta cu Separator motorizat, 48 VCC, Intreruptor motorizat 48 VCC, 3 T.C, 3 T.T, indicator de defect, indicator prezenta tensiune cu contact auxiliar
- 1 celula de masura fara separator, prevazuta cu 3 sigurante fuzibile, 3TT si 3 TC
- Celula de linie cu separator de sarcina motorizat 48Vcc, prevazuta cu indicator de tensiune cu contact auxiliar
- Celula trafo servicii interne prevazuta cu separator manual, 3 siguarante fuzibile,
- Cablu intern de legatura pentru transformator de servicii interne
- Transformator de servicii interne 0.4/20kV
- Sistem SCADA
- Tablou servicii interne ca/cc
- Sursa de electroalimentare formata din redresor si baterii, 48Vcc
- Analizoare calitate energie electrica

Componenta Post de transformare 630kVA 0.4/20kV:

- Celula de linie cu separator de sarcina motorizat 48Vcc, indicator de defect, indicator prezenta tensiune cu contact auxiliar
- Celula de transformator prevazuta cu separator motorizat 48Vcc, si 3 sigurante fuzibile,
- Cablu intern pentru tranformator
- Transformator de putere ulei 630kVA 0.4/20kV, prevazut cu termometru cu 2 contacte
- Tablou de distributie joasa tensiune echipat cu un intreruptor automat debrosabil 1000A, smartlogger 3000A, 4 intreruptoare de 180A, 1 intreruptor de 100A
- Tablou servicii interne ca/cc

Racordul la rețeaua electrică de distribuție va fi asigurată prin intermediul unei Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip A2XS(FL)2Y 3x(1x240/50) mm², cu o lungime de aproximativ **150 m**. Racordul se va realiza în dreptul celui mai apropiat stâlp aflat pe terenul pe care se dorește dezvoltarea obiectivului de investiții.

Sistemul de protecție împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o rețea de platbandă OI-Zn 40x4 mm² la care se racordează și structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω, având în vedere că la această instalație nu se

racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a parcului fotovoltaic se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Parcul Fotovoltaic va debita o putere nominală de 523,92 kWp. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, unghi de azimut 0°. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă.

Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de șirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Se vor monta 888 module PV de putere 590 Wp, vor fi montate pe 16 structuri metalice zincate 2Vx17, echipate fiecare cu 34 de panouri, 7 structuri metalice zincate 2Vx16, echipate fiecare cu 32 de panouri și 4 structuri metalice zincate 2Vx15, echipate fiecare cu 30 de panouri.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ 0,26 MWh/an.

Parcul va fi prevăzut cu împământare și paratrâznet.

Parcul va fi împrejmuit cu plasa bordurată, h=2m, stalpi rectangulari + poarta (460 ml).

Parcul va fi dotat cu o instalație de iluminat perimetrală formată din 11 stalpi metalici de 6 m înălțime dotati cu 11 corpuri de iluminat cu tehnologie LED de 80W, rețea subterană 242 m.

Parcul va fi monitorizat cu un sistem de supraveghere video cu 4 camere și o unitate centrală.

Post de transformare 630kVA 0.4/20kV.

Parcul Fotovoltaic trebuie să fie prevăzut cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Parcul Fotovoltaic va avea:

- un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment, de oriunde, de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor.
- căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

În sistem fix, parcul fotovoltaic are mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe și anume:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice;
- Panourile au un randament crescut față de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială;
- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă;
- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare;
- Viteza vântului, în zona amplasamentului, poate atinge valori de 30 m/s (108 km/h), conform NTE 003/04/00 – „Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică, cu tensiuni peste 1000V”, ceea ce poate considera o problemă pentru sistemele cu orientare.

Accesul utilajelor în incintă se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită, ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier, materialele vor fi depozitate corespunzător, evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacităților energetice (PT+LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente. În conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată

cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energie Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

- a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% pe an.
- b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni

– nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice în punctele de delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite.

Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care, conform proiectului general, este prevăzută montarea de panouri fotovoltaice.

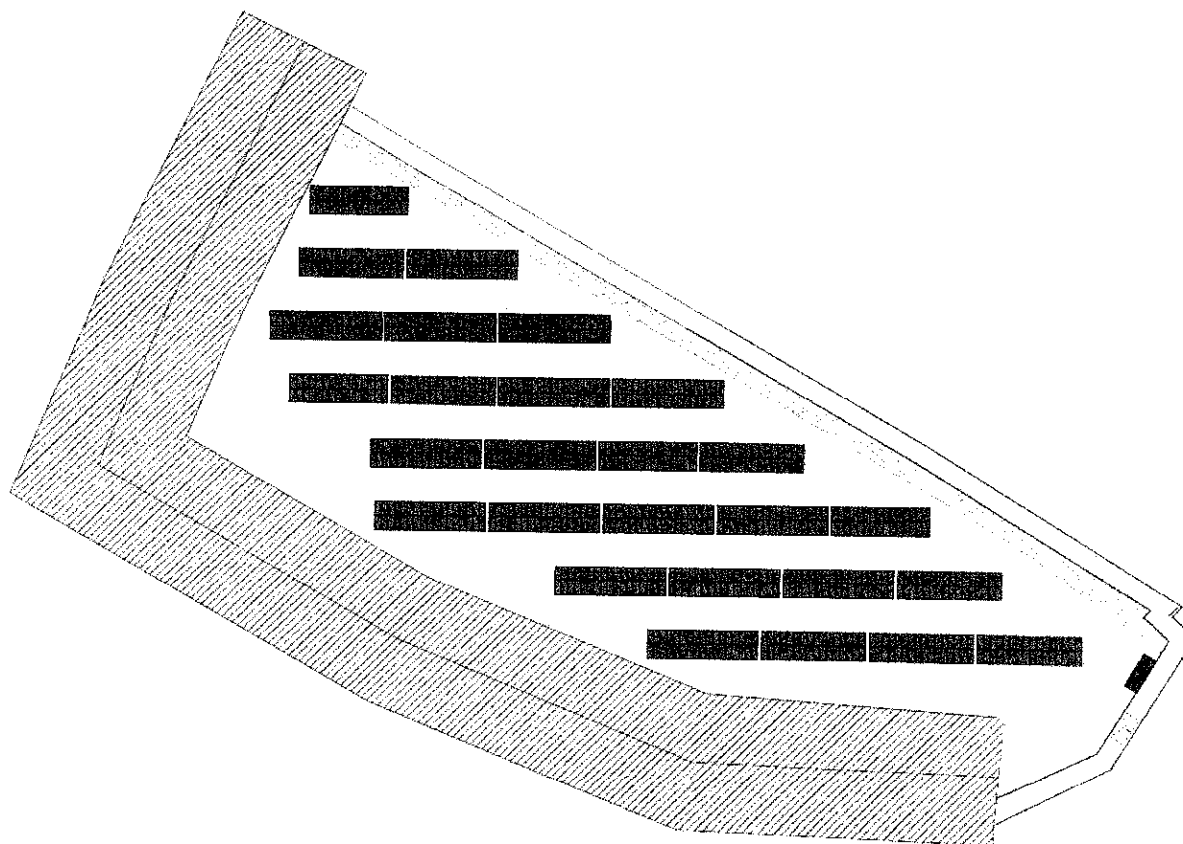
Se va realiza o instalație de legare la pământ cu OI beton cu $\phi = 2 \frac{1}{2}''$, de 3 m lungime și platbandă din OIZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

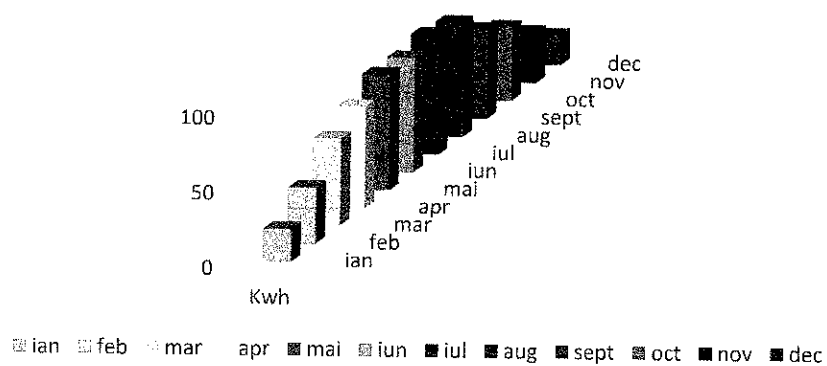
Scenariile au avut ca elemente comune cerințele beneficiarului exprimate prin tema de proiectare, impunerile legislației privitoare la modalitățile de realizare a investiției precum și soluțiile de eficiență energetică.

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din aluminiu, unghi de azimut 2° , cu orientarea SUD.



Simulare amplasament – Module PV 590 Wp – Orientare SUD Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software Archilios Pro. Rezultatele simulării sunt prezentate mai jos

Productia lunara de energie (KW)

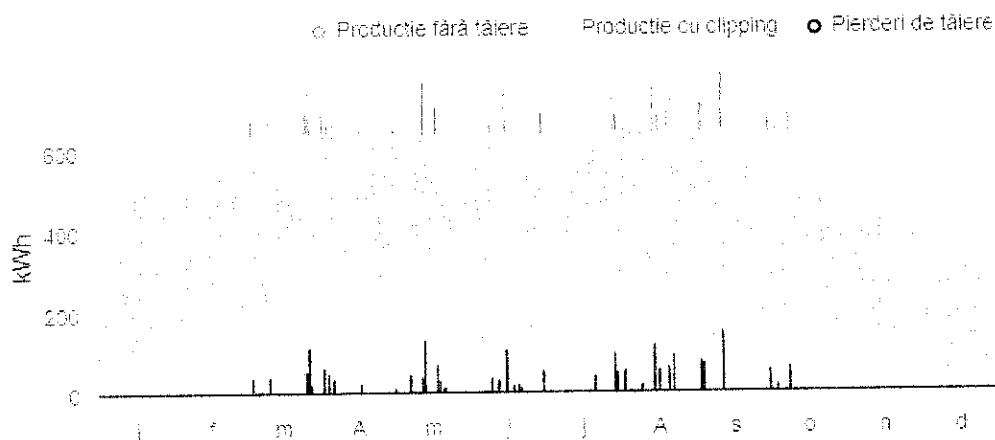


Simularea sistemului PV monocristalin – module 590 Wp + 5 invertore (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertore 100 LTL M2)

Producția netă lunara a Sistemului PV monocristalin – module 590 Wp + 5 invertore (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertore 100 LTL M2)

Kwh	21,92	37,6	58,454	67,835	77,19	76,342	79,973	76,094	59,672	48,913	33,78	19,6

De asemenea, pentru o analiză aprofundată a performanțelor soluției tehnice analizate, a fost extrasă și prognoza orară a producției de energie electrică, care este prezentată sintetizând.



Prognoza producției orare de energie electrică – primul an de funcționare

În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (25 de ani).

De asemenea, a fost realizată o analiză medie orară, utilizând datele orare de producție, simulate pe un an calendaristic (8.761 valori), pentru a determina curba de sarcină medie zilnică.

Întrucât variabilitatea producției sistemului depinde puternic de lună (radiația solară), a fost realizată și o analiză orară (agregată lunar), pentru a estima producția medie zilnică pentru fiecare lună din an.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

Indicatorii obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,52392	MW
Capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ)	0,45	MW
Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	401,47	Echivalent tone de CO2/an
Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	656,10	MWh/an
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 de ani)	13.122,00	MWh
Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*)	100	%
Factorul de capacitate al centralei	14,30	%

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

- Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 523,92 kWp;

Producția netă anuală a Sistemului PV monocristalin – **module 590 Wp + 5 invertore** (un inverter de 50 KTL M3 si 4 invertore 100 LTL M2) pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV).

An	1	2	3	4	5	6	7	8	9
MWh	679,882	677,401	674,915	672,421	669,925	667,428	664,927	662,428	659,925

An	11	12	13	14	15	16	17	18	19
MWh	654,903	652,384	649,863	647,338	644,807	642,278	639,747	637,212	634,67

Rezumatul scenariului 1:

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia in primul an de functionare	MWh/an	679,882
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92
2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertoare	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere totale Invertoare (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4
		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da
2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mmp in LEA MT (m)	150
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta	m	460
2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11
		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4
		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

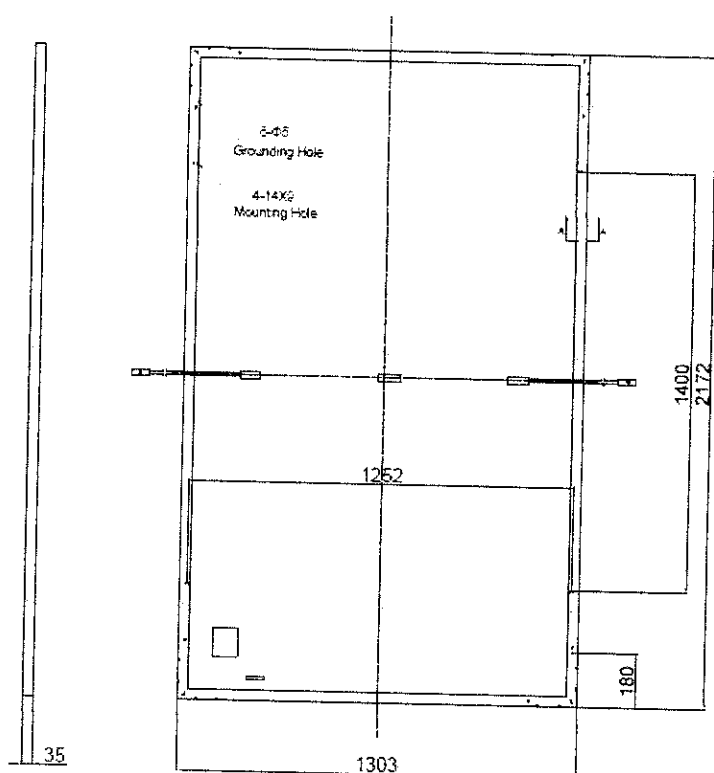
3.2.2. SCENARIUL 2 Parcul fotovoltaic 523,92 kWp, module 590 Wp

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 888 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 120 de celule (tip Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2172 x 1303 x 35 mm și o greutate de medie de 31 kg.

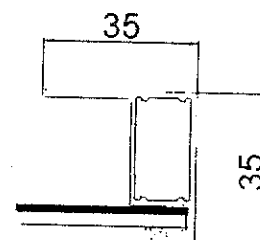
Puterea minimă a modulelor PV va fi de 590 Wp, cu un randament nominal de minimum 20,8% (peste valoarea limită de 20%) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter 5 invertore (un inverter de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2), conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98,4% STC.

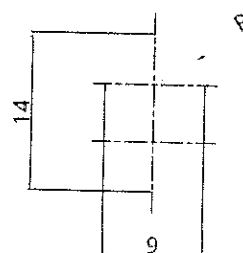
Rear View



Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



Modul PV590 Wp

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, mai jos.

Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 590 Wp

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	120	-
Dimensiuni	2172 x 1303 x 35	mm
Greutate	31	kg

Putere nominală (P_{max})	590	Wp
Tensiune de operare (V_{mp})	34,5	V
Intensitate curent de operare (I_{mp})	17,11	A
Tensiune de mers în gol (V_{oc})	40,9	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (I_{sc})	18,37	A
Eficiență modul	20,8	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	Typ 1	-
Capacitate de rupere siguranță serie	30	A
Clasificare aplicație	A	-
Toleranță putere	+ 10	W

Invertoare solare: 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 LTL M2) (fișa tehnică utilizată pentru modelarea energetico-financiară este anexată în Anexa) – a se vedea mai jos;

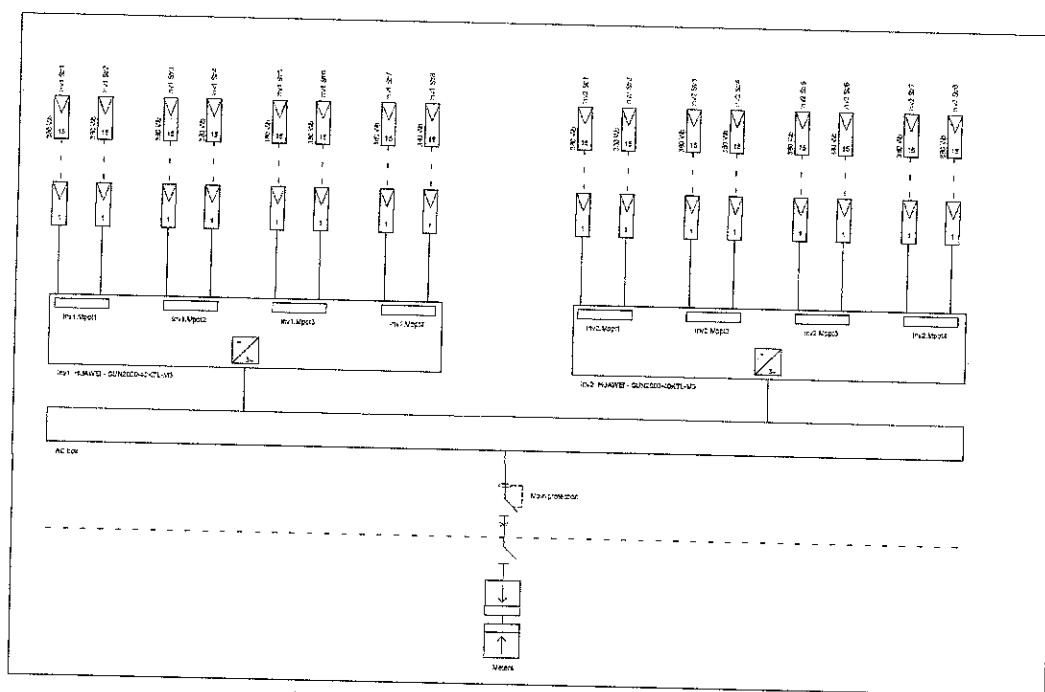
Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 50 KTL

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	50	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	104	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	640 x 270 x 530	mm
Greutate	43	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	5	W

Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 KTL

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	VA
Tensiunea nominală la ieșire	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea maximă a curentului electric	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-

Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1,035 x 700 x 365	mm
Greutate	90	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	3,5	W



Schemă electrică de principiu pentru Invertoare Solare cu MPPT-uri multiple

Consumul pe timp de noapte al invertoarelor este estimat la aproximativ 0,081 MWh/an.

Având o durată normală de utilizare de 10 ani, invertoarele se vor înlocui în anul 10 și în anul 20, considerând un cost de înlocuire egal cu cel de achiziție (ca urmare a faptului că tehnologia este matură și nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor de achiziție pe perioada de analiză).

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică prefabricată special proiectată pentru aplicații fotovoltaice, ce respectă cerințele legate de greutatea ansamblului de module fotovoltaice și de încărcările suplimentare generate de factorii meteorologici – vânt, zăpadă, chiciură.

Structura proiectată este alcătuită din profile tip U și tip C din oțel marca S235 și S355, zincate, fiind formată din stâlpi, grinzi, pane și contravânturiri verticale. Stâlpii împreună cu grinzile formează cadre transversale, iar panele și contravântuirile verticale le solidarizează pe direcție longitudinală.

Atât pe direcție transversală cât și pe direcție longitudinală, se va lăsa un rost

Producătorul va pune la dispoziție executantului un manual detaliat de instalare / asamblare a structurii metalice și a modalității de fixare prin asigurarea etanșeiții în punctele de ancorare.

Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat. Cuzineții vor fi legați la priza de pământ generală a Parcului Fotovoltaic prin legatura cu stâlpii metalici, devenind astfel fundații izolate care vor îmbunătăți coeficientul prizei.

Pentru circuitele de curent continuu se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi rificate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.

Pentru circuitele de curent alternativ se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri.

Pentru circuitele de comunicații se propun cabluri de tip ethernet, STP.

Legătura dintre invertoare și Tabloul Electric aferent Parcului Fotovoltaic (TCEF) se va asigura prin Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip A2XS(FL)2Y 3x(1x150/25) mm².

CEF se va racorda la SEN prin punct de conexiune și post de transformare tip 630kVA

Punctul de conexiune va avea următoarea configurație:

Componenta CEZ:

- 1 celula de linie prevazută cu Separator motorizat, 48 VCC, Intreruptor motorizat 48 VCC, 3 T.C, 3 T.T, indicator de defect, indicator prezenta tensiune cu contact auxiliar
- 1 celula de masura fara separator, prevazută cu 3 sigurante fuzibile, 3TT și 3 TC
- Celula de linie cu separator de sarcina motorizat 48Vcc, prevazută cu indicator de tensiune cu contact auxiliar
- Celula trafo servicii interne prevazută cu separator manual, 3 siguarante fuzibile,
- Cablu intern de legatura pentru transformator de servicii interne
- Transformator de servicii interne 0.4/20kV
- Sistem SCADA
- Tablou servicii interne ca/cc
- Sursa de electroalimentare formata din redresor și baterii, 48Vcc
- Analizoare calitate energie electrica

Componenta Post de transformare 630kVA 0.4/20kV:

- Celula de linie cu separator de sarcina motorizat 48Vcc, indicator de defect, indicator prezenta tensiune cu contact auxiliar

- Celula de transformator prevazuta cu separator motorizat 48Vcc, si 3 sigurante fuzibile,
- Cablu intern pentru transformator
- Transformator de putere ulei 630kVA 0.4/20kV, prevazut cu termometru cu 2 contacte
- Tablou de distributie joasa tensiune echipat cu un intreruptor automat debrosabil 1000A, smartlogger 3000A, 4 intreruptoare de 180A, 1 intreruptor de 100A
- Tablou servicii interne ca/cc

Racordul la rețeaua electrică de distribuție va fi asigurată prin intermediul unei Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip A2XS(FL)2Y 3x(1x240/50) mm², cu o lungime de aproximativ **150 m**. Racordul se va realiza în dreptul celui mai apropiat stâlp aflat pe terenul pe care se dorește dezvoltarea obiectivului de investiții.

Sistemul de protecție împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o rețea de platbandă OI-Zn 40x4 mm² la care se racordează și structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω, având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a parcului fotovoltaic se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Parcul Fotovoltaic va debita o putere nominală de 523,92 kWp. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, unghi de azimut 0°. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbră în locația propusă.

Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrărea unor module de șirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai

ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Se vor monta 888 module PV de putere 590 Wp, vor fi montate pe 16 structuri metalice zincate 2Vx17, echipate fiecare cu 34 de panouri, 7 structuri metalice zincate 2Vx16, echipate fiecare cu 32 de panouri si 4 structuri metalice zincate 2Vx15, echipate fiecare cu 30 de panouri.

Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ 0,26 MWh/an.

Parcul va fi prevazut cu împământare si paratrâznet.

Parcul va fi împrejmuit cu o plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta (460 ml).

Parcul va fi dotat cu o instalatie de iluminat perimetrala formata din 11 stalpi metalici de 6 m inaltime dotati cu 11 corpuri de iluminat cu tehnologie LED de 80w, retea subterana 242 m.

Parcul va fi monitorizat cu un sistem de supraveghere video cu 4 camere si o unitate centrala.

Post de transformare 630kVA 0.4/20kV.

Racordul la rețeaua electrică de distribuție va fi asigurată prin intermediul unei Linii Electrice în Cablu (LES) de 1 kV, tip A2XS(FL)2Y 3x(1x240/50) mm², cu o lungime de aproximativ **150 m**. Racordul se va realiza în dreptul celui mai apropiat stâlp aflat pe terenul pe care se dorește dezvoltarea obiectivului de investiții.

Sistemul de protecție împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrâznete legate la o rețea de platbandă Ol-Zn 40x4 mm² la care se racordează și structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice.

Instalația de împământare va respecta normativele și standardele în vigoare și va avea o valoare de maxim 4 Ω, având în vedere că la această instalație nu se racordează o protecție suplimentară împotriva descărcărilor atmosferice. La instalația de împământare a parcului fotovoltaic se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-IP30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric.

Parcul Fotovoltaic va debita o putere nominală de 523,92 kWp. Tehnologia de conversie fotovoltaică a energiei solare, în energie electrică, constă din module fotovoltaice montate pe structură metalică, orientate spre SUD, azimut 0°. Prin așezarea lor în poziție înclinată se asigură optimizarea unghiului de incidență a radiației solare asupra acestor panouri, pentru obținerea randamentului maxim de conversie dintre energia solară și cea electrică produsă de acestea.

Tehnologia de conversie a energiei solare nu implică piese în mișcare, nu emite zgomote sau vibrații. La expunerea la radiația solară, celulele fotovoltaice produc un

curent electric continuu, proporțional cu intensitatea radiației solare, iar tensiunea este aproximativ constantă. Curentul electric continuu va fi convertit în curent alternativ, cu ajutorul invertoarelor și va fi injectat în rețeaua electrică de distribuție a Operatorului de Distribuție.

Modulele fotovoltaice se vor monta în șiruri orientate pe direcția est-vest, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud. Nu sunt situații de umbră în locația propusă.

Distanța dintre șirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de șirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstițiului de iarnă (22 decembrie), când este înălțimea minimă a soarelui la zenit.

Panourile fotovoltaice vor fi montate pe 16 structuri metalice zincate 2Vx17, echipate fiecare cu 34 de panouri, 7 structuri metalice zincate 2Vx16, echipate fiecare cu 32 de panouri și 4 structuri metalice zincate 2Vx15, echipate fiecare cu 30 de panouri. Pierderile totale de energie prin elementele de rețea interne (LES + PT) se ridică la aproximativ 0,2754 MWh/an.

Parcul va fi prevăzut cu împământare și paratrâznet.

Parcul va fi împrejmuit cu o plasă bordurată, h=2m, stalpi rectangulari + poarta (460 ml).

Parcul va fi dotat cu o instalație de iluminat perimetrală formată din 11 stalpi metalici de 6 m înălțime dotati cu 11 corpuri de iluminat cu tehnologie LED.

Parcul va fi monitorizat cu un sistem de supraveghere video cu 8 camere și o unitate centrală.

Parcul Fotovoltaic trebuie să fie prevăzut cu un sistem de achiziție a datelor, monitorizarea electrică și monitorizarea parametrilor atmosferici. Se vor prevedea senzori de radiație solară în plan orizontal, radiație solară în planul modulelor, temperatură, vânt, direcție a vântului, temperatură pe spatele modulelor fotovoltaice.

Parcul Fotovoltaic va avea:

- un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor.

- căi de acces către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defecțiuni să se poate interveni cu promptitudine.

În sistem fix, parcul fotovoltaic are mai multe avantaje, față de varianta cu sisteme de urmărire (tracking) pe o axă sau pe două axe și anume:

- Panourile din siliciu cristalin reprezintă cea mai mare parte a pieței de panouri fotovoltaice;

- Panourile au un randament crescut față de celelalte tehnologii care sunt fabricate la scară mondială;

- Varianta de sistem cu orientare, deși crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, implică investiții mai mari, decât cele cu orientare fixă;
- Cheltuielile de întreținere sunt mai mici decât la cele cu orientare;
- Viteza vântului, în zona amplasamentului, poate atinge valori de 30 m/s (108 km/h), conform NTE 003/04/00 – „Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică, cu tensiuni peste 1000V”, ceea ce poate considera o problemă pentru sistemele cu orientare.

Accesul utilajelor în incintă se va face pe căile publice existente în zonă, nefiind necesare amenajări speciale.

Lucrările executate nu necesită o protecție deosebită, ele fiind realizate în soluție definitivă, conform normativelor în vigoare. În șantier materialele vor fi depozitate corespunzător, evitându-se afectarea lor.

La amplasarea capacităților energetice (PT+LES) se vor respecta art. 19, (1), (2), (3) – zonele de protecție și zonele de siguranță conform Legii nr 13/2007. Zonele sunt determinate conform ORD 4/2007 completat și modificat cu ORD 49/11.2007.

Orice altă construcție viitoare trebuie să respecte distanțele față de capacitățile existente, în conformitate cu ORD 4/2007 privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță ale capacităților energetice.

Toate echipamentele și materialele utilizate vor trebui să respecte cerințele minime de securitate și sănătate așa cum sunt ele prezentate în HG 1146/2006, Anexa 1 pct 3.3.

Echipamentele vor fi însoțite de declarație de conformitate și vor avea aplicate distinctiv și vizibil marcajul de securitate CE conform art. 16, HG 457/2003, modificată cu HG 1514/2003 (cu excepția contoarelor de energie).

Pentru toate produsele și echipamentele achiziționate trebuie să fie oferite de către furnizori, certificatele CE. Materialele folosite nu produc surse de zgomot, nu sunt poluante și nu afectează mediul înconjurător.

Se va respecta cu strictețe Standardul de Performanță pentru serviciul public de Distribuție a Energie Electrice, limitele normate de variație a frecvenței în funcționare fiind:

- a. 47,00 – 52,00 Hz timp de 100% pe an.
- b. 49,50 – 50,50 Hz timp de 99,5% pe an.

În Punctul de Delimitare, în condiții normale de exploatare, valoarea medie efectivă pentru 10 minute a tensiunii furnizate - în 95% din timpul oricărei perioade a unei săptămâni

– nu trebuie să aibă o abatere mai mare de $\pm 10\%$ din tensiunea contractuală la medie tensiune.

Factorul de distorsiune a tensiunii la medie tensiune trebuie să fie mai mic sau egal cu 8%.

În condiții normale de funcționare, tensiunile armonice, în punctele de

delimitare la medie tensiune, nu trebuie să depășească limitele maxime indicate, timp de 95% din săptămână.

Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată 24 ore – rural, în condiții meteo normale; 72 de ore – în condiții meteo deosebite.

Zona în care urmează să se realizeze lucrări noi este teren pe care, conform proiectului general, este prevăzută montarea de panouri fotovoltaice.

Se va realiza o instalație de legare la pământ cu Ol beton cu $\phi = 2 \frac{1}{2}$ ", de 3 m lungime și platbandă din OlZn 40x6mm, astfel încât rezistența de dispersie a acesteia să fie de $R_p < 1\Omega$. Probele PIF din proiect se vor realiza de către un laborator autorizat.

Categoria de importanță a construcției conform HG 766/1997 în temeiul art. 38 din legea 10/1995 este clasa C.

Responsabilitatea protejării lucrărilor executate și depozitării materialelor pe șantier până la PIF a obiectivului revin executantului.

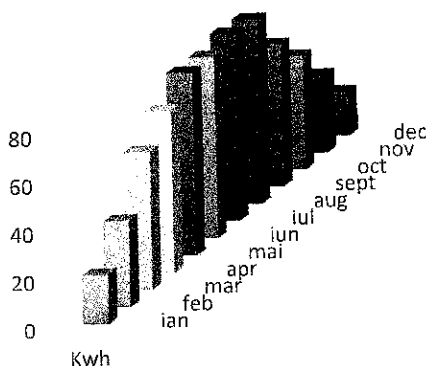
Scenariile au avut ca elemente comune cerințele beneficiarului exprimate prin tema de proiectare, impunerile legislației privitoare la modalitățile de realizare a investiției precum și soluțiile de eficiență energetică.

Modulele PV vor fi instalate pe o structură prefabricată din aluminiu, unghi de azimut al panoului: 2° , cu orientarea SUD.

Simulare amplasament – Module PV 590 Wp – Orientare SUD Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, soluția software Archelios Pro. Rezultatele simulării sunt mai jos

Simularea sistemului PV monocristalin – **module 590 Wp + + 5 invertoare** (un inverter de 50 KTL M3 și 4 invertoare 100 LTL M2)

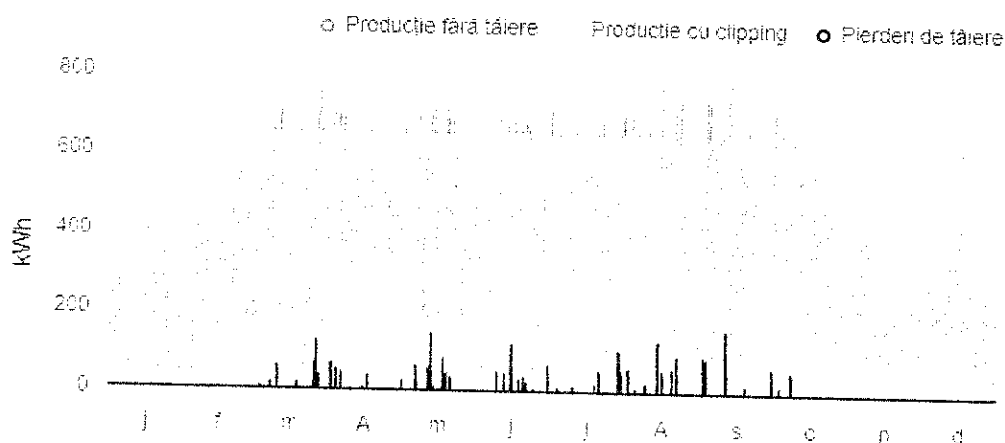
Productia lunara de energie (KW)



Producția netă lunară a Sistemului PV monocristalin – module 590 Wp + 5 invertore (un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2)

Kwh	20,34	35,563	57,257	67,249	75,982	75,268	77,883	76,923	59,158	47,312	32,13	18,21

De asemenea, pentru o analiză aprofundată a performanțelor soluției tehnice analizate, a fost extrasă și prognoza orară a producției de energie electrică, care este prezentată sintetizat mai jos.



Prognoza producției orare de energie electrică – primul an de funcționare – S1
În vederea cuantificării degradării în durata de analiză a sistemului PV, a fost realizată și prognoza anuală a producției de energie electrică, pe întreaga durată de analiză (25 de ani).

De asemenea, a fost realizată o analiză medie orară, utilizând datele orare de producție, simulate pe un an calendaristic (8.761 valori), pentru a determina curba de sarcină medie zilnică.

Întrucât variabilitatea producției sistemului depinde puternic de lună (radiația solară), a fost realizată și o analiză orară (agregată lunar), pentru a estima producția medie zilnică pentru fiecare lună din an.

Indicatorii de rezultat urmăriți prin proiect vor consta în:

- Producția netă totală de energie electrică de 12.865.31 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 7.872,28 tone de CO₂ echivalent/an într-o perioadă de 20 ani;
- Asigurarea unei ponderi de autoconsum (direct și indirect, prin compensarea cantității de energie electrică injectată în SEN) de: 674,258 MWh/an (99,07%) în primul an de funcționare.

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

• Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile: 523,92 kWp;

Producția netă anuală a Sistemului PV monocristalin – **module 590 Wp + 5** invertore (un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2) pe durata de studiu (considerarea degradării modulelor PV)

An	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
MWh	674,258	670,901	667,56	664,235	660,926	657,633	654,356	651,095	647,849	644,

An	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
MWh	641,404	638,205	635,021	631,852	628,697	625,558	622,433	619,324	616,23	613,

Rezumatul scenariului 2:

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia în primul an de functionare	MWh/an	992,791
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92
2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertore	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere tolala Invertore (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4
		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da
2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mm ² in LEA MT (m)	350
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta	m	460
2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11

		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4
		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

3.3. COSTURILE ESTIMATIVE ALE INVESTITIEI

3.3.1. SCENARIUL 1 Parcul fotovoltaic 523,92 kWp, module PV 590 Wp

Valoarea totala cu detalierea pe structura devizului general

Scenariul 1 (recomandat)

Valoarea totala a investitiei este de 2.901.428,61 lei fara TVA si respectiv 3.407.075,57 Lei cu TVA.

Detalierea valorilor semnificative ale investitiei sunt prezentate in Devizul general si in Devizul pe obiect prezentate mai jos:

DEVIZ GENERAL

conform H.G. 907/2016, privind cheltuielile necesare realizării obiectivului:
“Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu oras Rovinari”

SCENARIUL 1 - RECOMANDAT

Faza de proiectare: SF

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli			
		Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3,00	4,00	5,00
PARTEA I-a				
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	330.944,00	62.879,36	393.823,36

1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducere la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 1	330.944,00	62.879,36	393.823,36

CAPITOLUL 2

Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului

2.1	Alimentare energie electrică	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 2	0,00	0,00	0,00

CAPITOLUL 3

Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică

3.1	Studii	120.000,00	22.800,00	142.800,00
	3.1.1. Studii de teren (geotehnic)	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	120.000,00	0,00	120.000,00
3.2	Documentații suport și taxe pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	146.359,66	27.808,34	174.168,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	79.159,66	15.040,34	94.200,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	21.200,00	4.028,00	25.228,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	6.000,00	1.140,00	7.140,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	40.000,00	7.600,00	47.600,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție publică	9.000,00	1.710,00	10.710,00
3.7	Consultanță	110.000,00	20.900,00	130.900,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectul de investiții	100.000,00	19.000,00	119.000,00
	3.7.1.1. Consultanța la elaborarea cererii de finanțare, cereri de rambursare și consultanța pe toată durata investiției	45.000,00	8.550,00	53.550,00
	3.7.1.2 Managementul de proiect	55.000,00	10.450,00	65.450,00
	3.7.2. Auditul financiar	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.8	Asistență tehnică	21.000,00	3.990,00	24.990,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	11.000,00	2.090,00	13.090,00
	3.8.1.1. Pe perioada de execuție a lucrărilor	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	3.8.1.2. Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	3.000,00	570,00	3.570,00

3.8.2.	Dirigenție de șantier	10.000,00	1.900,00	11.900,00
Total Capitol 3		406.359,66	77.208,34	483.568,00
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	273.562,52	51.976,88	325.539,40
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	332.838,47	63.239,31	396.077,78
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.440.145,40	232.934,59	1.673.079,99
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	40.267,36	7.650,80	47.918,16
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total Capitol 4		2.086.813,75	355.801,57	2.442.615,32
CAPITOLUL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	12.000,00	2.280,00	14.280,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	4.000,00	760,00	4.760,00
5.2	Comisioane, taxe, cote, costul creditului	25.954,95	0,00	25.954,95
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	10.434,07	0,00	10.434,07
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	2.086,81	0,00	2.086,81
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	10.434,07	0,00	10.434,07
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	3.000,00	0,00	3.000,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute:	27.356,25	5.197,69	32.553,94
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,00	950,00	5.950,00
Total Capitol 5		70.311,20	8.427,69	78.738,89
CAPITOLUL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.000,00	570,00	3.570,00
6.2	Probe tehnologice și teste	4.000,00	760,00	4.760,00
Total Capitol 6		7.000,00	1.330,00	8.330,00
TOTAL GENERAL		2.901.428,61	505.646,96	3.407.075,57
din care: C + M (Cap.1.2 + Cap.1.3 + Cap. 1.4 + Cap.2 + Cap.4.1 + Cap.4.2 +Cap.5.1.1)		945.344,99	179.615,55	1.124.960,53

3.3.2. SCENARIUL 2 Parcul fotovoltaic 523,92 kWp, module 590 Wp***Valoarea totala cu detalierea pe structura devizului general*****Scenariul 2**

Valoarea totala a investitiei este de 3.024.850,60 lei fara TVA si respectiv 3.541.484,68 lei cu TVA.

Detalierea valorilor semnificative ale investitiei sunt prezentate in Devizul general si in Devizul pe obiect prezentate mai jos:

DEVIZ GENERAL

conform H.G. 907/2016, privind cheltuielile necesare realizării obiectivului:
“Construire parc fotovoltaic pentru consum propriu oras Rovinari”

SCENARIUL 2

Faza de proiectare: SF

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli			
		Valoare (fără TVA)	TVA	Valoare (inclusiv TVA)
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
PARTEA I-a				
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	330.944,00	62.879,36	393.823,36
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducere la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 1	330.944,00	62.879,36	393.823,36
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului				
2.1	Alimentare energie electrica	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 2	0,00	0,00	0,00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	120.000,00	22.800,00	142.800,00
	3.1.1. Studii de teren (geotehnic)	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00

	3.1.3. Alte studii specifice	120.000,00	22.800,00	142.800,00
3.2	Documentații suport și taxe pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	146.359,66	27.808,34	174.168,00
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	79.159,66	15.040,34	94.200,00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	21.200,00	4.028,00	25.228,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	6.000,00	1.140,00	7.140,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	40.000,00	7.600,00	47.600,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție publică	9.000,00	1.710,00	10.710,00
3.7	Consultanță	110.000,00	20.900,00	130.900,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectul de investiții	100.000,00	19.000,00	119.000,00
	3.7.1.1. Consultanța la elaborarea cererii de finanțare	45.000,00	8.550,00	53.550,00
	3.7.1.2 Managementul de proiect	55.000,00	10.450,00	65.450,00
	3.7.2. Auditul financiar	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.8	Asistență tehnică	21.000,00	3.990,00	24.990,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	11.000,00	2.090,00	13.090,00
	3.8.1.1. Pe perioada de execuție a lucrărilor	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	3.8.1.2. Pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	3.000,00	570,00	3.570,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	10.000,00	1.900,00	11.900,00
	Total Capitol 3	406.359,66	77.208,34	483.568,00

CAPITOLUL 4

Cheltuieli pentru investiția de bază

4.1	Construcții și instalații	273.562,52	51.976,88	325.539,40
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	332.838,47	63.239,31	396.077,78
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.562.224,52	243.921,71	1.806.146,23
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	40.267,36	7.650,80	47.918,16
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total Capitol 4	2.208.892,87	366.788,69	2.575.681,56

CAPITOLUL 5

Alte cheltuieli

5.1	Organizare de șantier	12.000,00	2.280,00	14.280,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	8.000,00	1.520,00	9.520,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	4.000,00	760,00	4.760,00
5.2	Comisioane, taxe, cote, costul creditului	27.297,82	0,00	27.297,82
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	11.044,46	0,00	11.044,46
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	2.208,89	0,00	2.208,89
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	11.044,46	0,00	11.044,46
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	3.000,00	0,00	3.000,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute:	27.356,25	5.197,69	32.553,94
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,00	950,00	5.950,00
	Total Capitol 5	71.654,07	8.427,69	80.081,76

CAPITOLUL 6

Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste

6.1	Pregătirea personalului de exploatare	3.000,00	570,00	3.570,00
6.2	Probe tehnologice și teste	4.000,00	760,00	4.760,00
	Total Capitol 6	7.000,00	1.330,00	8.330,00
	TOTAL GENERAL	3.024.850,60	516.634,08	3.541.484,68
	din care: C + M (Cap.1.2 + Cap.1.3 + Cap. 1.4 + Cap.2 + Cap.4.1 + Cap.4.2 +Cap.5.1.1)	945.344,99	179.615,55	1.124.960,53

Data: oct 2023

Beneficiar

UAT Rovinari

Întocmit,

3.4. COSTURILE ESTIMATIVE DE OPERARE SI MENTENANTA

3.4.1. Scenariul 1 – Parc fotovoltaic – 523,92 kWp, module PV 590 Wp

Conform literaturii de specialitate (World Bank Group, „Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems,” World Bank Group, 2020), cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța Parcului Fotovoltaic includ

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanță	Frecvență	Instrument masurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual cameră termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unuia sau mai multor module (urmare a vandalizării sau a unei ploii cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuirea (uneori îngălbénirea) foliei de încapsulare
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică în procent de 1%
3	Inspecția și verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de joncțiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a șirurilor de panouri (stringere).
4	Inspecție generală invertore	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertore/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne), verificarea periodică a erorilor pe displayul invertorelor și a eficienței în aplicație
5	Verificarea împământărilor la structura și posturi trafo	planificată	o dată pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr. împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, siguranțe, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi responsabilă de respectarea planului de mentenanță
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Daca mentenanta si intretinerea se vor face in regie proprie costurile ar fi:

Nr crt	Denumire cheltuiala	Explicatii	Cantitate	UM	Pret unitar le fara TVA	Valoare totala lei fara TVA	TVA	Total cheltuieli inclusiv TVA
1	Cheltuieli privind utilitățile	apa	1.000,00	mc	4,89	4.890,00	929,10	5.819,10
2	Cheltuieli cu personalul din care:							
2.1.	Cheltuieli cu salariile personalului de exploatare	s-au prevăzut a se angaja un număr de 2 persoane pentru faza de exploatare la un salar de 4000 lei/luna/persoana	2		48.000,00	96.000,00	18.240,00	114.240,00
2.2.	Cheltuieli cu contributia asiguratorie de munca	2,25 % din cheltuielile salariale			1.080,00	2.160,00	410,40	2.570,40
3	Cheltuieli în întreținerea și mentenanța	pentru clădiri s-a estimat un procent de 2% din valoarea pentru echipamente	1	SG	41.736,27	41.736,27	7.929,89	49.666,17
4	Cheltuieli privind asigurările obligatorii	s-a estimat un procent de 0,1% din valoarea investiției	1	SG	2.086,81	2.086,81	0,00	2.086,81
TOTAL GENERAL						146.873,09		174.382,48

4.4.2. Scenariul 2 – Parc fotovoltaic – 523,92 kWp, module 590 Wp

Conform literaturii de specialitate, cheltuielile anuale cu operarea și mentenanța Parcului Fotovoltaic includ:

Nr. Crt.	Activitate	Categorie mentenanța	Frecvența	Instrument masurare	Descriere
1	Inspecție generală module PV	planificată	lunar	Vizual cameră termoviziune, pyrometer	Intervenția presupune de regulă inspecția vizuală a echipamentelor, în special a modulelor PV. Se caută punctele fierbinți care sunt vizibile cu ochiul liber dacă au fost provocate de excrementele de pasăre sau de spargerea sticlei unui sau mai multor module (urmare a vandalizării sau a unei ploi cu grindină), sau vizibile numai cu camera de termoviziune dacă au fost provocate de întreruperea conexiunii între celule, scurtcircuitarea unei diode de protecție din cutia de conexiuni a panoului, fisurarea unei celule PV sau mătuierea (uneori îngălbenirea) foliei de încapsulare
2	Inspecție structură metalică	planificată	anual	cheie dinamică	Presupune verificarea strângerii panourilor pe structura metalică cu cheia dinamometrică în procent de 1%
3	Inspecția și verificarea cablajelor și componentelor AC și DC	planificată	anual	voltmetre, ampermetre, ohmetre	Include verificarea cablurilor, cutiilor de joncțiune, cutiilor de conexiuni, comutatoarelor AC/DC, verificarea panourilor și a șirurilor de panouri (stringere).

4	Inspecție generală invertoare	planificată	la fiecare 3 luni	Display invertoare/aplicație	Activitatea constă în curățarea filtrelor, analiza cu camera de termoviziune, mici reparații (înlocuirea unor componente interne) , verificarea periodică a erorilor pe displayul invertoarelor și a eficienței în aplicație
5	Verificarea împământărilor la structura și posturi trafo	planificată	o dată pe an	Multimetru	Verificarea împământărilor se face de către electrician autorizat de tip B
6	Emiterea buletinelor Pram ptr. împământări	planificată	o dată pe an	Certificat PRAM	CertIFICATELE PRAM vor fi emise de electrician atestat ANRE de tip A
7	Stoc piese de schimb	preventivă	permanent	N/A	Presupune existența unui stoc de materiale, siguranțe, contactoare, conectori, cabluri, plăci cu circuite dacă este cazul, filtre, ventilatoare și module PV
8	Alocarea unei persoane de contact operative; Nr de telefon	planificată	permanent	N/A	Desemnarea unei persoane care va fi responsabilă de respectarea planului de mentenanță
9	Spălarea periodică a panourilor fotovoltaice	Planificată	La fiecare 3 luni	N/A	-

Daca mentenanta si intretinerea se vor face in regie proprie costurile ar fi:

Nr crt	Denumire cheltuiala	Explicatii	Cantitate	UM	Pret unitar le fara TVA	Valoare totala lei fara TVA	TVA	Total cheltuieli inclusiv TVA
1	Cheltuieli privind utilitățile	apa	1.000,00	mc	4,89	4.890,00	929,10	5.819,10
2	Cheltuieli cu personalul din care:							
2.1.	Cheltuieli cu salariile personalului de exploatare	s-au prevăzut a se angaja un număr de 2 persoane pentru faza de exploatare la un salar de 4000 lei/luna/persoana	2		48.000,00	96.000,00	18.240,00	114.240,00
2.2.	Cheltuieli cu contributia asiguratorie de munca	2,25 % din cheltuielile salariale			1.080,00	2.160,00	410,40	2.570,40
3	Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	pentru clădiri s-a estimat un procent de 2% din valoarea pentru echipamente	1	SG	44.177,86	44.177,86	8.393,79	52.571,65
4	Cheltuieli privind asigurările obligatorii	s-a estimat un procent de 0,1% din valoarea investiției	1	SG	2.208,89	2.208,89	0,00	2.208,89
TOTAL GENERAL						149.436,75		177.410,04

3.5. STUDII DE SPECIALITATE

a) studiu topografic;

Va fi realizat la faza de proiect etnec daca este cazul.

b) studiu geotehnic si/sau studii de analiza si de stabilitate a terenului;

A fost luat în calcul studiul geotehnic " Amenajare canal prundurel și construire parcare auto în zona blocurilor S2-S6, oraș Rovinari, județul Gorj", proiect 077/2022.

c) **studiu hidrologic, hidrogeologic;**

Nu e cazul

d) **studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice;**

Nu e cazul

e) **studiu de trafic și studiu de circulație;**

Nu e cazul

f) **raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale caror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauza de utilitate publică;**

Nu e cazul.

g) **studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere;**

Nu e cazul.

h) **studiu privind valoarea resursei culturale;**

Nu e cazul.

i) **studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.**

Nu e cazul.

3.6. GRAFICE ORIENTATIVE DE REALIZARE A INVESTIȚIEI

Eșalonarea fizică și valorică a lucrărilor este prezentată în „Graficul coordonator de realizare a investiției”.

Conform eșalonării investiției, durata totală a investiției este de 8 luni, pentru toate amplasamentele studiate.

În cadrul duratei de execuție sunt cuprinse numai lucrările de organizare șantier, lucrări de construcții – montaj, lucrări de instalații aferente construcțiilor, lucrări de montaj, lucrări de verificare, probe și punerea în funcțiune.

Precizăm că: duratele de execuție prezentate în acest grafic sunt minime și eșalonarea investiției s-a realizat în ipoteza unei durate minime de execuție și în

condițiile livrării la timp a tuturor materialelor, echipamentelor și dotărilor și în condițiile unei organizări optime a execuției lucrărilor de către executantul lucrării (aprovizionare la timp cu materiale, asigurare forță de muncă suficientă, etc.), precum și în condițiile asigurării la timp de către beneficiar a fondurilor necesare derulării investiției.

Graficul de execuție detaliat pe obiecte și pe lucrări și cu termene stricte pentru respectarea fluxului de execuție și a termenului final de punere în funcțiune, se va realiza de către executant în comun cu beneficiarul, numai după desemnarea executantului.

		Activitate	Inceput	Final	0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	A.	Durată estimativă de implementare (maxima)	0	8									
2	A.1.	Semnare contract	0	0									
3	B.	Achiziția și livrare Materiale	1	5									
4	B.1.	Achiziția Materiale	1	1									
5	B.2.	Livrare Echipamente Principale (structura de montaj+Invertoare)	3	4									
6	B.3.	Livrare echipamente principale (Panouri fotovoltaice)	3	5									
7	C.	Construcții	1	4									
8	C.1.	Predare - primire amplasament	1	1									
9	C.2.	Organizare de santier	1	8									
10	C.3.	Instalare echipamente principale	4	6									
11	C.3.1.	Instalarea sistemului de montaj	4	6									
12	C.3.2.	Instalarea panourilor PV	5	6									
13	C.3.3.	Instalarea invertoarelor	6	6									
14	C.3.4.	Instalarea tablourilor electrice, a posturilor de transformare	6	6									
15	C.4.	Calibrarea circuitelor primare	5	7									
16	C.4.1.	Instalarea și cablarea circuitelor de curent continuu(DC)	5	7									
17	C.4.2.	Conectarea sistemelor de curent continuu	6	7									
18	C.4.3.	Instalarea și cablarea circuitelor de curent alternativ(DC),	7	7									
19	C.4.4.	Instalarea și cablarea sistemelor de comunicații	7	7									
20	C.4.5.	Instalarea și cablarea sistemelor de iluminat și monitorizare	7	7									
21	C.4.6.	Conectarea sistemelor de curent alternativ	6	7									
22	C.4.7.	Conectarea sistemelor de comunicații, iluminat, monitorizare, etc...	6	7									
23	C.5.	Instalarea sistemului de protecție împotriva electrocutării indirecte (impamantare) și a sistemelor de protecție împotriva loviturilor de traze (paratraznet)	6	7									
24	C.5.1.	Conectarea sistemelor de montaj, a invertoarelor și a tablourilor electrice la sistemele de impamantare	6	7									
25	C.5.2.	Conectarea paratraznetelor la sistemele de impamantare	7	7									
26	D.	Testare și punerea în funcțiune	7	8									
27	D.1.	Testare și punerea în funcțiune pe partea de curent continuu (panouri PV) și curent alternativ (Invertoare, post de transformare, etc..)	7	8									

4. ANALIZA FIECARUI SCENARIU TEHNICO-ECONOMIC PROPUȘ

4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta

Proiectul analizează 2 variante de implementare a unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, sub forma unui parc fotovoltaic instalat pe sol, cu scopul de asigurare a autoconsumului, astfel:

Scenariul 1: În acest scenariu va fi construit un parc fotovoltaic cu putere instalată de 523,92 kWp cu orientare spre SUD utilizând panouri de 590 Wp și 5 invertoare (un inverter de 50 KTL M3 și 4 invertoare 100 LTL M2), cu următorii indicatori de rezultat:

Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,52392	MW
Capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ)	0,45	MW
Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	401,47	Echivalent tone de CO2/an
Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	656,10	MWh/an
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 de ani)	13.122,00	MWh
Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*)	100	%
Factorul de capacitate al centralei	14,30	%

Asigurarea unei ponderi de autoconsum de: 679,882 MWh/an (99,99%) în primul an de funcționare.

Scenariul 2: În acest scenariu va fi construit un parc fotovoltaic cu putere instalată de 523,92 kWp cu orientare spre SUD, utilizând panouri de 590 Wp și 5 invertore (un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2) cu următorii indicatori de rezultat:

- Producția netă totală de energie electrică de 12.865,31 MWh într-o perioadă de 20 de ani;
- Reducerea gazelor cu efect de sera cu: 7.872,28 tone de CO₂ echivalent/an într-o perioadă de 20 ani;
- Asigurarea unei ponderi de autoconsum (direct și indirect, prin compensarea cantității de energie electrică injectată în SEN) de: 674,258 MWh/an (99,07%) în primul an de funcționare.

Diferența față de varianta 1 constă în utilizarea unor module PV cu puteri nominale mai mici.

Alegerea finală a unei variante de implementare va respecta cerințele legislației specifice în vigoare (Legea nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare, Ord. ANRE nr. 59/2013 cu modificările și completările ulterioare etc.).

Pentru varianta finală de implementare se va elabora cererea de eliberare a Avizului de Amplasament din partea Operatorului de Distribuție și, ulterior, cererea de actualizare a Avizului Tehnic de Racordare existent (și a realizării unui studiu de soluție și a unei analize de sistem, dacă OD le va solicita).

Durata estimată de realizare a investiției este de 8 luni de la data aprobării cererii de finanțare, conform graficului fizic de realizare al investiției prezentat în capitolul 3. Se estimează că, în cursul anului 2024 se vor obține toate aprobările necesare finanțării, termenul fiind influențat de obținerea tuturor avizelor, demararea procedurilor pentru faza PTE și obținerea Autorizației de Construire.

Scenariul de referință pentru investiția prezentată reprezintă varianta în care beneficiarul își va susține operațiunile de bază prin obținerea unei ponderi cât mai mari din necesarul anual de energie electrică de 680,536 MWh/an. În această variantă nu există producție suplimentară netă de energie electrică și nici alte costuri suplimentare celui de achiziție.

4.2. Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factori de risc, antropici si naturali, inclusiv de schimbari climatice, ce pot afecta investitia

Fiind o problemă globală, schimbările climatice presupun o abordare responsabilă și întreprinderea de activități concrete la nivel internațional, regional,

național și local. Pentru a putea aborda în mod realist acest fenomen, este nevoie de cooperarea tuturor părților implicate în vederea identificării căilor de acțiune optime.

Modificările regimului climatic se referă în principal la acele variații și/sau diferențe semnificative din punct de vedere statistic ale mediilor parametrilor climatici, mai ales datorită modificărilor din interiorul sistemului climatic și a interacțiunii dintre componentele sale, dar și datorită acțiunii factorilor externi de natură antropică.

Un regim climatic este caracterizat de starea proprietăților mai multor componente, și anume: atmosfera, hidrosfera, criosfera, litosfera și biosfera. Acestea se află într-o interconexiune între ele și între ele și factorii externi. Procesele fundamentale ce pun în mișcare un sistem climatic sunt reprezentate de: încălzirea datorată radiațiilor solare de undă scurtă, răcirea datorată refracției în mediul cosmic a radiației terestre și a radiațiilor de undă lungă.

Fenomenele extreme reprezentative ale schimbărilor climaterice pot fi exemplificate prin intermediul unor dezastre naturale de tipul: inundații, alunecări de teren, secetă, uragane, cutremure etc, de o magnitudine mult amplificată.

Ca și răspuns la aceste schimbări, există trei abordări diferite: atenuare, adaptare și acceptare/reparare a daunelor inevitabile.

O evaluare completă a riscurilor va sta la baza pentru determinarea celor mai adecvate măsuri de adaptare/atenuare legate de schimbările climatice.

Când se analizează schimbările climatice, cele mai frecvente și mai relevante fenomene pentru România sunt seceta, inundațiile, vânturile extreme și valurile de căldură.

1. *Analiza vulnerabilității*

Analiza vulnerabilității este menită să identifice pericolele climatice relevante pentru proiect în locația planificată. Vulnerabilitatea proiectului este o combinație a sensibilității componentelor proiectului la pericolele climatice și probabilitatea ca aceste pericole să se materializeze pe durata de viață a investiției.

A. *Analiza de sensibilitate*

Sensibilitatea proiectului a fost determinată pe baza contextului actual și a prognozei schimbărilor climatice și a efectelor sale primare și/sau secundare.

Sensibilitatea opțiunilor selectate în raport cu schimbările climatice și efectele adverse a fost realizată separat, raportat la principalele componente ale proiectului: Intrări, Bunuri și Procese.

În context global, fenomenele extreme cauzate de schimbările climatice majore pot avea atât efecte directe, cât și indirecte, precum:

a. Consecințe primare - modificarea temperaturii medii, apariția temperaturilor extreme, modificări ale ritmicității precipitațiilor și ale valorilor medii ale precipitațiilor, modificarea considerabilă a vitezei medii a vântului, modificarea considerabilă a nivelului de umiditate.

b. Consecințe secundare - eroziune, secetă, inundații, alunecări de teren,

cutremure, incendii

În România fenomenele extreme care pot produce pagube semnificative sunt: inundații, alunecări de teren, grindină, fulgere, îngheț, avalanșe, furtuni, viscol, secetă, valuri de căldură extremă, valuri de frig extrem. Conform datelor prezentate de Pool-ul de Asigurare pentru Dezastre Naturale (Componenta Programului Român de Asigurare pentru Dezastre, gestionat de Ministerul Administrației și Internelor), în cazul țării noastre, expunerea care trebuie luată în considerare este asociată cutremurelor, inundațiilor și alunecărilor de teren.

În contextul schimbărilor climatice, în România, nu este de așteptat ca în viitorul apropiat să apară noi tipuri de fenomene extreme, dar cele existente le pot schimba caracteristicile, precum: frecvența și amplitudinea.

Dar ținând cont de amplasarea geografică a României, de caracteristicile climatice, geomorfologice, geologice și hidrografice, țara noastră este predispusă la manifestarea a trei mari tipuri de fenomene extreme: geomorfologice, hidrologice și climatice. Aceste trei tipuri de fenomene extreme pot fi influențate de schimbările climatice și în plus să producă efecte generale și locale precum: eroziune, alunecări de teren, inundații, exces de umiditate, secete.

În ceea ce privește inundațiile, zona site-ului nu este sensibilă la acest factor.

În ceea ce privește alunecările de teren, putem menționa că situl se suprapune pe o zonă exclusiv plană, nu au fost înregistrate alunecări de teren în ultimii 100 de ani, frecvența manifestărilor legate de acest factor fiind neglijabilă.

Potențialul de apariție a fenomenelor de alunecare de teren este moderat.

Mai mult, fenomenul de secetă este specific zonelor de câmpie, și prezintă o probabilitate de amplificare din cauza schimbărilor climatice, dar în funcție de specificul proiectului, al cărui sistem proiectat nu este un consumator de resurse acvatice, fenomenul de secetă nu va afecta direct proiectul.

Când vine vorba de precipitații extreme, zona șantierului proiectului este foarte rar afectată de astfel de fenomene. Marea majoritate a precipitațiilor abundente apar sub formă de furtuni de primăvară sau de toamnă care durează doar câteva zile sau furtuni de vară foarte scurte (maximum câteva ore). Probabilitatea ca furtunile să capete avânt din cauza schimbărilor climatice este moderată și nu este probabil să apară până în anul 2050. Cu toate acestea, în cazul unor schimbări climatice majore și în viitorul apropiat, este puțin probabil ca zona sitului să fie afectată datorită sistemului de canalizare care este special conceput pentru a susține cantități mari de apă pluvială.

Pentru evaluarea sensibilității proiectului la schimbările climatice s-a acordat un punctaj, conform clasificării Sensibilitate Scăzută/Mediu/Ridică, rezultând astfel matricea de evaluare a sensibilității. Următorul tabel prezintă evaluarea sensibilității proiectului analizat:

Risc Climatic	Intrări	Bunuri	Procese	Cel mai ridicat scor
---------------	---------	--------	---------	----------------------

Consecințe primare ale Schimbărilor climatice				
Modificarea temperaturii medii				
Temperaturi extreme				
Modificarea precipitațiilor medii				
Precipitații extreme				
Viteza medie a vântului				
Umiditate				
Efecte secundare/fenomene extreme				
Secetă				
Inundații				
Alunecări de teren				
Cutremure				
Incendii				
	Nesemnificativ	Moderat		

Așa cum este identificat și în schema de mai sus, proiectul supus analizei este sensibil în cazul cutremurelor.

B. Analiza expunerii

Este foarte important să se identifice cât mai exact zonele proiectului analizat expuse fenomenelor extreme, precum și modul în care aceste zone pot fi afectate pentru a concepe un plan proactiv de acțiune preventivă.

În funcție de clasificarea globală a zonelor expuse fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice, situl este situat într-o zonă în care:

- Temperatura medie prezintă deja fluctuații cu temperaturi mai ridicate pentru perioade mai lungi de timp decât în istoria climatică a zonei geografice.
- Zona cu precipitații medii anuale scăzute. Analiza expunerii este prezentată în tabelul următor:

Riscuri climatice	Expunere actuală	Expunere viitoare
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii		
Temperaturi extreme		
Modificarea precipitațiilor medii		
Precipitații extreme		
Viteza medie a vântului		
Umiditate		
Efecte secundare/fenomene extreme		

Secetă		
Inundații		
Alunecări de teren		
Cutremure		
Incendii		
	Nesemnificativ	Moderat

Analiza vulnerabilității combină rezultatul analizei sensibilității și analiza expunerii. Rezultatele sunt prezentate în următorul tabel:

Analiza vulnerabilității		Expunere (actuală + viitoare)		
		Ridicată	Medie	Scăzută
Sensibilitate (cea mai mare dintre cele 3)	Ridicată			
	Medie		Viteza medie a vântului Incendii	
	Scăzută		Modificarea temperaturii medii Precipitații extreme	Umiditate Seceta Inundații Alunecări de teren

2. Evaluarea riscului

În funcție de severitate și probabilitatea de apariție, se calculează Rîsul la care sunt sau ar putea fi supuse sistemele proprii proiectului analizat. Amploarea fenomenelor extreme cauzate de schimbările climatice identificate anterior este prezentată în următoarele tabele de evaluare:

Analiza probabilității		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	2	3
Temperaturi extreme	2	4
Modificarea precipitațiilor medii	1	2
Precipitații extreme	1	3
Viteza medie a vântului	2	4
Umiditate	1	2
Efecte secundare/fenomene extreme		
Secetă	1	3
Inundații	1	3
Alunecări de teren	1	2
Cutremure	1	2

Incendii	1	1
----------	---	---

Unde 1-Rar / 2-Improbabil / 3-Moderat / 4-Probabil / 5-Aproape sigur

Tabelul următor oferă o prezentare generală a analizei de impact, parte a fazei

2:

Analiza Impactului		
Risc Climatic	Scor actual	Scor viitor - 2050
Consecințe primare ale Schimbărilor climatice		
Modificarea temperaturii medii	1	1
Temperaturi extreme	1	2
Modificarea precipitațiilor medii	1	1
Precipitații extreme	2	3
Viteza medie a vântului	2	3
Umiditate	1	1
Efecte secundare/fenomene extreme		
Secetă	1	1
Inundații	1	1
Alunecări de teren	1	1
Cutremure	3	3
Incendii	3	3

Unde 1-Nesemnificativ / 2-Minor / 3-Moderat / 4-Major / 5-Catastrofal

După evaluarea probabilității și a impactului fiecărui pericol, nivelul de semnificație al fiecărui risc potențial poate fi estimat prin combinarea celor doi factori. Riscurile sunt reprezentate grafic pe o matrice de risc prezentată mai jos:

Matricea de risc – Situația actuală					
Expunere la risc		Redus	Mediu	Ridicat	
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar	Modificarea precipitațiilor medii Umiditate Secetă Inundații Alunecări de teren	Precipitații extreme	Incendii Cutremure		

2- Improbabil	Modificarea temperaturii medii Temperaturi extreme	Viteza medie a vântului			
3- Moderat					
4- Probabil			Viteza medie a vântului		
5- Aproape sigur					

Matricea de risc – Situația viitoare					
Expunere la risc	Redus		Mediu	Ridicat	
Impact / Probabilitate	1- Insignifiant	2- Minor	3- Moderat	4- Major	5- Catastrofal
1- Rar			Incendii		
2- Improbabil	Modificarea precipitațiilor medii Alunecări de teren	Umiditate	Cutremure		
3- Moderat	Modificarea temperaturii medii Seceta Inundații		Precipitații extreme		
4- Probabil		Temperaturi extreme			
5- Aproape sigur					

3. Identificarea și evaluarea măsurilor de atenuare

Adaptarea este capacitatea sistemelor de a reacționa la efectele schimbărilor climatice, inclusiv la cele legate de variabilitatea climei și evenimentele meteorologice, pe termen scurt și lung, cu scopul de a reduce daunele probabilistice.

Prin urmare, există diferite tipuri de adaptare: anticipată și reactivă, privată și publică, autonomă și programată. Acest proces complex de adaptare se datorează faptului că amploarea efectelor și daunelor variază de la regiune la regiune, de la componentă la componentă, în funcție de expunere, vulnerabilitate fizică, grad de dezvoltare, capacitatea de adaptare la mecanismele de monitorizare a situațiilor extreme. fenomene și inventarierea dezastrelor naturale.

Principiile adaptării trebuie să țină cont de rezistența tot mai mare a sistemelor analizate în fața efectelor evenimentelor extreme datorate schimbărilor climatice. Așadar, pentru riscurile identificate în capitolele precedente, doar 7 dintre acestea au fost identificate ca având un impact vizibil, previzibil cu efecte moderate spre severe și anume: incendii, inundații, temperaturi extreme, cutremure și precipitații extreme.

Măsurile propuse necesare pentru atenuarea cauzelor sunt:

- Foc – În faza de construcții se vor folosi materiale cu rezistență mare la foc. Administratorul va elabora și implementa un plan de stingere a incendiilor.

- Inundații - Proiectul este amplasat într-o zonă ferită de inundații. Sistemul de drenaj va fi modernizat.
- Temperaturi extreme - Echipamentele care vor fi folosite pentru dezvoltarea proiectului au specificații din fabrică de rezistență la temperaturi ridicate. Astfel, la alegerea echipamentului se vor acorda puncte pentru rezistență la temperatură.
- Cutremure – Planul de management al situației de criză prevede o serie de măsuri necesare în caz de cutremure. Aceste prevederi vor fi respectate la alegerea materialelor și a echipamentelor de operare**
- Precipitații extreme – Sistemul de drenaj va fi întreținut și curățat de mai multe ori în fiecare an pentru a menține funcționarea deplină.

Impactul proiectului asupra mediului

În faza de proiectare, la alegerea soluțiilor tehnologice s-a avut în vedere evaluarea potențialului impact negativ al obiectivelor asupra mediului, în condiții de siguranță și eficiență în toate fazele ciclului de viață proiectat: proiectare, execuție și exploatare pe tot parcursul duratei de viață a instalației prin SR EN ISO 14001/2015 și reglementările în vigoare, în cadrul sistemului integrat de calitate.

Ca urmare, echipamentele/sistemele tehnologice achiziționate, lucrările de execuție planificate, precum și funcționarea stației trebuie să asigure respectarea cerințelor de protecție a mediului în conformitate cu:

- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- OUG nr. 68/2007 privind răspunderea pentru mediu cu referire la prevenirea și repararea daunelor aduse mediului, cu modificările și completările ulterioare aplicabile
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului unor proiecte publice și private asupra mediului;
- OG nr. 2/2021 - privind depozitarea deșeurilor;
- Regulament tehnic pentru construcția liniilor electrice aeriene cu tensiuni peste 1000 V - NTE003/04/01;
- Legea nr. 59/2016 - privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substanțe periculoase;
- Legea 278/2013 privind emisiile industriale, cu modificările și completările aduse prin OUG nr.101/2017 și Legea nr. 144/2018;
- Comandă nr. 119/2014 a ministrului sănătății pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;
- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei deșeurilor, inclusiv a deșeurilor periculoase;
- Ordin al Ministerului Mediului și Gospodăririi Apelor nr. 757/2004 pentru aprobarea Normei tehnice privind depozitarea deșeurilor, cu modificările și

completările aduse prin Ordinul nr. 1.230 / 2005 și Ordinul nr. 415/2018;

- Legea nr. 249/2015 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje, cu modificările și completările aduse prin OUG nr. 38/2016 și Legea nr. 87/2018;

- OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor;

- HGR nr. 1061/2008 privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României;

HGR nr. 210/2007 și OUG nr. 12/2007 pentru modificarea și completarea unor acte normative care transpun acquis-ul comunitar în domeniul protecției mediului;

- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare aplicabile;

- HGR nr. 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind condițiile de evacuare a apelor uzate în mediul acvatic, cu modificările și completările aduse de HGR nr. 352/2005 și HGR 210/2007;

- Ordinul MAPPM nr. 462/1993 pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și a Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici, cu modificările și completările ulterioare prin Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului ambiant;

- OMSP NR. 1193/2006 pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;

- HGR nr. 124/2003 pentru prevenirea, reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, completată de HGR nr. 210/2007 și modificată prin HGR nr. 734/2006.

Proiectul a oferit soluții tehnologice moderne pentru construcția unei noi capacități de producere a energiei electrice care să conducă la reducerea potențialului impact negativ al investiției asupra mediului. Astfel, pentru asigurarea protecției mediului, au fost prevăzute atât măsuri directe, cuprinse tehnic și valoric la capitolul „Aranjamente de protecție a mediului”, cât și măsuri indirecte, cuprinse în investiția de bază.

Măsurile directe și indirecte prevăzute în proiect sunt cuprinse în prevederile tehnice și valorice pentru realizarea obiectelor care compun devizul lucrării și se referă la:

a) Reducerea impactului vizual

- Lucrările se desfășoară pe amplasamentele existente ale Beneficiarului, pe terenuri care în prezent sunt neproductive, iar înălțimea echipamentelor ce se vor monta este redusă, ceea ce duce la reducerea efectelor negative asupra mediului și evitarea deteriorării resurselor istorice, arheologice și culturale.

b) Protecția aerului

- Nu sunt planificate lucrări majore de demolare care să provoace emisii de praf;
- Antreprenorul va lua măsuri pentru reducerea emisiilor de praf în timpul demolării și construcției.

c) Reducerea impactului sonor

Nivelul de emisie de zgomot al echipamentelor utilizate în timpul execuției lucrărilor va respecta cerințele HGR 1756/2006 privind limitarea emisiilor de zgomot în mediu produse de echipamentele destinate utilizării în exteriorul clădirilor.

d) Gestionarea deșeurilor

- Prin efectuarea lucrărilor de demontare și demolare nu se produc deșeuri periculoase;

- Antreprenorul va depozita selectiv deșeurile rezultate în urma lucrărilor de demolare și demontare (beton, metale feroase și neferoase, ceramică, ulei izolator etc.), urmând să le țină în custodie până la colectarea lor de către prestatorul cu care UAT Rovinari are contract de ridicare și valorificare deșeuri;

Antreprenorul va ține evidența gestiunii deșeurilor pe care le recuperează sau le elimină, conform HGR 856/2002 și OUG 92/2021

- Antreprenorul va respecta cerințele OG 2/2021 privind depozitarea deșeurilor, din Ordinul 1230/2005 privind modificarea anexei la Ordinul MMGA nr. 757/2004 pentru aprobarea Regulamentului tehnic privind depozitarea deșeurilor, al Ordinului MMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor privind ambalajele și deșeurile de ambalaje;

- În cazul în care Furnizorul de Echipamente este o firmă din afara României, ambalajele rezultate în urma lucrării vor fi predate Beneficiarului pe măsură ce acestea devin disponibile. Furnizorul va fi responsabil ca subcontractanții săi de echipamente să includă în lista de ambalare, pe lângă greutatea netă și brută, cantitățile de ambalaje pe tipuri de materiale (lemn, hârtie, metal, plastic). Dacă Furnizorul este o firmă românească, ambalajul rezultat în urma lucrării va fi gestionat de acesta;

- Deșeurile recuperabile, inclusiv uleiurile uzate, rămân în responsabilitatea Beneficiarului;

- Orice deșeu cu conținut sau urme de ulei este considerat deșeu periculos, inclusiv sol contaminat și va fi gestionat, tratat și valorificat sau eliminat în conformitate cu prevederile legislației privind deșeurile periculoase;

- Antreprenorul va elimina deșeurile nerecuperabile numai prin intermediul companiilor care dețin autorizație de mediu. Antreprenorul va asigura trasabilitatea deșeurilor prin furnizarea contractelor încheiate pentru transportul și eliminarea deșeurilor precum și a autorizațiilor de mediu;

- Transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase se va face cu respectarea HG nr. 1061/2008.

e) Protecția solului

Panourile fotovoltaice și invertoarele folosite sunt izolate uscat și astfel nu implică nici un risc pentru pământ.

f) Managementul substanțelor toxice și periculoase

- Utilizarea platformelor existente din beton pentru depozitarea temporară a echipamentelor reduce posibilitatea de poluare a solului și a apei.

- Materialele folosite la elementele de construcție și montaj nu conțin azbest.
- Demontarea echipamentelor de ulei nu este asigurată
- Evidența gestionării substanțelor toxice și periculoase se va face conform lit. d)
- Produsele chimice vor fi manipulate și depozitate în conformitate cu specificațiile din fișele cu date de securitate
- Se vor furniza fișe cu date de securitate actualizate pentru toate substanțele chimice utilizate (ulei, baterii, motorină și altele)
- În cazul poluării accidentale în timpul lucrărilor sau în perioada de garanție, executantul răspunde de ecologizarea și readucerea mediului contaminat la starea inițială.
- g) Protecția împotriva efectelor câmpului electromagnetic
 - Echipamentul furnizat nu provoacă interferențe radio sau TV sau un câmp electromagnetic care ar putea dăuna corpului uman.
- h) Protecția apelor subterane
 - Echipamentele prevăzute de această lucrare nu produc poluanți pentru apele subterane.
- i) Protecție împotriva șocurilor electrice și a accidentelor electrice
 - Respectarea distanțelor de siguranță și asigurarea că zonele de lucru reduc șansele de accidente.
- j) Protecția împotriva incendiilor
 - Soluțiile adoptate prevăd măsuri constructive împotriva producerii și răspândirii incendiilor în noile containere, celule de medie tensiune, transformatoare, precum și în gospodăria de cablu (separări tehnologice, etanșări etc.).

4.3. Situația utilitatilor și analiza de consum

La implementarea proiectului se va amenaja o organizare de șantier, prin care vor fi asigurate utilitățile necesare implementării proiectului.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

4.4.1. Impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

În condițiile socio-economice ale prezentului, filosofia acestei investiții s-a îndreptat către două obiective majore:

- Asigurarea cerințelor unei societăți moderne și în dezvoltare;

- Sustenabilitatea investiției, astfel încât aceasta să nu depășească gradul de suportabilitate financiară a beneficiarului și să fie relativ ușor de întreținut.

Ca principiu de dezvoltare și implementare a proiectului în toate etapele sale, vor fi luate în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nici o deosebire, excludere, restricție sau preferință, pe bază de: rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie socială, convingeri, sex, vârstă, handicap, apartenență la o categorie defavorizată, precum și orice alt criteriu care are ca scop sau efect restrângerea, înlăturarea recunoașterii, folosinței sau exercitării, în condiții de egalitate, a drepturilor omului și a libertăților fundamentale sau a drepturilor recunoscute de lege.

Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul UAT Rovinari, în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non-discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea entității.

În mod evident, principiile 4E ale unui serviciu public modern, Economie-Eficiență-Eficacitate-Echitate sunt departe de a fi atinse, în special sub aspectele rezultatelor obținute.

4.4.2. Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției: în faza de realizare, în faza de operare;

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate.

Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

Desemnarea echipei de management, respectiv contractarea unor servicii specializate de management de proiect, reprezintă modalitatea de asigurare a resurselor umane necesare atât pentru faza de implementare a proiectului, cât și pentru faza de operare a acestuia. Cerințele pentru bună funcționare a perioadei de implementare, respectiv pentru perioada de operare sunt:

- Pentru perioada de implementare:
 - Desemnarea unei echipe de management de proiect, care să fie constituită prin reprezentarea principalelor departamente funcționale, care să acopere domeniul de management, domeniul financiar-contabil și domeniul economic;
 - Contractarea unor servicii de management de proiect externalizat, prin selectarea unei companii de profil.
- Pentru perioada de operare:
 - Crearea de noi locuri de muncă care să completeze necesitățile de competențe și abilități generate de modernizarea fluxului tehnologic prin integrarea

noilor echipamente;

Faza de implementare

Echipa de management a proiectului formată din:

Manager de proiect

Responsabil economic

Responsabil tehnic

Responsabilitati

Își desfășoară activitatea pe baza Ghidului Solicitantului;

Monitorizează obiectivele proiectului;

Asigură fluxul comunicațional cu Autoritatea de Management

Coordonează și asigură derularea activităților necesare atingerii obiectivelor proiectului;

Stabilește după caz măsurile corective ce se impun, respectiv măsurile de prevenție;

Abilitati necesare

Experiență în domeniul managementului de proiect;

Cunoștințe de management financiar;

Studii tehnice superioare în domeniul relevant.

Echipa externalizată pentru servicii de management de proiect – Consultant

Derularea activităților de raportare conform Contractului de Finanțare;

Elaborarea documentelor pentru finanțarea proiectului (cerere de rambursare, cerere de plată etc);

Monitorizarea implementării proiectului;

Coordonarea activităților aferente proiectului;

Identificarea și propunerea de soluții pentru combaterea riscurilor potențiale

Atributii necesare

Experiență în domeniul managementului de proiect;

Bună cunoaștere a legislației specifice;

Faza de operare

În etapa de operare va fi implicat personalul existent în prezent, respectiv persoanele care vor fi angajate după finalizarea proiectului.

Departamentul tehnic cuprinzând personal specializat

Responsabilitati

Utilizarea echipamentelor specifice;

Asigurarea mentenanței și a bunei funcționalități a echipamentelor de lucru.

Atributii necesare

Cunoștințe avansate în domeniul producției de energie din surse regenerabile;

Cunoștințe tehnice de specialitate;

Abilități de operare a echipamentelor specifice;

4.4.3. Impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversității și a siturilor protejate, după caz;

Impactul asupra mediului constă în analiza complexă a influenței noii investiții asupra:

- protecției calității aerului;
- protecției solului/subsolului;
- protecției calității apelor;
- protecției împotriva zgomotului și a vibrațiilor;
- protecției împotriva radiațiilor;
- protecției ecosistemelor terestre și acvatice;
- protecției așezărilor umane;
- gospodărirea deșeurilor;
- gospodărirea substanțelor toxice și periculoase;
- impactului vizual.

Emisii în mediul ambiant (protecția calității aerului)

Valorile emisiilor echipamentelor ce se vor monta se vor încadra în limitele admise de legislația în vigoare.

Protecția solului și subsolului; protecția calității apelor

Toate apele pluviale colectate de pe acoperișul clădirilor și de pe platformele betonate vor fi dirijate, de asemenea, către bazinele de retenție a apelor pluviale și se va reutiliza.

Protecția împotriva radiațiilor

Nu este cazul pentru noua investiție.

Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor

Nu vor fi montate surse generatoare de zgomot.

Nivelul de zgomot se va încadra în limitele admise de legislația în vigoare.

Protecția ecosistemelor terestre și acvatice

Nu este cazul.

Protecția așezărilor umane și a altor obiective de interes public

Executantul va păstra permanent curățenia în șantier și va degaja zonele de lucru de resturile de materiale și de utilajele care nu mai sunt necesare execuției.

Se va evita poluarea solului prin scurgeri de carburant de la utilajele și mijloacele auto folosite, iar autovehiculele folosite vor fi obligatoriu curățate la părăsirea șantierului.

Executantul își va angaja personalul propriu pentru paza pe timpul nopții a lucrărilor executate din care pot fi sustrate materiale, precum și a materialelor nefolosite încă la execuție.

Incinta va trebui asigurată cu pază și pentru evitarea oricăror incidente care ar putea provoca accidente cu risc asupra oamenilor sau mediului înconjurător (de exemplu incendii, etc.).

În incintă vor trebui asigurate măsurile PSI corespunzătoare, cu posibilități de acces rapid al mijloacelor de intervenție PSI.

Gospodărirea deșeurilor

Deșeurile rezultate în timpul executării lucrărilor de execuție (construcții-montaj) vor fi depozitate într-un spațiu special amenajat, stabilit de comun acord cu titularul investiției, și vor fi evacuate pe baza unui contract cu o firmă specializată.

Deșeurile menajere se vor colecta și stoca temporar în recipiente închise, pe platforme special amenajate, de unde vor fi preluate ulterior de firma de salubritate locală cu care se va încheia contractul de prestări servicii.

Gospodărirea substanțelor toxice și periculoase

Nu este cazul.

Lucrări de reconstrucție ecologică

Accesul la obiectiv se va realiza direct din drumurile publice existente.

Obiectivele cu care va fi mobilată organizarea de șantier au caracter de provizorat și vor funcționa numai pe perioada execuției, fiind dezafectate la terminarea

lucrărilor acestora. La terminarea lucrărilor, executantul are obligația curățirii zonelor afectate de orice material sau reziduuri și refacerea acestora, redându-le funcționalitatea anterioară.

Diminuarea surselor de poluare

Nu exista surse de poluare. Instalatia nu este o sursa de poluare. Instalatia va contribui la scutirea emisiilor de CO₂, SO₂, NO_x si alte gaze cu efect de sera intr-o masura proportionala cu dimensiunea instalatiei si energiei electrice produse din sursa regenerabila nepoluanta. Se va scuti emisia a aproximativ 8.029,35 tone CO₂ (emisii ce se produc în absența acestui Parc Solar pe o perioada de 20 de ani).

Prevenirea producerii riscurilor naturale

Nu se intrevad riscuri naturale in zona, dar zona are potential seismic relativ ridicat si in consecinta instalatia va fi proiectata corespunzator, astfel ca nu se intrevad riscuri majore in cazul unui cutremur de mare intensitate. Mentionam ca inaltimea maxima a structurilor de montare a panourilor fotovoltaice si a invertoarelor este de doar aproximativ 2m.

Instalatia si panourile fotovoltaice componente sunt de asemenea proiectate pentru a rezista fenomenelor meteorologice de tipul zapezii, vantului si grindinei. In cazul unor fenomene extreme de genul grindina cu dimensiuni de peste 25mm, tornade, stricaciunile posibile vor fi acoperite printr-un contract de asigurare.

Depozitarea controlata a deseurilor

Panourile fotovoltaice (PV) vor fi demontate la sfarsitul perioadei estimate de operare (15 ani minim conform garantiei producatorilor, posibil mai mult avand in vedere faptul ca instalatia poate fi eficienta si o perioada de operare de 25-30 de ani). Dupa demontare, acestea vor fi valorificate cu o firma de reciclare materiale specifice. Terenul va fi readus la starea sa initiala, eventual ameliorat prin procese specifice pentru a fi introdus in circuitul agricol.

Respectarea principiului „poluatorul plătește” la nivel de proiect se face prin alinierea la standardele de mediu stabilite de autoritățile competente și plata tuturor taxelor de mediu stabilite conform OUG nr.195/2005 și Legii nr.292/2007. Astfel, beneficiarul proiectului (UAT Rovinari) va plăti toate taxele ce îi revin ca urmare a investiției prin proiect:

a) taxa privind gestionarea ambalajelor și deșeurilor de ambalaje (HG nr.621/2005). Ambalajele provin de la utilajele, echipamentele, instalațiile de protecție a mediului și aparatele de măsură și control achiziționate prin proiect.

Expunere la risc	Mica	Medie		Mare		
Impact Probabilitate	1	2	3	4	5	
1	2	1	4	3		
2	1	2	3			
3	3	1				
4			2			
5						

Matricea evaluării riscurilor

Se observă că din totalul celor 22 de riscuri identificate în timpul efectuării analizei, în cazul a 17 dintre acestea există un grad de expunere la risc mic, în cazul a 4 dintre riscuri proiectul de investiție are un grad de expunere la risc mediu și doar pentru două dintre riscuri expunerea proiectului este mare,

Se observă că pentru proiectul analizat nu există riscuri la care gradul de expunere să fie inacceptabil.

Administrarea riscurilor se va efectua printr-un complex de decizii în cadrul echipei de management a proiectului și a factorilor de decizie.

Perioade nefuncționale lungi din motiv de accident sau din cauze externe	1	1	1	Realizarea investiției va duce la o reducere a întreruperilor de activitate ale beneficiarului generate de alimentarea cu ee	Scăzut
Riscuri privind performanța, în timp a subansamblurilor componente ale proiectului,	1	4	4	Oferirea de garanții tehnice și comerciale din partea antreprenorului general și/sau a furnizorilor de echipamente, pe o durată cât mai mare de timp (ex: minimum 12 ani la panourile PV, minimum 10 ani la invertoare)	Scăzut
Riscuri financiare					
Riscuri privind obținerea și menținerea raportului de performanță previzionat ce va pune în pericol sustenabilitatea proiectului	2	3	6	Asigurarea corelării planului de mentenanță (de către Beneficiar sau de către un terț, în cazul subcontractării ulterioare a acestei activități) cu menținerea Raportului de Performanță previzionat al proiectului,	Scăzut
Lipsa surselor proprii ale beneficiarului pentru finanțarea proprie	1	4	4	Proiectul a fost inclus în portofoliul beneficiarului; bugetul pe 2023 la nivel de companie a fost adoptat pentru a lua în considerare rezervarea fondurilor necesare implementării acestui proiect	Scăzut
Creșterea prețurilor echipamentelor (panouri PV; invertoare) datorită creșterii cererii pe piețele internaționale	4	3	12	Demararea procedurii de achiziție în cel mai scurt timp de la demararea contractului, cu plata unui avans de cel puțin 50% pentru panourile PV – fiind cele mai predispuse la creșteri majore de preț neprevăzute.	Mediu
Riscuri legate de reglementare					
Modificări ale cerințelor de mediu, ale instrumentelor economice (de exemplu ale programelor de sprijin în domeniul surselor regenerabile de energie)	2	1	2	Rezultatul financiar estimat nu este influențat de modificarea schemei UE de alocare și comercializare a certificatelor de emisii.	Scăzut
Schimbarea cadrului legislativ cu efect în implementarea proiectului,	1	3	3	Realizarea unor analize a legislației în vigoare la momentele începerii implementării proiectului și a începerii derulării proiectului	Scăzut

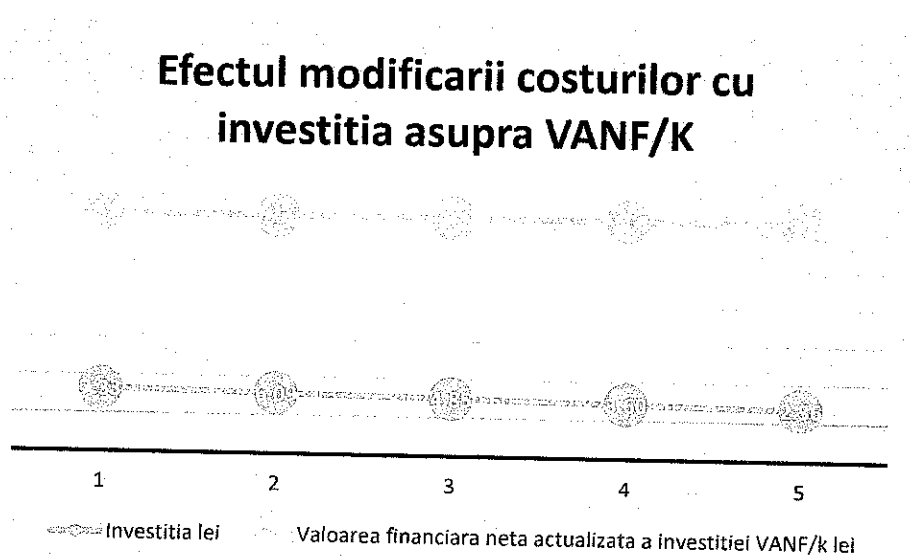
Ținând seama de matricea riscurilor pe faze de realizare a lucrărilor noi și re tehnologizărilor, de impactul riscurilor asupra proiectului și de probabilitatea de apariție a riscurilor s-a determinat matricea de evaluare în ansamblu a riscurilor

Un număr mare de contestații cu privire la procedurile de atribuire a contractelor, fapt ce va determina întârzieri în atribuirea contractelor și nu va permite finalizarea proiectului la timp	4	3	12	Beneficiarul va elabora documentațiile de atribuire astfel încât acestea să corespundă cerințelor legislației din domeniul achizițiilor publice	Mediu
Cofinanțarea din partea UE nu este disponibilă la timp pentru ca plata prestatorilor să fie realizată în limitele contractuale stabilite	2	3	6	Programarea atentă (cu rezervele aferente de timp) a proceselor de întocmire și verificare a documentelor implicate în procesul de executare a plăților. Identificarea unor surse financiare suplimentare (împrumut pe ts)	Scăzut
Riscuri legate de construcție					
Depășiri ale costului proiectului și întârzieri în ceea ce privește construcția	3	1	3	Folosirea sumelor prevăzute în cadrul bugetului proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului au fost considerate în cadrul analizei de sensibilitate.	Scăzut
Nefinalizarea lucrărilor contractate în perioada de implementare a proiectului în termenul asumat.	3	1	3	Asigurarea unui program de monitorizare strictă a progresului lucrărilor. Identificarea aspectelor critice și avertizarea prestatorilor	Scăzut
Riscuri privind instalarea corectă a subansamblurilor componente ale proiectului	1	4	4	Includerea de prevederi contractuale care să oblige Antreprenorul General la garantarea unui factor de operaționalitate ridicat (o disponibilitate minimă garantată de 98%/an)	Scăzut
Depășiri ale costurilor proiectului și întârzieri de construcție din cauza dificultăților neprevăzute din teren	1	3	3	Utilizarea sumelor prevăzute în bugetul proiectului pentru cheltuieli diverse și neprevăzute. Impactul depășirii costurilor proiectului a fost luat în considerare în analiza de sensibilitate.	Scăzut
Accidente în timpul construcției sau testării echipamentelor	1	1	1	Echipa de management va face verificări cu privire la respectarea măsurilor de siguranță pe șantier.	Scăzut
Riscuri operaționale:					
Costurile de întreținere și de reparații sunt mai ridicate decât s-a estimat, defecțiuni tehnice repetate	2	2	4	Ponderea costurilor de întreținere și reparații în cifra de afaceri a proiectului este redusă	Scăzut

În analiza de risc s-a avut în vedere construirea unei matrici a riscurilor considerând o scară de evaluare cu 5 niveluri.

Principalele riscuri identificate, descriere și argumentare	Probabilitatea cu care se manifestă riscurile	Impactul riscurilor	Nivelul riscului	Descrierea strategiei de minimizare a riscurilor identificate	Riscul rezidu al
Riscuri legate de cerere:					
Modificarea substanțială a necesarului de energie electrică (ee) al beneficiarului	1	3	3	Existența unor perspective și planuri de creștere a activității de bază a beneficiarului ce va duce și la o sporire a necesarului de consum de ee	Scăzut
Scăderea prețului de vânzare al ee injectate în SEN datorită scăderii cererii de ee, și	1	2	2	Estimările generale sunt îndreptate către creșterea prețurilor în perioada viitoare,	Scăzut
Riscuri legate de proiectare:					
Estimări inadecvate ale costului de proiectare, Apariția de cheltuieli suplimentare în faza de implementare.	2	3	6	Bugetul proiectului are cuprinse cheltuieli diverse și neprevăzute suficiente. Bugetul este bazat pe estimarea riguroasă a cheltuielilor de bază de oferte. Încurajarea unei concurențe indicate din partea prestatorilor de servicii în cadrul licitațiilor organizate. Impactul creșterii valorii costului de investiție a fost evaluat în cadrul analizei de sensibilitate	Scăzut
Timp insuficient pentru pregătirea studiilor tehnice din cauza întârzierilor în atribuirea contractelor	3	2	6	selecția companiilor care sunt bine calificate în domeniul lor de expertiză și care sunt capabile să lucreze în paralel la mai multe sarcini pentru a respecta graficul proiectului,	Scăzut
Studii și investigații inadecvate ale siturilor, Neconcordanța dintre documentația tehnică și situația din teren	3	1	3	Realizarea unei analize riguroase a situației din teren în prealabil	Scăzut
Inovații în producerea de energie sau în tehnologia de stocare a energiei, care fac ca tehnologia proiectului să fie depășită.	1	3	3	Investiția prevede utilizarea de echipamente de ultimă tehnologie în domeniul distribuției de energie electrică.	Scăzut
Riscuri administrative și referitoare la achizițiile publice					
Întârzieri procedurale	2	2	4	Echipa de management va elabora din timp toate documentele necesare raportărilor cerute	Scăzut

Variația indicatorilor financiari cu variația investiției



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

O componentă importantă a activității de management a proiectului/investiției este reprezentată de managementul riscurilor pe perioada de implementare a proiectului/investiției, cu atât mai importantă în măsura în care proiectul este depus și finanțat în cadrul unui program de finanțare nerambursabilă.

În acest context, devine imperios necesară acordarea unei atenții sporite activității de identificare și management a potențialelor riscuri.

Identificarea riscurilor este de dublă factură:

- Identificarea calitativă a riscurilor (probabilitate și impact);
- Identificarea cantitativă a riscurilor (măsurarea impactului),

Obiectivul principal al unei analize de risc este de a identifica principalele potențiale riscuri asociate unui proiect și să se identifice măsuri de limitare a acestora în cazul în care acestea sunt importante.

Pe baza rezultatelor analizei de sensibilitate și luând în considerare incertitudinile legate de aspecte care nu sunt cuprinse în calculele ACB, au fost identificate următoarele riscuri și a fost pregătită matricea de risc pentru a identifica posibile măsuri de prevenire și atenuare,

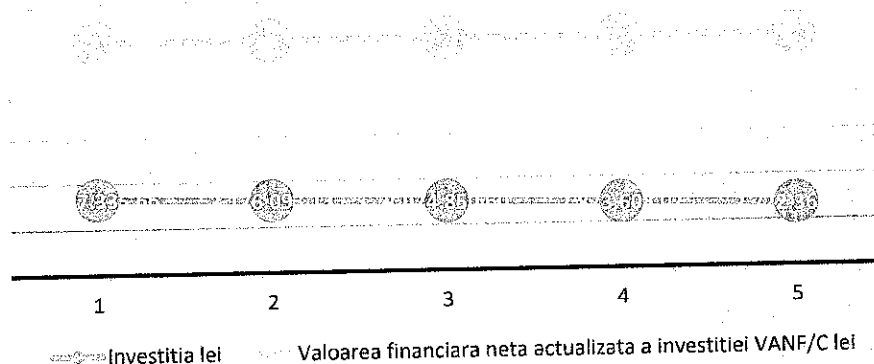
Astfel, au fost evaluate probabilitatea și impactul fiecărui risc pentru soluțiile propuse în cadrul prezentei lucrări de investiții. Expunerea la risc este calculată prin combinarea pe o scară bidimensională a rezultatelor evaluărilor de probabilitate și impact. Expunerea la risc este produsul nivelurilor acordate celor două evaluări.

Scenariul 2:

Scenariu	Investitia	Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/C	Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei (RRF/C)
	lei	lei	%
I1	3.327.335,66	6.946.125,61	28%
I2	3.176.093,13	7.086.164,99	29%
Scenariu de baza	3.024.850,60	7.226.204,37	30%
I3	2.873.608,07	7.336.243,75	32%
I4	2.722.365,54	7.506.283,13	33%

Variația indicatorilor financiari cu variația investiției

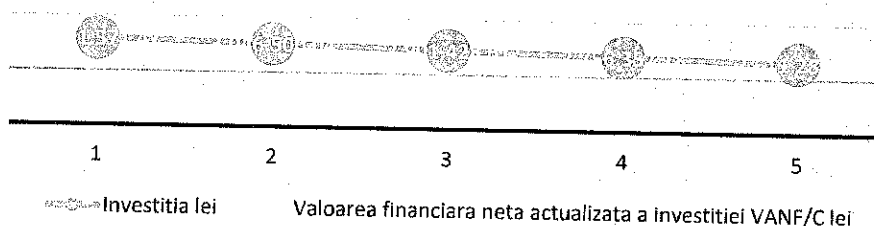
Efectul modificării costurilor cu investitia asupra VANF/C



Scenariu	Investitia	Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/k	Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei (RRF/k)
	lei	lei	%
I1	3.327.335,66	9.223.517,28	94%
I2	3.176.093,13	9.366.556,66	113%
Scenariu de baza	3.024.850,60	9.506.596,04	142%
I3	2.873.608,07	9.649.635,42	193%
I4	2.722.365,54	9.786.674,80	302%

Variația indicatorilor financiari cu variația investiției

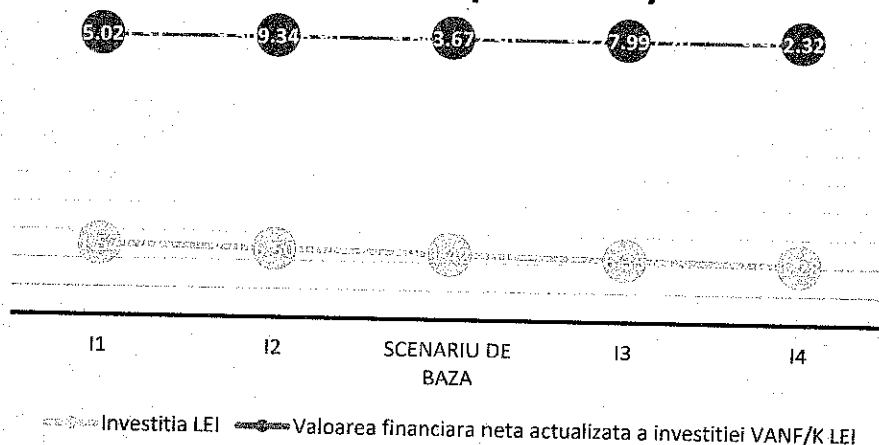
Efectul modificării costurilor cu investitia asupra VANF(C)



Varianta	Investitia	Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/K	Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei (RIRF/K)
	LEI	LEI	%
I1	3.191.571,47	9.375.021,51	111%
I2	3.046.500,04	9.509.346,90	138%
Scenariu de baza	2.901.428,61	9.643.672,30	181%
I3	2.756.357,18	9.777.997,70	268%
I4	2.611.285,75	9.912.323,10	525%

Variația indicatorilor financiari cu variația investiției

Efectul modificării costurilor cu investitia asupra VANF/K



Modificarea procentuală a variabilei critice identificate care determină ca valoarea indicatorului de performanță analizat - valoarea actualizată netă financiară sau valoarea actualizată netă economică - să fie egală cu zero) pentru variabilele critice identificate se numește valoare de comutare.

Pentru proiectul analizat nu se pot considera variabile critice, deoarece variația acestora nu implică modificări ai indicatorilor financiari, la calculul cărora s-a ținut seama de situațiile cele mai nefavorabile. S-au identificat 3 variabile critice:

- condițiile meteo (însorire, precipitații),
- disponibilitatea forței de muncă calificate,
- rata de creștere a prețului panourilor solare

Analiza de sensibilitate a fost efectuată în patru scenarii favorabile sau mai puțin favorabile, astfel:

Varianta 1 – Cost investiție cu 5% mai mic;

Varianta 2 – Cost investiție cu 10% mai mic;

Varianta 3 – Cost investiție cu 5% mai mare;

Varianta 4 – Cost investiție cu 10% mai mare;

În urma analizelor efectuate, rezultatele pentru indicatorii financiari au fost centralizate în tabele următoare, iar pe graficele rezultate se poate urmări influența acestor condiții impuse:

Scenariul 1:

Varianta	Investitia	Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/C	Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei (RIRF/C)
	lei	lei	%
I1	3.191.571,47	7.094.629,84	29%
I2	3.046.500,04	7.228.955,24	30%
Scenariu de baza	2.901.428,61	7.363.280,64	31%
I3	2.756.357,18	7.497.606,03	33%
I4	2.611.285,75	7.631.931,43	35%

Analiza de senzitivitate are următoarele obiective:

- determinarea gradului de incertitudine în ceea ce privește implementarea proiectului;
- identificarea variabilelor critice și impactul potențial asupra modificării indicatorilor de performanță financiară și economică;
- indicatorii de performanță financiară și economică care trebuie testați sunt: rata internă de rentabilitate financiară a investiției, valoarea actualizată netă financiară, rata internă de rentabilitate economică și valoarea actualizată netă economică.

Indicatorii de performanță financiară și economică ce trebuie testați sunt: RIRF, VNAF, RIRE și VNAE.

Identificarea variabilelor critice se realizează prin modificarea procentuală a unui set de variabile ale investiției și apoi calcularea valorii indicatorilor de performanță financiară și economică. Orice variabilă a proiectului pentru care variația cu 1% va produce o modificare cu mai mult de 5% în valoarea de bază a VNAF sau VNAE va fi considerată o variabilă critică (se poate alege și un alt interval de elasticitate).

Exemple de variabile critice:

- Dinamica prețurilor: rata inflației, rata de creștere a salariilor, prețurile energiei, schimbările prețurilor bunurilor și serviciilor etc.
- Date privind cererea: consumul specific, formarea cererii, volumul traficului etc.
- Costuri de investiție: durata șantierului de construcție (întârzieri în executare), costul muncii pe oră, productivitatea pe oră, costul terenului, costul transportului, costul agregatului pentru beton, costul chiriilor etc.
- Costuri de exploatare: prețurile bunurilor și serviciilor utilizate, costul pe oră al personalului, prețul electricității, apei și altor combustibili etc.
- Parametri cantitativi privind costurile de exploatare: consumul specific de energie și alte bunuri și servicii, numărul de angajați etc.
- Prețuri și tarife ale energiei și altor bunuri și servicii etc.
- Parametri cantitativi privind veniturile: volumul serviciilor furnizate, productivitate, număr de utilizatori, ponderea pe piață etc.
- Prețuri contabile (costuri și beneficii): factorii de conversie a prețurilor pieței, valoarea de timp, costul întârzierilor evitate, prețurile martor-contabile (shadow prices) ale bunurilor și serviciilor, valorizarea externalităților etc.
- Parametri cantitativi privind costurile și beneficiile: Rata de îmbolnăvire evitată, dimensiunea zonei utilizate etc.

Analiza elasticității se efectuează secvențial, determinând impactul variației fiecărei variabile critice în parte asupra indicatorilor financiari (în special asupra VNAF). Prin determinări punctuale repetate pe intervale de variație $\pm x\%$ se pot trasa curbele de elasticitate ale fiecărei variabile analizate. Pentru variabilele semnificative, se pot evalua elasticitățile de impact ale acestora (ridicată, intermediară, scăzută).

Valoarea totala a acestora este **505.411,94 lei cu TVA.**

Presupozitii / Ipoteze cheie avute in vedere la aprecierea costurilor si beneficiilor

Nu este cazul.

Evaluarea globala a costurilor si beneficiilor socio-economice

Pentru cele mai multe proiecte publice de investitii in infrastructura, analiza financiara nu are rezultate pozitive, deoarece pentru serviciile prestate nu se percepe taxa. Importante pentru executia lucrarii sunt beneficiile sociale si de mediu, justificand astfel finantarea proiectului.

	Scenariul 1	Scenariul 2
Amplasament	aprox 9.211 mp	aprox 9.211 mp
Echipamente	888	888
Panouri Invertoare	5	5
Vulnerabilitati, riscuri schimbări climatice	sistemul nu prezintă vulnerabilitate mare pentru nici una dintre variabilele	sistemul nu prezintă vulnerabilitate mare pentru nici una dintre variabilele
Scaderea anuala estimata a gazelor cu efect de sera (t)	401,47	393,61
Costuri investitionale (lei cu TVA)	3.407.075,57 lei	3.541.484,68 lei
Costuri de operare si intretinere (lei cu TVA/an)	174.382,48 lei	177.410,04 lei
Productia medie anuala (in 20 de ani) (MW)	656,10	643,27
Indicatori financiari		
VANF/C	7.363.281 lei	7.226.204 lei
RIRF/C	31,47%	30,26%
VANF/K	9.643.672 lei	9.506.596 lei
RRF/K	181,34%	142,24%

Conform Analizei Economice realizate, toate opțiunile sunt viabile din punct de vedere social, însă scenariul 1 va avea cel mai mare impact din punct de vedere social, având cea mai ridicată valoare atât pentru Valoarea Actualizată Netă, Rata Internă de Rentabilitate, cât și pentru coeficientul Beneficiu/Cost.

Analiza Financiară și Analiza Economică prezentată demonstrează viabilitatea investiției în **scenariul 1**, cu precădere în sfera impactului social ridicat și justifică necesitatea finanțării nerambursabile.

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate consta in determinarea variatiei indicatorilor de profitabilitate in conditiile modificarii nivelurilor diferitelor variabile cheie. Considerand intervalul [-10%,10%] ca intervalul maxim de variatie a factorilor care influenteaza modelul, se considera ca investitia are o rentabilitate solida, nefiind afectata de variatiile individuale semnificative ale variabilelor cheie ale modelului.

Evaluarea proiectului trebuie să includă și determinarea gradului de incertitudine în ceea ce privește perioada lui de implementare. Analiza de senzitivitate consta în identificarea variabilelor critice și impactul potențial asupra modificării indicatorilor de performanță financiară și economică.

de a eficientiza consumul energetic al beneficiarului, concret costul energiei electrice utilizate se va reduce, în plus se impactează și creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energiei utilizate contribuind astfel la creșterea competitivității și a securității energetice la nivel național.

În studiul de față s-a ținut cont de recomandarea din Regulamentul CE nr. 2015/207 cu privire la metodologia Analizei Cost-Beneficiu, care stipulează o rată de actualizare de 8% pentru statele beneficiare ale politicii de coeziune (inclusiv România).

4.7.1. Scenariul 1 - Parc Fotovoltaic de 523,92 kWp, module PV 590 Wp.

Costurile socio-economice directe și indirecte legate de faza de construcție.

Sunt reprezentate de valoarea construcției+montaj care includ investiția de bază, lucrări de construcții aferente organizării de șantier și amenajări pentru protecția mediului și refacerea cadrului natural după terminarea lucrărilor.

Valoarea totală este: **2.845.958,98 lei inclusiv TVA.**

Costurile socio-economice directe și indirecte legate de faza de operare.

Sunt reprezentate de suma cheltuielilor necesare implementării proiectului reprezentând cheltuieli pentru avize și acorduri, studii, proiectare, consultanță și asistență tehnică, comisioane, taxe precum și cheltuieli diverse și neprevăzute.

Valoarea totală a acestora este **505.411,94 lei cu TVA.**

Presupoziții / Ipoteze cheie avute în vedere la aprecierea costurilor și beneficiilor

Nu este cazul.

Evaluarea globală a costurilor și beneficiilor socio-economice

Pentru cele mai multe proiecte publice de investiții în infrastructură, analiza financiară nu are rezultate pozitive, deoarece pentru serviciile prestate nu se percepe taxă. Importante pentru executia lucrării sunt beneficiile sociale și de mediu, justificând astfel finanțarea proiectului.

4.7.2. Scenariul 2: Parcul fotovoltaic 523,92 kWp, module 590 Wp.

Costurile socio-economice directe și indirecte legate de faza de construcție.

Sunt reprezentate de valoarea construcției+montaj care includ investiția de bază, lucrări de construcții aferente organizării de șantier și amenajări pentru protecția mediului și refacerea cadrului natural după terminarea lucrărilor.

Valoarea totală este: **2.979.024,92 lei inclusiv TVA.**

Costurile socio-economice directe și indirecte legate de faza de operare.

Sunt reprezentate de suma cheltuielilor necesare implementării proiectului reprezentând cheltuieli pentru avize și acorduri, studii, proiectare, consultanță și asistență tehnică, comisioane, taxe precum și cheltuieli diverse și neprevăzute.

obținute în fiecare dintre scenarii nu se încadrează în cerințele de rentabilitate standard definite, valorile actualizate nete fiind negative, iar ratele interne de rentabilitate se situează sub valoarea ratei de actualizare, respectiv nu e posibil calculul valoric, așadar în acest moment accesarea de fonduri nerambursabile este justificată. Se reiterează faptul că obiectivul acestei investiții este reducerea costurilor, astfel încât acest rezultat este justificat și de natura obiectivului investiției. După cum se va reflecta în secțiunile următoare, investiția în acest proiect este justificată de sustenabilitatea proiectului din punct de vedere al fluxurilor financiare, de calculul de rentabilitate a capitalului investit în cazul obținerii finanțării nerambursabile dar și de rezultatele analizei economice.

4.7. Analiza economica, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta economica: valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate si raportul cost-beneficiu sau, dupa caz, analiza cost-eficacitate

Spre deosebire de analiza financiară, efectuată din punctul de vedere al finanțatorului sau al inițiatorului proiectului investițional, analiza economică se efectuează din perspectiva societății în ansamblu, pentru a stabili dacă acest proiect reprezintă un beneficiu net pentru societate după ce au fost luate în calcul toate urmările economice ale derulării acestui proiect, în comparație cu scenariul alternativ în care investiția nu are loc, respectiv și cu scenariul 3, considerat contrafactual, în care nu se va realiza investiția.

Analiza economică se desfășoară pornind de la fluxurile de numerar din analiza financiară a rentabilității costurilor investiției, cu aplicarea unor ajustări pentru a transforma fluxurile financiare în valoarea adăugată economică a activităților respective, respectând principiul costului oportunității. Astfel, prețurile observate pe piață, care poate fi distorsionată, sunt înlocuite cu așa-numitele prețuri-umbră, care reprezintă prețul bunului sau al serviciului respectiv într-o piață perfect competitivă. Descrierile mai detaliate ale ajustărilor sunt prezentate pe categoriile de fluxuri financiare în subcapitolele ce urmează. După efectuarea ajustărilor de rigoare, în mod asemănător cu analiza financiară, se calculează Valoarea Actualizată Netă Economică (VANE) și Rata Internă de Rentabilitate Economică (RRE), pentru a determina dacă proiectul în ansamblul său contribuie pozitiv la bunăstarea societății. Pentru a calcula VANE, fluxurile monetare ce reprezintă beneficiile și costurile economice sunt actualizate utilizând rata de actualizare socială, care este diferită de rata de actualizare financiară. Pe lângă acești doi indicatori, se mai calculează Raportul Beneficiu-Cost, o valoare mai mare ca 1 a acestui raport este echivalentă cu $VANE > 0$.

Principalul beneficiu economic al acestui proiect, conform Ghidului Pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor Investiționale elaborat de Comisia Europeană, este

SUSTENABILITATEA FINANCIARA

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Intrari de flux de numerar (Resurse financiare)										
Finantarea investitiei (fonduri nerambursabile)	2.462.823,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Co-finantarea beneficiarului	562.027,60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venituri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alocatii bugetare	884.696,80	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
TOTAL Intrari de fluxuri	1.446.724,40	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
Iesiri fluxuri de numerar										
Costuri cu investitia	3.024.850,60	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri cu intretinerea	884.696,80	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
TOTAL Iesiri de fluxuri de numerar	3.909.547,40	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
Fluxuri numerar nete anuale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxuri nete cumulate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

SUSTENABILITATEA FINANCIARA

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Intrari de flux de numerar (Resurse financiare)										
Finantarea investitiei (fonduri nerambursabile)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Co-finantarea beneficiarului	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venituri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alocatii bugetare	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
TOTAL Intrari de fluxuri	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
Iesiri fluxuri de numerar										
Costuri cu investitia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri cu intretinerea	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
TOTAL Iesiri de fluxuri de numerar	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
Fluxuri numerar nete anuale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxuri nete cumulate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este egal cu zero pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare.

4.6.3. Concluzii

	Scenariul 1 versus fara investitie	Scenariul 2 versus fara investitie
Valoarea actualizata neta financiara (VANF) - trebuie sa fie pozitiva (LEI)	7.363.280,64 lei	7.226.204,37 lei
Rata interna de rentabilitate (RIRIF) - trebuie sa fie > rata de actualizare (%)	31,47%	30,26%
Rata de actualizare (%)	8%	8%

Analizând cele doua scenarii, în care fiecare scenariu a fost comparat cu alternativa în care nu s-ar realiza nici un fel de investiție, iar beneficiarul își continuă activitatea ca și până în acest moment, pe baza indicatorilor obținuți, concluzionăm că scenariul cel mai favorabil este **Scenariul 1**, având VANF și RIRIF la cea mai ridicată valoare prin comparație cu Scenariul 2. Se poate observa că valorile

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total										
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.219.598,90	-1.282.898,19	-1.349.362,43	-1.419.149,89	-1.492.426,72	-1.569.367,40	-1.650.155,10	-1.734.982,20	-1.824.050,65	-1.917.572,51
Total iesiri	-1.219.598,90	-1.282.898,19	-1.349.362,43	-1.419.149,89	-1.492.426,72	-1.569.367,40	-1.650.155,10	-1.734.982,20	-1.824.050,65	-1.917.572,51
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	1.219.598,90	1.282.898,19	1.349.362,43	1.419.149,89	1.492.426,72	1.569.367,40	1.650.155,10	1.734.982,20	1.824.050,65	1.917.572,51

Valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară ai proiectului, în condițiile asistenței financiare din partea UE, arată capacitatea veniturilor nete generate de proiect de a acoperi costurile de investiții. Astfel, acești indicatori trebuie să demonstreze rentabilitatea financiară a proiectului, în condițiile asistenței financiare nerambursabile.

Pentru acest proiect VANF (K) este pozitiv, egal cu 9.506.596,04 lei, iar RRF (K) are valoarea de 142%, este mai mare cu rata de actualizare de 8%, ceea ce arată că proiectul este rentabil în condițiile asistenței financiare din partea UE. Valorile mici ale acestor indicatori arată că determinarea volumului asistenței financiare nerambursabile a fost făcută corect, neconducând la o suprafinanțare.

Analiza de sustenabilitate financiară se bazează pe proiecții privind fluxul de numerar neactualizat.

Ea este utilizată pentru a demonstra că proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi întotdeauna costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință.

Sustenabilitatea financiară a proiectului se evaluează în corelare cu:

- graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției;
- planul de finanțare și sursele prevăzute, cu prezentarea detaliată a graficelor de rambursare a împrumuturilor, costul creditului, graficul cererilor de rambursare a cheltuielilor efectuate, versus proiecția anuală a fluxului de numerar pe perioada de operare.

În analiza de sustenabilitate nu se ține seama de valoarea reziduală, aceasta nefiind un flux financiar efectiv, decât dacă în ultimul an activul este lichidat (vândut). În schimb, în analiza de sustenabilitate sunt luate în considerare toate resursele financiare (cofinanțarea UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), rambursările obligațiilor financiare ale entității, precum și aporturile de capital, dobânzi și taxele directe.

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total										
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.219.598,90	-1.282.898,19	-1.349.362,43	-1.419.149,89	-1.492.426,72	-1.569.367,40	-1.650.155,10	-1.734.982,20	-1.824.050,65	-1.917.572,51
Total iesiri	-1.219.598,90	-1.282.898,19	-1.349.362,43	-1.419.149,89	-1.492.426,72	-1.569.367,40	-1.650.155,10	-1.734.982,20	-1.824.050,65	-1.917.572,51
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	1.219.598,90	1.282.898,19	1.349.362,43	1.419.149,89	1.492.426,72	1.569.367,40	1.650.155,10	1.734.982,20	1.824.050,65	1.917.572,51

Calculul indicatorilor de profitabilitate a proiectului din perspectiva proprietarului (în condițiile cofinanțării UE).

Indicatorii de profitabilitate a proiectului în condițiile sprijinului din partea Uniunii Europene sunt VANF/K și RRF/K și sunt determinați prin deducerea din valoarea investitei a sprijinului din partea Uniunii europene (contribuția FEDR).

Calculul indicatorilor de profitabilitate a proiectului din perspectiva proprietarului (cu sprijin din partea UE).

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	An implementare	Ani previziune								
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect	562.027,60									
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total	3.024.850,60									
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87
Total iesiri	562.027,60	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	-562.027,60	769.678,89	810.482,17	853.325,62	898.311,24	945.546,14	995.142,78	1.047.219,26	1.101.899,56	1.159.313,87

Rata actualizare	8%
VAN venituri din operare	0
VAN costuri de operare	-562.027,60
Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/K	9.506.596,04 lei
Rata internă de rentabilitate financiara a investitiei RRF/K	142%

Indicatorii rentabilității financiare a investiției

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VANF/C și RRF/C]. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare.

Valoarea actualizată netă financiară (VANF) reprezintă suma care rezultă după ce costurile de investiție, de funcționare și de înlocuire preconizate (actualizate) ale proiectului sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate. Rata de rentabilitate financiară (RRF) este rata de actualizare care determină o VANF egală cu zero.

Indicatorii rentabilității financiare a investiției se calculează pe baza fluxului de numerar net incremental, prezentat în secțiunea anterioară.

Valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară ai investiției arată capacitatea veniturilor nete generate de proiect de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate.

În cazul investițiilor cu componenta nerambursabilă, valoarea indicatorului RRF/C indică dacă cofinanțarea UE nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinanțare. Astfel, VANF(C) înainte de contribuția UE ar trebui să fie negativă și RRF(C) ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză. Tabelul următor prezintă calculul indicatorilor rentabilității financiare a investiției.

Pentru acest proiect VANF (C) este pozitiv, egal cu 7.226.204,37 lei, iar RRF (C) are valoarea de 30%, mai mare decât rata de actualizare de 8%, ceea ce arată că proiectul are nevoie de sprijin financiar nerambursabil pentru a deveni viabil financiar.

Calculul indicatorilor de profitabilitate a investiției

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	Ani previzuni									
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect	3.024.850,60									
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total	3.024.850,60									
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87
Total iesiri	3.024.850,60	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	-3.024.850,60	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87

Rata actualizare	8%
VAN venituri din operare	0
VAN costuri de operare	-3.024.850,60
Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/C	7.226.204,37 lei
Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei RRF/C	30%

METODA INCREMENTALA

Cap venituri si cheltuieli	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Cheltuieli de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	167.616,99	173.260,29	179.185,76	185.407,50	191.940,32	198.799,79	206.002,23	213.564,79	221.505,48
Scenariu fara proiect Costuri incrementale	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-761.314,65	-802.117,93	-844.961,37	-889.946,99	-937.181,89	-986.778,54	-1.038.855,01	-1.093.535,31	-1.150.949,63
Total cheltuieli incrementale	0,00	-761.314,65	-802.117,93	-844.961,37	-889.946,99	-937.181,89	-986.778,54	-1.038.855,01	-1.093.535,31	-1.150.949,63
Fluxuri nete de numerar din exploatare	0,00	761.314,65	802.117,93	844.961,37	889.946,99	937.181,89	986.778,54	1.038.855,01	1.093.535,31	1.150.949,63

Alocatii pentru functionare	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariu cu proiect	884.696,80	167.616,99	173.260,29	179.185,76	185.407,50	191.940,32	198.799,79	206.002,23	213.564,79	221.505,48
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Economi la buget	0,00	761.314,65	802.117,93	844.961,37	889.946,99	937.181,89	986.778,54	1.038.855,01	1.093.535,31	1.150.949,63

METODA INCREMENTALA

Cap venituri si cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	229.843,21	238.597,82	247.790,16	257.442,12	267.576,67	278.217,95	289.391,30	301.123,32	313.441,93	326.376,48
Scenariu fara proiect Costuri incrementale	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.211.234,66	-1.274.533,94	-1.340.998,19	-1.410.785,65	-1.484.062,48	-1.561.003,15	-1.641.790,86	-1.726.617,95	-1.815.686,40	-1.909.208,27
Total cheltuieli incrementale	-1.211.234,66	-1.274.533,94	-1.340.998,19	-1.410.785,65	-1.484.062,48	-1.561.003,15	-1.641.790,86	-1.726.617,95	-1.815.686,40	-1.909.208,27
Fluxuri nete de numerar din exploatare	1.211.234,66	1.274.533,94	1.340.998,19	1.410.785,65	1.484.062,48	1.561.003,15	1.641.790,86	1.726.617,95	1.815.686,40	1.909.208,27

Alocatii pentru functionare	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariu cu proiect	229.843,21	238.597,82	247.790,16	257.442,12	267.576,67	278.217,95	289.391,30	301.123,32	313.441,93	326.376,48
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Economi la buget	1.211.234,66	1.274.533,94	1.340.998,19	1.410.785,65	1.484.062,48	1.561.003,15	1.641.790,86	1.726.617,95	1.815.686,40	1.909.208,27

Intrari de numerar:

Nu este cazul.

Veniturile din operare

Acest proiect produce energie electrica pentru consumul propriu. Referitor la energia electrică produsă, aceasta va fi consumată intern, pentru compensarea consumurilor proprii, deci în determinarea veniturilor din producerea de energie electrică poate fi considerat ca valoare acestora va acoperi costurile consumurilor de energie electrică.

Fluxul de numerar net

INDICATORI FINANCIARI înainte de obținerea finanțării

Capitole de venituri si cheltuieli	An implementare	Ani previziune								
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Costuri cu investitiile										
Scenariu cu proiect	3.024.850,60									
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitiile total	3.024.850,60									
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	159.252,75	164.896,05	170.821,52	177.043,25	183.576,08	190.435,55	197.637,98	205.200,55	213.141,24
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87
Total iesiri	3.024.850,60	-769.678,89	-810.482,17	-853.325,62	-898.311,24	-945.546,14	-995.142,78	-1.047.219,26	-1.101.899,56	-1.159.313,87

INDICATORI FINANCIARI înainte de obținerea finanțării

Capitole de venituri si cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Costuri cu investitiile										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitiile total										
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	221.478,96	230.233,57	239.425,91	249.077,87	259.212,43	269.853,71	281.027,06	292.759,07	305.077,69	318.012,24
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.219.598,90	-1.282.898,19	-1.349.362,43	-1.419.149,89	-1.492.426,72	-1.569.367,40	-1.650.155,10	-1.734.982,20	-1.824.050,65	-1.917.572,51
Total iesiri	-1.219.598,90	-1.282.898,19	-1.349.362,43	-1.419.149,89	-1.492.426,72	-1.569.367,40	-1.650.155,10	-1.734.982,20	-1.824.050,65	-1.917.572,51

COSTURI DE OPERARE SI INTRETINERE DE REFERINTA

Scenariu cu proiect

Perioada de referinta

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	884.696,80	4.890,00	5.134,50	5.391,23	5.660,79	5.943,83	6.241,02	6.553,07	6.880,72	7.224,76
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul		105.600,00	110.880,00	116.424,00	122.245,20	128.357,46	134.775,33	141.514,10	148.589,80	156.019,29
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă		2.376,00	2.494,80	2.619,54	2.750,52	2.888,04	3.032,44	3.184,07	3.343,27	3.510,43
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța		52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80
Cheltuieli privind asigurările obligatorii		2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19
Total cheltuieli operare si intretinere	884.696,80	167.616,99	173.260,29	179.185,76	185.407,50	191.940,32	198.799,79	206.002,23	213.564,79	221.505,48

Scenariu fara proiect

Perioada de referinta

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Cheltuieli privind utilitățile										
Cheltuieli privind transportul		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli privind personalul										
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli privind asigurările obligatorii		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total cheltuieli operare si intretinere	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11

Venituri (energie electrica)

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

COSTURI DE OPERARE SI INTRETINERE DE REFERINTA

Scenariu cu proiect

Perioada de referinta

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	7.585,99	7.965,29	8.363,56	8.781,74	9.220,82	9.681,87	10.165,96	10.674,26	11.207,97	11.768,37
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul	163.820,26	172.011,27	180.611,84	189.642,43	199.124,55	209.080,78	219.534,82	230.511,56	242.037,13	254.138,99
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă	3.685,96	3.870,25	4.063,77	4.266,95	4.480,30	4.704,32	4.939,53	5.186,51	5.445,84	5.718,13
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80	52.143,80
Cheltuieli privind asigurările obligatorii	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19	2.607,19
Total cheltuieli operare si intretinere	229.843,21	238.597,82	247.790,16	257.442,12	267.576,67	278.217,95	289.391,30	301.123,32	313.441,93	326.376,48

Scenariu fara proiect

Perioada de referinta

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli privind asigurările obligatorii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total cheltuieli operare si intretinere	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75

Venituri (energie electrica)

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

Fluxurile de ieșire incrementale negative arată economiile de costuri realizate prin implementarea proiectului.

4.6.2. Scenariul 2: Parcul fotovoltaic 523,92 kWp, module 590 Wp

Costurile de capital ale constructiei inclusiv TVA:

TOTAL	3.541.484,68 lei
din care: C + M	1.124.960,53 lei

Valoare lei cu TVA

Costurile de operare si intretinere

Nr crt	Denumire cheltuiala	Explicatii	Cantitate	UM	Pret unitar le fara TVA	Valoare totala lei fara TVA	TVA	Total cheltuieli inclusiv TVA
1	Cheltuieli privind utilitățile	apa	1.000,00	mc	4,89	4.890,00	929,10	5.819,10
2	Cheltuieli cu personalul din care:							
2.1.	Cheltuieli cu salariile personalului de exploatare	s-au prevăzut a se angaja un număr de 2 persoane pentru faza de exploatare la un salar de 4000 lei/luna/persoana	2		48.000,00	96.000,00	18.240,00	114.240,00
2.2.	Cheltuieli cu contributia asiguratorie de munca	2,25 % din cheltuielile salariale			1.080,00	2.160,00	410,40	2.570,40
3	Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	pentru clădiri s-a estimat un procent de 2% din valoarea pentru echipamente	1	SG	44.177,86	44.177,86	8.393,79	52.571,65
4	Cheltuieli privind asigurările obligatorii	s-a estimat un procent de 0,1% din valoarea investiției	1	SG	2.208,89	2.208,89	0,00	2.208,89
TOTAL GENERAL						149.436,75		177.410,04

(conform 3.4.1.)

Utilizând ipotezele referitoare la creșterile prețurilor prezentate anterior, au fost determinate fluxurile de numerar incrementale aferente costurilor de operare și întreținere.

Fluxurile sunt prezentate în lei, deoarece rata de actualizare de 8% se referă la preturi constante în lei, la fel și creșterile prezentate în tabelul cu ipotezele macroeconomice.

Fluxuri de numerar de iesire - fluxuri incrementale (costuri incrementale de operare si intretinere)

- graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției;
- planul de finanțare și sursele prevăzute, cu prezentarea detaliată a graficelor de rambursare a împrumuturilor, costul creditului, graficul cererilor de rambursare a cheltuielilor efectuate, versus proiecția anuală a fluxului de numerar pe perioada de operare.

În analiza de sustenabilitate nu se ține seama de valoarea reziduală, aceasta nefiind un flux financiar efectiv, decât dacă în ultimul an activul este lichidat (vândut). În schimb, în analiza de sustenabilitate sunt luate în considerare toate resursele financiare (cofinanțarea UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), rambursările obligațiilor financiare ale entității, precum și aporturile de capital, dobânzi și taxele directe.

SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Intrări de flux de numerar (Resurse financiare)										
Finanțarea investiției (fonduri nerambursabile)	2.462.823,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Co-finanțarea beneficiarului	438.605,61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venituri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alocații bugetare	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
TOTAL Intrări de fluxuri	1.323.302,41	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
Ieșiri fluxuri de numerar										
Costuri cu investiția	2.901.428,61	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri cu întreținerea	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
TOTAL Ieșiri de fluxuri de numerar	3.786.125,41	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
Fluxuri numerar nete anuale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxuri nete cumulate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

SUSTENABILITATEA FINANCIARĂ

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Intrări de flux de numerar (Resurse financiare)										
Finanțarea investiției (fonduri nerambursabile)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Co-finanțarea beneficiarului	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Venituri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alocații bugetare	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
TOTAL Intrări de fluxuri	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Ieșiri fluxuri de numerar										
Costuri cu investiția	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costuri cu întreținerea	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
TOTAL Ieșiri de fluxuri de numerar	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Fluxuri numerar nete anuale	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fluxuri nete cumulate	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este egal cu zero pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare.

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	Ani previziune									
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect	438.605,61									
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total	2.901.428,61									
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53
Total iesiri	438.605,61	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	-438.605,61	772.242,55	813.045,83	855.889,28	900.874,90	948.109,80	997.706,44	1.049.782,92	1.104.463,22	1.161.877,53

Rata actualizare	8%
VAN venituri din operare	0
VAN costuri de operare	-438.605,61
Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/K	9.643.672,30 lei
Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei RRF/K	181%

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	Ani previziune									
	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total										
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Total iesiri	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	1.222.162,56	1.285.461,85	1.351.926,09	1.421.713,55	1.494.990,39	1.571.931,06	1.652.718,77	1.737.545,86	1.826.614,31	1.920.136,18

Valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară ai proiectului, în condițiile asistenței financiare din partea UE, arată capacitatea veniturilor nete generate de proiect de a acoperi costurile de investiții. Astfel, acești indicatori trebuie să demonstreze rentabilitatea financiară a proiectului, în condițiile asistenței financiare nerambursabile.

Pentru acest proiect VANF (K) este pozitiv, egal cu 9.643.672,30 lei, iar RRF (K) are valoarea de 181%, mai mare ca rata de actualizare de 8%, ceea ce arată că proiectul este rentabil în condițiile asistenței financiare din partea UE. Valorile mici ale acestor indicatori arată că determinarea volumului asistenței financiare nerambursabile a fost făcută corect, neconducând la o suprafinanțare.

Analiza de sustenabilitate financiară se bazează pe proiecții privind fluxul de numerar neactualizat.

Ea este utilizată pentru a demonstra că proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi întotdeauna costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință.

Sustenabilitatea financiară a proiectului se evaluează în corelare cu:

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	An implementare	Ani previziune								
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect	2.901.428,61									
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total	2.901.428,61									
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53
Total lesuri	2.901.428,61	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	-2.901.428,61	772.242,55	813.045,83	855.889,28	900.874,90	948.109,80	997.706,44	1.049.782,92	1.104.463,22	1.161.877,53

Rata actualizare	8%
VAN venituri din operare	0
VAN costuri de operare	-2.901.428,61
Valoarea financiara neta actualizata a investitiei VANF/C	7.363.280,64 lei
Rata interna de rentabilitate financiara a investitiei RRF/C	31%

INDICATORI FINANCIARI înainte de obtinere

Capitole de venituri si cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Costuri cu investitia										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investitia total										
Costuri de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Total lesuri	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Venituri										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Total venituri incrementale										
Valoare reziduala										
Fluxuri nete de numerar din exploatare	1.222.162,56	1.285.461,85	1.351.926,09	1.421.713,55	1.494.990,39	1.571.931,06	1.652.718,77	1.737.545,86	1.826.614,31	1.920.136,18

Calculul indicatorilor de profitabilitate a proiectului din perspectiva proprietarului (în condițiile cofinanțării UE)

Indicatorii de profitabilitate a proiectului în condițiile sprijinului din partea Uniunii Europene sunt VANF/K si RRF/K și sunt determinați prin deducerea din valoarea investitei a sprijinului din partea Uniunii europene (contribuția FEDR).

Calculul indicatorilor de profitabilitate a proiectului din perspectiva proprietarului (cu sprijin din partea UE)

INDICATORI FINANCIARI înainte de obținere.

Capitole de venituri și cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Costuri cu investiția										
Scenariu cu proiect										
Scenariu fara proiect										
Costuri cu investiția total										
Costuri de operare și întreținere										
Scenariu cu proiect	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Total iesiri	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18

Indicatorii rentabilității financiare a investiției

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VANF/C și RRF/C]. Acești indicatori compară costurile de investiție cu veniturile nete și stabilesc în ce măsură veniturile nete ale proiectului sunt în măsură să ramburseze investițiile, indiferent de sursele de finanțare.

Valoarea actualizată netă financiară (VANF) reprezintă suma care rezultă după ce costurile de investiție, de funcționare și de înlocuire preconizate (actualizate) ale proiectului sunt deduse din valoarea actualizată a veniturilor preconizate. Rata de rentabilitate financiară (RRF) este rata de actualizare care determină o VANF egală cu zero.

Indicatorii rentabilității financiare a investiției se calculează pe baza fluxului de numerar net incremental, prezentat în secțiunea anterioară.

Valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară ai investiției arată capacitatea veniturilor nete generate de proiect de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate.

În cazul investițiilor cu componenta nerambursabilă, valoarea indicatorului RRF/C indică dacă cofinanțarea UE nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinanțare. Astfel, VANF(C) înainte de contribuția UE ar trebui să fie negativă și RRF(C) ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză. Tabelul următor prezintă calculul indicatorilor rentabilității financiare a investiției.

Pentru acest proiect VANF (C), egal cu 7.363.280,64 lei, iar RRF (C) are valoarea de 31%, mai mare decât rata de actualizare de 8%, ceea ce arată ca proiectul are nevoie de sprijin financiar nerambursabil pentru a deveni viabil financiar.

Calculul indicatorilor de profitabilitate a investiției

Fluxurile de ieșire incrementale negative arată economiile de costuri realizate prin implementarea proiectului.

METODA INCREMENTALA

Cap venituri si cheltuieli	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Cheltuieli de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
Scenariu fara proiect Costuri incrementale	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Costuri incrementale	0,00	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53
Total cheltuieli incrementale	0,00	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53
Fluxuri nete de numerar din exploatare	0,00	772.242,55	813.045,83	855.889,28	900.874,90	948.109,80	997.706,44	1.049.782,92	1.104.463,22	1.161.877,53

Alocatii pentru functionare	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Scenariu cu proiect	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Economii la buget	0,00	772.242,55	813.045,83	855.889,28	900.874,90	948.109,80	997.706,44	1.049.782,92	1.104.463,22	1.161.877,53

METODA INCREMENTALA

Cap venituri si cheltuieli	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli de operare si intretinere										
Scenariu cu proiect	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Scenariu fara proiect Costuri incrementale	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Costuri incrementale	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Total cheltuieli incrementale	-1.222.162,56	-1.285.461,85	-1.351.926,09	-1.421.713,55	-1.494.990,39	-1.571.931,06	-1.652.718,77	-1.737.545,86	-1.826.614,31	-1.920.136,18
Fluxuri nete de numerar din exploatare	1.222.162,56	1.285.461,85	1.351.926,09	1.421.713,55	1.494.990,39	1.571.931,06	1.652.718,77	1.737.545,86	1.826.614,31	1.920.136,18

Alocatii pentru functionare	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Scenariu cu proiect	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58
Scenariu fara proiect	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Economii la buget	1.222.162,56	1.285.461,85	1.351.926,09	1.421.713,55	1.494.990,39	1.571.931,06	1.652.718,77	1.737.545,86	1.826.614,31	1.920.136,18

Intrari de numerar:

Nu este cazul.

Veniturile din operare

Acest proiect produce energie electrica pentru consumul propriu. Referitor la energia electrică produsă, aceasta va fi consumată intern, pentru compensarea consumurilor proprii, deci în determinarea veniturilor din producerea de energie electrică poate fi considerat ca valoarea acestora va acoperi costurile consumurilor de energie electrică.

Fluxul de numerar net

INDICATORI FINANCIARI inainte de obtinerea finantarii

Capitole de venituri si cheltuieli	An implementare	Ani previziune	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Costuri cu investitia												
Scenariu cu proiect	2.901.428,61											
Scenariu fara proiect												
Costuri cu investitia total	2.901.428,61											
Costuri de operare si intretinere												
Scenariu cu proiect	884.696,80	156.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57		
Scenariu fara proiect	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11		
Costuri incrementale	0,00	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53		
Total iesiri	2.901.428,61	-772.242,55	-813.045,83	-855.889,28	-900.874,90	-948.109,80	-997.706,44	-1.049.782,92	-1.104.463,22	-1.161.877,53		

Utilizând ipotezele referitoare la creșterile prețurilor prezentate anterior, au fost determinate fluxurile de numerar incrementale aferente costurilor de operare și întreținere.

Fluxurile sunt prezentate în lei, deoarece rata de actualizare de 8% se referă la preturi constante în lei, la fel și creșterile prezentate în tabelul cu ipotezele macroeconomice.

Fluxuri de numerar de iesire - fluxuri incrementale (costuri incrementale de operare și întreținere)

COSTURI DE OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE DE REFERINȚĂ

Scenariu cu proiect

Perioada de referință

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	884.696,80	4.890,00	5.134,50	5.391,23	5.660,79	5.943,83	6.241,02	6.553,07	6.880,72	7.224,76
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul		105.600,00	110.880,00	116.424,00	122.245,20	128.357,46	134.775,33	141.514,10	148.589,80	156.019,29
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă		2.376,00	2.494,80	2.619,54	2.750,52	2.888,04	3.032,44	3.184,07	3.343,27	3.510,43
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța		41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27
Cheltuieli privind asigurările obligatorii		2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81
Total cheltuieli operare și întreținere	884.696,80	155.689,09	162.332,39	168.257,85	174.479,59	181.012,42	187.871,88	195.074,32	202.636,89	210.577,57

Scenariu fara proiect

Perioada de referință

	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8	An 9	An 10
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli privind asigurările obligatorii		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total cheltuieli operare și întreținere	884.696,80	928.931,64	975.378,22	1.024.147,13	1.075.354,49	1.129.122,21	1.185.578,32	1.244.857,24	1.307.100,10	1.372.455,11

Venituri (energie electrică)

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

COSTURI DE OPERARE ȘI ÎNTREȚINERE DE REFERINȚĂ

Scenariu cu proiect

Perioada de referință

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	7.585,99	7.965,29	8.363,56	8.781,74	9.220,82	9.681,87	10.165,96	10.674,26	11.207,97	11.768,37
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul	163.820,26	172.011,27	180.611,84	189.642,43	199.124,55	209.080,78	219.534,82	230.511,56	242.037,13	254.138,99
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă	3.685,96	3.870,25	4.063,77	4.266,95	4.480,30	4.704,32	4.939,53	5.186,51	5.445,84	5.718,13
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27	41.736,27
Cheltuieli privind asigurările obligatorii	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81	2.086,81
Total cheltuieli operare și întreținere	218.915,30	227.669,91	236.862,25	246.514,21	256.648,76	267.290,05	278.463,40	290.195,41	302.514,03	315.448,58

Scenariu fara proiect

Perioada de referință

	An 11	An 12	An 13	An 14	An 15	An 16	An 17	An 18	An 19	An 20
Cheltuieli cu materia primă										
Cheltuieli privind materialele auxiliare										
Cheltuieli privind utilitățile	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75
Cheltuieli privind transportul										
Cheltuieli privind personalul	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu contribuția asiguratorie de muncă	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli privind asigurările obligatorii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total cheltuieli operare și întreținere	1.441.077,86	1.513.131,76	1.588.788,34	1.668.227,76	1.751.639,15	1.839.221,11	1.931.182,16	2.027.741,27	2.129.128,33	2.235.584,75

Venituri (energie electrică)

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0

costuri eligibile și costuri ne-eligibile, în conformitate cu Ghidul Solicitantului, așa cum se arată în secțiunea 6.4 a prezentului document.

B. Costurile de înlocuire – includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mică decât perioada de referință a proiectului. În cazul acestui proiect nu sunt componente care au durată de viață mai scurtă decât perioada de referință a proiectului, prin urmare nu sunt costuri de înlocuire.

La 10 ani trebuie înlocuite invertoarele.

C. Costurile de operare – includ toate costurile generate de operarea și întreținerea noii infrastructuri. Aceste costuri au o bază anuală.

Au fost determinate costurile de operare în situația „fără proiect”, plecând de la datele istorice referitoare la consumurile necesare clădirilor vizate de proiect.

Costuri energetice situatia actuala:

Nr crt	Denumire cheltuiala	Explicatii	Cantitate	UM	Pret unitar le fara TVA	Valoare totala lei fara TVA	TVA	Total cheltuieli inclusiv TVA
1	Cheltuieli privind utilitatile	Energie electrica				884.696,80	168.092,39	1.052.789,19
TOTAL GENERAL								

4.6.1. Scenariul 1 – Parc Fotovoltaic de 523,92 kWp, module PV 590 Wp

TOTAL	3.407.075,57 lei
din care: C + M	1.124.960,53 lei

Valoare lei cu TVA

Costurile de operare si intretinere:

Nr crt	Denumire cheltuiala	Explicatii	Cantitate	UM	Pret unitar le fara TVA	Valoare totala lei fara TVA	TVA	Total cheltuieli inclusiv TVA
1	Cheltuieli privind utilitățile	apa	1.000,00	mc	4,89	4.890,00	929,10	5.819,10
2	Cheltuieli cu personalul din care:							
2.1.	Cheltuieli cu salariile personalului de exploatare	s-au prevăzut a se angaja un număr de 2 persoane pentru faza de exploatare la un salariu de 4000 lei/luna/persoana	2		48.000,00	96.000,00	18.240,00	114.240,00
2.2.	Cheltuieli cu contributia asiguratorie de munca	2,25 % din cheltuielile salariale			1.080,00	2.160,00	410,40	2.570,40
3	Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	pentru clădiri s-a estimat un procent de 2% din valoarea pentru echipamente	1	SG	41.736,27	41.736,27	7.929,89	49.666,17
4	Cheltuieli privind asigurările obligatorii	s-a estimat un procent de 0,1% din valoarea investiției	1	SG	2.086,81	2.086,81	0,00	2.086,81
TOTAL GENERAL						146.873,09		174.382,48

(conform 3.4.1.)

- Se iau în considerare numai fluxurile de numerar din anul în care apar și acestea sunt proiectate pe o perioadă de referință de 20 de ani pentru sectorul energie, care include și perioada de implementare a operațiunii.
- Se calculează valoarea reziduală a investiției. Valoarea reziduală se determină prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a proiectului (diferența dintre durata de viață economică utilă și perioada de referință). Valoarea reziduală a investiției este inclusă în analiza fluxului de numerar actualizat numai dacă veniturile depășesc costurile de operare și mentenanță a investiției. În cazul acestui proiect, în care energia produsă este pentru consum propriu și care nu generează venituri nete, nu este inclusă valoarea reziduală în analiza fluxului de numerar actualizat și în determinarea indicatorilor profitabilității financiare a investiției.
- Venitul net actualizat al proiectului este calculat prin deducerea costurilor actualizate din veniturile actualizate, ceea ce presupune ca fluxurile de numerar să fie actualizate prin aplicarea la valoarea curentă a unei rate de actualizare financiară de 8% în termeni reali, drept valoare de referință pentru operațiunile de investiții cofinanțate prin fondurile nerambursabile.
- Analiza financiară este elaborată din perspectiva proprietarului. De altfel, proprietarul va opera singur investiția.
- Analiza financiară este efectuată la prețurile constante ale anului 2023. Așa cum s-a arătat în tabelul de mai sus, au fost luate în considerare evoluțiile preconizate ale prețurilor relative pentru inputuri cheie în proiect. Este vorba despre creșteri reale (în prețurile constante ale anului 2023).
- Analiza financiară a fost elaborată ținând cont de principiul incremental, respectiv de faptul că evaluarea impactului proiectului se realizează prin compararea a două scenarii:
 - ✓ Scenariul contrafactual – proiecția fluxurilor de numerar în situația „fără proiect”;
 - ✓ Scenariul cu proiect – proiecția fluxurilor de numerar în situația implementării prezentului proiect.

Pentru evaluarea rentabilității financiare a investiției au fost determinate ieșirile și intrările de numerar.

Ieșirile de numerar

A. Costurile de investiție totale – includ atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (exemple: costuri cu pregătirea documentațiilor de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și informare, costuri cu auditul proiectului, etc).

Costurile de investiție au fost determinate pe baza Devizului General întocmit în conformitate cu H.G. 907/2016. Costurile de investiție au fost apoi împărțite în

publică și este declarat corespunzător dacă $RIRF < 5\%$. Relația de calcul pentru determinarea RIRF este:

$$VANF = \sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+RIRF)^i} = 0$$

Raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor financiare și valoarea actualizată a costurilor financiare (B/C) reprezintă actualizarea veniturilor și costurilor financiare similară VANF, dar numărătorul este reprezentat, pe rând, de beneficiile anuale (B_i) și, respectiv, costurile anuale (C_i). Raportul cost-beneficiu este un indicator complementar VANF, comparând valoarea actuală a beneficiilor viitoare cu valoarea actuală a costurilor viitoare, incluzând valoarea investiției:

$$B/C = \frac{VANF + I_0}{I_0} = \frac{VANF}{I_0} + 1$$

Durata de recuperare actualizată (TRA) este un concept superior VANF, mai ales pentru companii ce derulează afaceri de anvergură. Metoda actualizează veniturile nete, înregistrate an de an, determinând perioada de recuperare a capitalului investit. Este un criteriu clar pentru acceptarea proiectelor. Criteriul de acceptabilitate este ca perioada de recuperare să fie inferioară duratei normate de utilizare. Această perioadă corespunde momentului în care valoarea netă actualizată financiară devine 0:

$$VANF = \sum_{i=1}^{TRA} \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i} = 0$$

Rezultatele calculelor indicatorilor de analiză financiară, în valori actualizate, se regăsesc în tabelele de mai jos.

Analiza financiară are ca scop evaluarea rentabilității financiare din punct de vedere al:

- investiției;
- verificarea sustenabilității financiare a proiectului.

Analiza financiară are ca scop demonstrarea faptului ca proiectul de investiții este pe de o parte, necesar din punct de vedere economic, iar pe de altă parte, arată necesitatea intervenției financiare nerambursabile pentru ca proiectul să fie viabil din punct de vedere financiar.

Metodologia utilizată este analiza fluxului de numerar actualizat, care presupune următoarele:

- Se iau în considerare doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau primită pentru proiect. Prin urmare, elementele contabile cum ar fi amortizarea, provizioanele și fondurile de rezervă nu sunt incluse în analiza financiară.

- Pentru analiza economică, studiul ia în calcul cheltuielile anuale, precum și cheltuielile de investiții (conform devizului).

Proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar atunci când funcționarea lui nu implică riscul de a rămâne fără bani în viitor. Problema esențială este calendarul încasărilor de numerar și al plăților, adică modul în care, pe durata de analiza a proiectului, sursele de finanțare (inclusiv veniturile și orice fel de transferuri de numerar) vor corespunde în mod constant cu plățile anuale.

Fluxul de numerar cumulat reprezintă suma cumulativă, de la an la an, a fluxurilor financiare nete neactualizate generate de proiect. În funcție de valorile acestui indicator se vor putea lua următoarele decizii:

- proiectarea unui flux de numerar cumulat pozitiv pe fiecare an al perioadei analizate demonstrează că proiectul nu întâmpină riscul unui deficit de numerar (lichidități) care să pună în pericol realizarea sau operarea investiției;

- valoarea informativă suplimentară a acestui indicator este redusă, dată fiind cumularea unor fluxuri de numerar cu valori diferite în timp.

Sustenabilitatea apare în cazul în care fluxul de numerar net al încasărilor și plăților generate efectuate în numerar este pozitiv pentru toți anii luați în considerare.

Criteriile de evaluare a performanței și sustenabilității financiare ale proiectului sunt evidențiate prin calculul indicatorilor:

- VANF - valoarea actualizată netă financiară calculat la total valoare investiție;
- RIRF - rata de rentabilitate financiară calculată la total valoare investiție;
- B/C - raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor financiare și valoarea actualizată a costurilor financiare;
- fluxul de numerar cumulat.

În calculul acestor indicatori se vor folosi următoarele prescurtări:

B_i - reprezintă beneficiile financiare din anul i ;

C_i - reprezintă costurile financiare din anul i ;

r - reprezintă rata de actualizare financiară;

Valoarea actualizată netă financiară (VANF) este calculată prin metoda fluxurilor de numerar actualizate, cu aplicarea unui factor de actualizare determinat pe baza ratei de actualizare și a numărului de ani din perioada de referință. Cu ajutorul indicatorului se stabilește varianta optimă din punctul de vedere al analizei cost-beneficiu. Pentru ca proiectul să fie rentabil din punct de vedere financiar, VANF trebuie să fie pozitiv.

$$VANF = \sum_{i=1}^n \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i}$$

Rata de rentabilitate financiară (RIRF) se bazează, de asemenea, pe fluxul de numerar actualizat și reprezintă acea rată de „actualizare” pentru care VANF devine zero. Ca măsură decizională, proiectul are nevoie de finanțare

din Ghidul Solicitantului.

- Analiza este exprimată în lei, în preturi constante 2023;
- Cursul de schimb utilizat în determinarea costurilor investiției este 1 euro = 4.9754 lei;
- Rata de actualizare financiară folosită este de **8%** potrivit recomandărilor Ghidului ACB.

Rata financiară de actualizare	8%	
Perioada de implementare a proiectului	1	ani
Perioada de exploatare a investiției	19	ani
Perioada de referință	20	ani

Ipoteze macroeconomice

Rata financiară de actualizare	8%	
Perioada de implementare a proiectului	1	ani
Perioada de exploatare a investiției	25	ani
Perioada de referință	20	ani

		Implementare						Operare													
		An1	An2	An3	An4	An5	An6	An7	An8	An9	An10	An11	An12	An13	An14	An15	An16	An17	An18	An19	An20
Inflația	%	12,0%	3,0%	3,0%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Cresterea PIB	%	5,7%	5,7%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Cresterea salariilor	%	10,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Rata de schimb mediu (LEI/EUR)	LEI/EUR	4,94	5,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2

*Sursa

<http://www.bnr.ro/Proiectii-BNR-6152-Mobile.aspx>

TVA-ul nu este inclus în proiecțiile fluxului de numerar. TVA-ul reprezintă un transfer și nu face parte din analiza economică. Pentru conformitate, rata TVA-ului este de 19%. Evaluarea unui proiect energetic se efectuează în conformitate cu standardele acceptate pe plan internațional, indicatorii activității financiare estimându-se pornind de la fluxul financiar prognozat. Pentru o investiție nouă, fluxurile financiare trebuie să se refere atât la perioada de realizare a acesteia, cât și la o parte semnificativă din durata de viață a instalațiilor. Analiza financiară a proiectului de investiții curent se va realiza pe o durată de 10/20 ani de funcționare a obiectivului.

Pentru prognoza fluxurilor financiare s-a pornit de la mai multe ipoteze care pot fi luate în calcul, pentru acest proiect. Astfel:

- Momentul (anul) de referință pentru actualizare este momentul (anul) în care se realizează investiția. Fluxurile de numerar actualizate vor fi calculate în raport cu acesta.
- Veniturile anuale produse de proiect provin din economiile ce apar ca diferență între costurile cu energie electrică și apă/canal provenită din sursele actuale și costurile cu energia electrică provenită din sursa nouă;

- creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice și termice din surse regenerabile mai puțin exploatate.
- reducerea emisiilor de carbon în atmosferă prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an (cărbune, gaz natural).

Întrucât **Obiectivul de investiții** are drept scop asigurarea unei ponderi semnificative din necesarul de energie electrică al utilizatorului, principala mărime ce a stat la baza dimensionării acestuia a fost cererea lunară și anuală de energie electrică aferentă **clădirilor publice și iluminatului public**.

4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate; sustenabilitatea financiara

Scopul analizei financiare este de a calcula performanța și sustenabilitatea financiară a investiției propuse pe parcursul perioadei de referință, cu scopul de a stabili cea mai potrivită structură de finanțare a acesteia. Această analiză se referă la susținerea financiară și sustenabilitatea pe termen lung, indicatorii de performanță financiară.

Conform prevederilor art. 101 alin (1) lit (e) din Regulamentul (UE) nr. 1303/2013, ACB trebuie să includă o analiză financiară.

Analiza financiară prezentată este elaborată conform cerințelor naționale și europene:

- Manualul CE privind ACB - "Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects" (http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf)

Obiectivele și scopul analizei este de a calcula performanța și sustenabilitatea financiară a proiectului propus spre finanțare pe parcursul perioadei de referință, cu scopul de a stabili cea mai potrivită structură de finanțare. Analiza se efectuează din punct de vedere al beneficiarului proiectului, prin metoda cost beneficiu incrementală, cu luare în considerare a tehnicii actualizării.

Ipoteze specifice:

- Anul de bază este 2023; implementarea proiectului este estimată a începe în anul 2024.
- Perioada de referință utilizată în analiză este de **20 de ani**, (240 luni, respectiv 1 an pentru implementarea proiectului și 19 de ani pentru operare). Primul an de implementare este 2024. Alegerea acestei durate este în conformitate cu precizările

Per total, conform studiilor științifice (<https://www.nature.com>), amprenta totală de CO₂ echivalent aferentă tehnologiei PV propuse către implementare se ridică la maximum 40 de grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă, deci o valoare de peste 8 ori mai mică decât valoare medie a emisiei specifice de CO₂ echivalent la nivelul României din anul 2020 – 333 grame de CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă.

Este așadar evident potențialul extrem de ridicat de reducere a impactului asupra mediului al obiectivului de investiții.

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

Având în vedere faptul că lucrările prevăzute în prezentul Studiu de Fezabilitate nu sunt lucrări majore, care să afecteze suprafețe mari de teren, iar după terminarea lucrărilor se va reface amplasamentul la starea inițială, obiectivul de investiție nu va avea impact negativ asupra contextului natural și antropic în care va fi amplasat.

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

Prin realizarea și implementarea acestui proiect se dorește utilizarea potențialului solar care este una din noile cerințe/tendințe implementate și utilizate într-o gamă largă. Avându-se în vedere că este o zonă cu un potențial solar bun și beneficiind de această sursă nelimitată, va rezulta scăderea utilizării combustibililor fosili, independența energetică și, nu în ultimul rând, eliminarea poluării mediului înconjurător.

Prin realizarea și implementarea acestui proiect, dorim să optimizăm condițiile actuale, prin crearea unei centrale fotovoltaice, care să asigure independența energetică. Acest proiect îl va pune la adăpost pe beneficiar de fluctuațiile preturilor pe piața energiei și va aduce bugetului local economii considerabile.

În contextul economic actual și luând în calcul condițiile de mediu, intenția de a crea o unitate proprie de producere a energiei electrice, utilizând energia solară, reprezintă un act de responsabilitate atât față de comunitate cât și față de mediul înconjurător.

Principalul obiectiv este creșterea nivelului de independență energetică a UAT Rovinari prin obținerea de energie din surse regenerabile (energie solară, astfel cum sunt definite în Legea nr. 220/2008, cu modificările și completările ulterioare), pentru consumul propriu al acestora.

Acest rezultat va contribui și la:

Având în vedere prevederile "Regulamentului de etichetare a energiei electrice furnizate la consumatori" emis de către ANRE în anul 2004, producatorul are obligația de a calcula emisiile de CO₂ luând în considerare structura surselor primare folosite în propria instalație pentru producerea de energie electrică.

În ceea ce privește impactul asupra factorilor de mediu, implementarea prezentului proiect va avea un impact minimal, parcul fotovoltaic urmând a fi instalat pe terenul pus la dispoziție de UAT Rovinari, conform celor prezentate în prezentul Studiu de Fezabilitate.

Pentru implementarea proiectului vor fi utilizate materiale și utilaje cu un impact de mediu pe ciclul de viață minimal (de la producție, la punerea în funcțiune la retragerea din exploatare după finalizarea duratei de viață).

Toate deșeurile rezultate atât în urma implementării proiectului cât și la retragerea acestuia din exploatare (începând cu anul 25 de analiză) vor fi predate către centre de reciclare specializate, asigurând astfel respectarea principiilor de bază ale Economiei Circulare.

În ceea ce privește echipamentele și instalațiile utilizate pentru implementarea obiectivului de investiții, cele mai semnificative din punct de vedere al impactului asupra mediului sunt Panourile Fotovoltaice și Invertoarele solare. Conform literaturii de specialitate (<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56487.pdf>, <https://gvecsolarservice.com/how-clean-is-the-solar-panel-manufacturing-process-how-much-carbon-dioxide-is-produced/> etc.), panourile fotovoltaice monocristaline au un impact de mediu minimal (considerând resursele energetice utilizate pentru extracția și prelucrarea materialelor necesare și pentru producția propriu-zisă a acestora), de numai 50 grame CO₂ echivalent per kWh de energie electrică produsă, în primii (cel mult) 3 ani de operare. Panourile fotovoltaice devin așadar neutre din punct de vedere al emisiilor de gaze cu efect de seră începând din anul 3 de operare. Întrucât durata de viață a acestora este în prezent de cel puțin 25 de ani (unii fabricanți oferind garanții de viață de peste 35 de ani), efectele privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră sunt net pozitive.

În ceea ce privește invertoarele solare, conform literaturii tehnice de specialitate (<https://www.ske-solar.com/wp-content/uploads>), amprenta de mediu generată de producția și utilizarea acestora este de maximum 1,5 tone CO₂ echivalent per inverter pe durata de viață de 25 de ani a unui parc fotovoltaic (din care peste 76,12% provin din etapa de exploatare – pierderi în inverter și consum pe timp de noapte). Se poate concluziona că și în acest caz, beneficiile generate de implementarea proiectului sunt net superioare emisiilor specifice pe ciclul de viață al echipamentului. Conductoarele electrice din cupru propuse pentru utilizare au o amprentă specifică de CO₂ echivalent pe durata de viață a proiectului de 20 de ani, conform metodologiei de calcul propuse de <https://iopscience.iop.org>, de aproximativ 695,65 tone CO₂ echivalent.

b) taxa de 3% din veniturile realizate din vânzarea deșeurilor - aplicabila la finele perioadei de viata a proiectului si la readucerea terenului in starea sa initiala; beneficiarul va incheia un contract cu o firmă specializată de achiziție și gestionare a deșeurilor industriale reciclabile. Gestionarea deșeurilor reciclabile se va face respectând OUG nr.16/2001, cu modificările și completările ulterioare.

c) taxe pentru emiterea avizelor, acordurilor și autorizatiilor de mediu.

Recuperarea terenurilor degradate

Instalatia si amenajarile propuse vor contribui la ameliorarea potentialului agricol al terenului locatiei propuse prin acoperirea si mentinerea unor spatii verzi pe o suprafata de aproximativ 60% din suprafata folosita pentru implementarea proiectului.

Panourile fotovoltaice (PV) vor fi demontate la sfarsitul perioadei estimate de operare (15 ani minim conform garantiei producatorilor, posibil mai mult avand in vedere faptul ca instalatia poate fi eficienta si o perioada de operare de 25-30 de ani). Dupa demontare, acestea vor fi valorificate cu o firma de reciclare materiale specifice.

Terenul va fi readus la starea sa initiala, eventual ameliorat prin procese specifice pentru a fi introdus in circuitul agricol.

Impactul pozitiv asupra mediului

In prezent, terenul are potential agricol foarte scazut. Prin implementarea proiectului se va produce energie electrica folosind energia regenerabila solara, printr-un proces total nepoluant prin intermediul celulelor fotovoltaice. Aceasta energie ar fi produsa, in absenta proiectului, conform mix-ului productiei energetice romanesti, intr-o proportie mare, prin arderea unui combustibil fosil, in centrale termoelectrice pe baza de carbune, petrol sau gaze naturale, producand gaze cu efect de sera si/sau poluante (CO₂, NO_x,).

Impactul proiectului asupra mediului ambiant se cuantifica si prin cantitatea economiilor de emisii de CO₂ inregistrata intr-un an (exprimate in tone echivalent CO₂), rezultata in urma implementarii proiectului RES, in raport cu cazul de referinta in care nu s-ar fi implementat proiectul. Situatia de referinta reprezinta situatia alternativa prin care s-ar asigura alimentarea cu energie a obiectivului prevazut in proiect din surse conventionale de energie, in cazul in care solutia RES nu s-ar adopta.

Pentru calculul emisiilor de CO₂ se utilizeaza factorii de emisii (denumiti si emisii specifice) masurati in g/kWh.

5. SCENARIUL TEHNICO-ECONOMIC OPTIM, RECOMANDAT

5.1. *Comparatia scenariilor/optiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilitatii si riscurilor*

Obtinerea si amenajarea terenului

Amenajare teren: decopertare strat vegetal, nivelare, transport exces, Trasare/sistematizare cai de acces, terenul se afla in proprietatea Beneficiarului.

Asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului

Se vor asigura prin intermediul organizării de şantier pentru implementarea proiectului. Pentru asigurarea apei necesare procedurilor periodice de mentenanță se va prevedea un puț cu hidrofor și stație de tratare a apei cu osmoză inversă sau se va asigura accesul la apă cu un grad ridicat de puritate (prin aducerea, în amplasament, a unei cisterne).

Probe tehnologice si teste

Pentru Punerea în Funcțiune (PIF), Antreprenorul general va asigura toate probele tehnologice și testele necesare, așa cum sunt reglementate de legislația și standardele tehnice în vigoare, pentru toate echipamentele / subansamblurile de echipamente ce fac parte din Parcul Fotovoltaic de 523,92 kWp.

5.2. *Selectarea si justificarea scenariului optim recomandat*

Varianta recomandata de catre elaborator

Varianta recomandată de proiectant, ținând cont atât de descrierile din proiect, este **scenariul 1**.

Pentru sub-variantele descrise la cap. 3, recomandarea proiectantului se regăsește în cadrul capitolului 3.a.

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de Scenariul 1 – parc fotovoltaic 523,92 kWp – ORIENTARE SUD, panouri de 590 Wp 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 LTL M2).

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 888 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip monocristaline), cu o dimensiune medie de 2465 x 1134 x 35mm și o greutate de medie de 31,1 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de 590 Wp, cu un randament nominal de minimum 21,1% (peste valoarea limită de 20% impusă) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertore trifazate de tip string inverter 5 invertore (un inverter de 50 KTL M3 și 4 invertore 100 LTL M2), conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98% STC.

Orientarea modulelor PV va fi pe direcție SUD, unghi de azimut al panoului: 2 grade.

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia in primul an de functionare	MWh/an	679,882
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92
2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertore	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere totala Invertore (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4
		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da
2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mmp in LEA MT (m)	150
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta	m	460
2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11
		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4

		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

Costul total investițional (CAPEX) aferent Scenariului 1, conform Devizului General, este de 2.901.428,61 lei, fără TVA, respectiv 3.407.075,57 lei cu TVA.

Cheltuielile anuale de exploatare pentru Scenariul 1 (OPEX) se ridică la o valoare de 146.873,09 lei /an fara TVA

Nr crt	Denumire cheltuiala	Explicatii	Cantitate	UM	Pret unitar le fara TVA	Valoare totala lei fara TVA	TVA	Total cheltuieli inclusiv TVA
1	Cheltuieli privind utilitățile	apa	1.000,00	mc	4,89	4.890,00	929,10	5.819,10
2	Cheltuieli cu personalul din care:							
2.1.	Cheltuieli cu salariile personalului de exploatare	s-au prevăzut a se angaja un număr de 2 persoane pentru faza de exploatare la un salar de 4000 lei/luna/persoana	2		48.000,00	96.000,00	18.240,00	114.240,00
2.2.	Cheltuieli cu contributia asiguratorie de munca	2,25 % din cheltuielile salariale			1.080,00	2.160,00	410,40	2.570,40
3	Cheltuieli cu întreținerea și mentenanța	pentru clădiri s-a estimat un procent de 2% din valoarea pentru echipamente	1	SG	41.736,27	41.736,27	7.929,89	49.666,17
4	Cheltuieli privind asigurările obligatorii	s-a estimat un procent de 0,1% din valoarea investiției	1	SG	2.086,81	2.086,81	0,00	2.086,81
TOTAL GENERAL						146.873,09		174.382,48

(conform 3.4.1.)

Durata de implementare a Obiectivului de Investiții este de maximum 8 luni de la data semnării contractului de Antreprenoriat General.

O analiza comparativa a celor doua variante este redată in tabelul de mai jos:

Criteriu	Scenariul 1	Scenariul 2
Costul investitiei initiale (€)	5	4
Durata de realizare	5	5
Confort vizual	5	5
Durata de viata a surselor	5	5
Intretinere si exploatare	4	4
Reducerea gazelor cu efect de sera	5	3

Economie de energie	5	3
Autoconsum de energie electrica al parcului	5	4
Total	39	33

Criterii de analiza a variantelor propuse

Detalierea punctajului:

Toate criteriile au folosit o scara simpla de la 1 la 5 astfel:

1. Situatia cea mai proasta
2. Situatie defavorabila
3. Situatie neutra
4. Situatie favorabila
5. Situatie excelenta

In urma calcularii punctajului fiecarei variante (suma pe coloana), recomandam adoptarea **scenariului 1** pentru realizarea investitiei

5.3. Descrierea scenariului optim recomandat privind**5.3.1. Obtinerea si amenajarea terenului**

Terenul pe care urmeaza sa se realizeze lucrarile este in administratia Orasul Rovinari, jud. Olt. Executarea investitiei de modernizare a sistemului de iluminat public se realizeaza pe terenuri apartinand domeniului public, situat in intravilan.

Amenajare teren: decopertare strat vegetal, nivelare, transport exces, Trasare/sistematizare cai de acces

Lucrarile de aducere a terenului la starea initiala in urma realizarii lucrarilor de constructie au fost prevazute in cadrul lucrarilor de investitie.

5.3.2. Asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului

Analiza nevoilor de consum, in conditiile de exploatare a acestei investitii, arata ca nu sunt justificate racordari la retelele de telefonie fixa, televiziune prin cablu, internet broadband fix, apa, canal sau gaze.

Nevoile de consum de apa sunt estimate ca nejustificative constructiei unei legaturi subterane de kilometri lungime dar indeajuns de insemnate pentru a justifica saparea unui put de apa de adancime medie. Apa va fi necesara in procesul de implementare a proiectului, prin nevoile procesului de sistematizare si constructii dar si al fortei de munca.

Lipsa retelelor de canalizare si gaze nu justifica, la fel ca in cazul apei, o investitie in constructia unei noi conexiuni. Se apreciaza ca folosirea toaletelor ecologice in baza unui contract cu o firma locala de profil poate acoperi corespunzator nevoile preconizate. Nevoile de incalzire ale cabinei de paza pe perioadele reci, pot fi satisfacute printr-un sistem electric cu cost mic si eficienta sporita. In varianta de proiect propusa si contextul prezentat anterior, se estimeaza ca necesarul de apa potabila poate fi acoperit prin transportul acesteia la intervale regulate. Necesarul de apa industriala in schimb este net superior. Se apreciaza un consum mare pe perioada sistematizarii, constructiei drumurilor si aleilor de acces, etc. Deasemenea, in cazul unei perioade prelungite, de lipsa a precipitatiilor, cum se intampla poate prea des in Baragan, se estimeaza ca disponibilitatea apei va oferi posibilitatea indepartarii depozitelor de contaminanti de pe suprafata panourilor fotovoltaice, prin spalare. Mentionam ca in perioade cu precipitatii in regim normal, aceasta operatiune nu este necesara. In acelasi timp, indepartarea contaminantilor prin metode chimice sau mecanice nu este recomandata de producator deoarece creste reflectivitatea panourilor fotovoltaice si implicit scade capacitatea lor de captare a energiei solare care duce la o productivitate mai scazuta. Preturile actuale pentru realizarea acestei investitii, pe piata locala, reprezinta aproximativ 0.2% din valoarea productiei energetice anuale estimate. Se apreciaza ca scaderile de productivitate datorate unei reflectivitati crescute din motive de contaminare excesiva pot depasi 5%. In acest fel, investitia este fezabila chiar si in cazul in care procesul de decontaminare prin spalare se va face doar o singura data pe durata vietii parcului solar. Se preconizeaza ca apa devenita disponibila prin aceasta investitie sa fie valorificata si la irigarea zonelor verzi ale parcului si in felul acesta promovand cresterea vegetatiei si in timp cresterea potentialului agricol al parcelei.

In concluzie, se apreciaza ca necesarul de apa industriala este net superior si costurile cu transportul si stocarea ei justifica saparea unui put de joasa-medie adancime.

Tinand cont ca pe perioada de exploatare prezenta va fi reprezentata in marea majoritate a timpului de o persoana (paznicul), se apreciaza ca nevoile de gaze si canal sunt foarte mici. Se propune folosirea toaletelor ecologice si o cabina de paza cu izolatie foarte buna, suprafata suficienta si un sistem de incalzire electric eficient.

Pentru perioada de implementare, se propune folosirea aceleiasi solutii cu toalete ecologice printr-un contract cu o firma locala de profil.

Energia electrica la tensiune joasa necesara atat pe perioada implementarii cat si pe perioada exploatarei va fi furnizata de oricare dintre invertoare. Acestea sunt prevazute cu sisteme ce permit consumul de energie electrica local fie din sursa regenerabila solara, fie din reteaua la care se racordeaza si in consecinta nu este necesara o racordare temporara pentru perioada de implementare a proiectului propus.

Necesarul de telecomunicatii este estimat ca fiind relativ ridicat. Proiectul propus include diverse sisteme si instalatii ce necesita comunicarea la distanta. Solutia propusa are la baza buna acoperire a retelelor de telefonie mobila in zona. Aceste retele ofera servicii de tip voce dar si de transfer de date, ultimele sub forma de conexiune directa la Internet prin modem GSM. Desi vitezele de transfer nu sunt din categoria celor mai mari (3GS), ele sunt mai mult decat suficiente nevoilor. Sistemele cu necesar de transmisie de date sunt:

- invertoarele ce suporta comanda la distanta a functiilor de baza (resetare, conectare, deconectare verificare) si a colectarii de date arhivate legate de functionare;
- sistemul de securitate al intregului parc pentru monitorizarea live de la distanta;
- telefoane mobile.

Alimentare cu apa, canalizare, gaze:

Instalatia propusa nu se va racorda la retele de apa, canal si gaze, acestea ne fiind neaparat necesare si fiind inexistente in zona.

Alimentare cu energie electrica si telefonie:

Instalatia propusa se va racorda la reteaua de distributie de energie electrica de medie tensiune (20 kV) din zona. Investitia va fi deservita de personal ce se va folosi de o cabina portabila, ce se folosesc de obicei in santierele de constructii. Aceasta va fi racordata la SEN prin intermediul invertoarelor pentru nevoile de electricitate. Apa potabila sau menajera va fi asigurata in cabina paznicilor si a personalului tehnic de intretinere prin contract cu o firma specializata (ex. automatele La Fantana, Cumpana s.a.). WC-urile vor fi de tip ecologic, din cele care se instaleaza in parcuri si in centrul oraselor. Mentenanta se va realiza pe baza de contract cu o firma de profil, preferabil aceeaasi care va castiga licitatia de atribuire pentru lucrarile de constructie ale instalatiei care-i va fi familiara.

5.3.3. Soluția tehnică

Soluția presupune:

Conform celor relevate anterior, Scenariul Optim este reprezentat de Scenariul 1 – parc fotovoltaic 523,92 kWp – ORIENTARE SUD, panouri de 590 Wp și 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertoare 100 LTL M2).

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 888 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip monocristaline), cu o dimensiune medie de 2465 x 1134 x 35mm și o greutate medie de 31,1 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de 590 Wp, cu un randament nominal de minimum 21,1% (peste valoarea limită de 20% impusă) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 și 4 invertoare 100 LTL M2), conforme cu prevederile Ordinului ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98% STC.

Orientarea modulelor PV va fi pe direcție SUD, unghi de azimut al panoului: 2 grade.

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia in primul an de functionare	MWh/an	679,882
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92
2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertore	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere totala Invertore (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4
		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da

2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mmp in LEA MT (m)	150
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta	m	460
2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11
		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4
		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

5.4. Nominalizarea surselor de finantare a investitiei publice, ca urmare a analizei financiare si economice: fonduri proprii, credite bancare, alocatii de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite

Pentru proiectele finanțate prin "Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum" aferent apelului de proiecte pentru solicitanții din sectorul public, din cadrul „Programului-cheie 1” Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Pentru proiectele finanțate în temeiul principiului „primul venit, primul servit”, grantul acordat din bugetul FM acoperă 100% din cheltuielile eligibile. Cheltuielile neeligibile, inclusiv cele care intervin prin depășirea plafoanelor privind valoarea grantului solicitat per MW instalat, sunt în sarcina beneficiarului.

Cheltuielile eligibile sunt reprezentate de costurile de investiție, astfel cum sunt prevăzute în ghidul de finantare. Costurile de operare nu sunt eligibile.

Ulterior încheierii contractului de finanțare, beneficiarul nu va mai putea primi finanțări din alte surse publice pentru aceleași cheltuieli eligibile ale proiectului, sub sancțiunea rezilierii Contractului de finanțare și a returnării sumelor rambursate

Pentru evitarea riscurilor unor practici neconcurențiale (înțelegeri de cartel), valoarea grantului solicitat pe MW instalat acordat proiectelor ai căror beneficiari sunt entitățile din sectorul public (se va încadra în următoarele plafon maxim):

Energie solară:

1.100.000 Euro/MW fără TVA.

Centrala fotovoltaica propusa are o putere de 450 kW, prin urmare fiind

finantata 495.000 eur fata TVA.

5.5. Principali indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii

Conform aspectelor prezentate anterior, setul de obiective ce se doresc a fi atinse prin realizarea investiției publice **“CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC PENTRU CONSUM PROPRIU ORAS ROVINARI”** sunt:

➤ Energie electrică netă provenită din surse regenerabile: **579,882 MWh/an** (în primul an de funcționare),

Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,52392	MW
Capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ)	0,45	MW
Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	401,47	Echivalent tone de CO2/an
Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	656,10	MWh/an
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 de ani)	13.122,00	MWh
Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*)	100	%
Factorul de capacitate al centralei	14,30	%

Indicatorii de realizare urmăriți prin proiect vor consta în:

➤ Creșterea capacității instalate pentru producerea de energie electrică din alte SRE (MW): **523,92 kWp**;

➤ Creșterea numărului de instalații noi pentru producerea de energie electrică regenerabilă din biomasă / biogaz, surse eoliene, fotovoltaice sau alte surse regenerabile: **1 buc.**

5.5.1. Valoarea totala (INV), inclusiv TVA (lei)

TOTAL	3.407.075,57 lei
din care: C + M	1.124.960,53 lei

Valoare in lei cu TVA

5.5.2. Durata de realizare (luni)

Durata de execuție a obiectivului de investiții va fi de 8 luni.

		Activitate	Inceput	Final	0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	A.	Durata estimativa de implementare (maxima)	0	8									
2	A.1.	Semnare contract	0	0									
3	B.	Achiziția și livrare Materiale	1	5									
4	B.1.	Achiziția Materiale	1	1									
5	B.2.	Livrare Echipamente Principale (structura de montaj+invertoare)	3	4									
6	B.3.	Livrare echipamente principale (Panouri fotovoltaice)	3	5									
7	C.	Construcții	1	4									
8	C.1.	Predare - primire amplasament	1	1									
9	C.2.	Organizare de santier	1	8									
10	C.3.	Instalare echipamente principale	4	6									
11	C.3.1.	Instalarea sistemului de montaj	4	6									
12	C.3.2.	Instalarea panourilor PV	5	6									
13	C.3.3.	Instalarea invertoarelor	6	6									
14	C.3.4.	Instalarea tablourilor electrice, a posturilor de transformare	6	6									
15	C.4.	Calibrarea circuitelor primare	5	7									
16	C.4.1.	Instalarea și cablarea circuitelor de curent continuu(DC)	5	7									
17	C.4.2.	Conectarea sistemelor de curent continuu	6	7									
18	C.4.3.	Instalarea și cablarea circuitelor de curent alternativ(DC),	7	7									
19	C.4.4.	Instalarea și cablarea sistemelor de comunicații	7	7									
20	C.4.5.	Instalarea și cablarea sistemelor de iluminat și monitorizare	7	7									
21	C.4.6.	Conectarea sistemelor de curent alternativ	6	7									
22	C.4.7.	Conectarea sistemelor de comunicații, iluminat, monitorizare, etc...	6	7									
23	C.5.	Instalarea sistemului de protecție împotriva electrocutării indirecte (impamantare) și a sistemelor de protecție împotriva loviturilor de trăsnet (paratraznet)	6	7									
24	C.5.1.	Conectarea sistemelor de montaj, a invertoarelor și a tablourilor electrice la sistemele de impamantare	6	7									
25	C.5.2.	Conectarea paratraznetelor la sistemele de impamantare	7	7									
26	D.	Testare și punerea în funcțiune	7	8									
27	D.1.	Testare și punerea în funcțiune pe partea de curent continuu (panouri PV) și curent alternativ (Invertoare, post de transformare, etc..)	7	8									

5.5.3. Alți indicatori specifici domeniului de activitate în care este realizată investiția, după caz

Nu este cazul

5.6. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specifice functiunii preconizate din punctul de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicabile constructiei, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice

La dezvoltarea obiectivului de investiții se vor respecta toate prevederile legislației primare și secundare relevante, dintre care se amintesc:

- Legea nr. 123/2012 – Legea energiei electrice și gazelor naturale;
- PE 022-3/87 – Prescripții generale de proiectare a rețelelor electrice (republicată 1993);
- PE 025/94 – Instrucțiune privind izolarea pe servicii proprii a grupurilor generatoare din centralele electrice;
- PE 101/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor electrice de conexiuni și transformare cutensiuni peste 1 kV (republicat în 1993);
- PE 003/95 – Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- PE 116/94 – Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- PE 103/92 – Instrucțiuni pentru dimensionarea și verificarea instalațiilor electroenergetice la solicitări mecanice și termice în condițiile curenților de scurtcircuit;
- PE 111/92 – Instrucțiuni pentru proiectarea stațiilor de conexiuni și transformare;
- PE 120/94 – Instrucțiuni pentru compensarea puterii reactive în rețelele electrice ale furnizorilor de energie și la consumatorii industriali și similari;
- PE 134/95 – Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV;
- PE 501/85 – Normativ privind proiectarea protecțiilor prin relee și automatizărilor electrice ale centralelor și stațiilor (modificată 1985);
- PE 503/87 – Normativ de proiectare a automatizărilor a părții electrice a centralelor și stațiilor (republicat 1995);
- PE 504/96 – Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice;
- PE 832/73 – Condiții tehnice generale pentru generatoare;
- PE 930/89 – Regulament de exploatare tehnică a instalațiilor electrice din întreprinderile industriale și similare;
- PE 009/93 – Norme de prevenire, stingere și dotare împotriva incendiilor pentru producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri

electrice;

- PE 102/85 – Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și distribuție;
- NTE 005/06/00 – Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționarea instalațiilor energetice;
- NTE 006/06/00 – Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețele electrice cu tensiunea sub 1 kV;
- Legea nr. 319/2006 privind Protecția și Securitatea Muncii (actualizată 2019);
- HG nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate;
- Legea nr. 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 608/2001 privind evaluarea conformității produselor;
- Legea nr. 107/1996 privind apele;
- OG nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj a dotărilor tehnologice industriale;
- Legea nr. 10/1995 privind calitatea în construcții;
- HGR nr. 622/2004 privind stabilirea condițiilor de introducere pe piață a produselor pentru construcții;
- HGR nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HGR nr. 1136/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscuri generate de câmpuri electromagnetice;
- HGR nr. 119/01.10.2004 privind stabilirea condițiilor pentru introducerea pe piață a mașinilor industriale; HGR nr. 115/05.02.2004 privind stabilirea cerințelor esențiale de securitate ale echipamentelor individuale de protecție și a condițiilor pentru introducerea pe piață;
- HGR nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1091/01.10.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate la locul de muncă;
- HGR nr. 1051/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipulare manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători. în special de afecțiuni dorsolombare;
- DGPSI 003/2001 - Dispoziții generale privind echiparea și dotarea construcțiilor, instalațiilor cu mijloace tehnice de prevenire a incendiilor;
- Ordinul 2/211/118/2004 pentru aprobarea procedurii de reglementare și control al transporturilor deșeurilor pe teritoriul României;
- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului;
- HG nr. 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierelor temporare sau mobile;

- HG nr. 1022/2002 privind regimul produselor și serviciilor care pot pune în pericol viața, sănătatea, securitatea muncii și protecția mediului;
- Ordinul ANRE nr. 4/2007 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranța aferente capacităților energetice. actualizat cu Ordinul ANRE nr. 49/2007;
- Ordinul ANRE nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;
- Standard de Performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice – Cod ANRE: 28.1.013.0.00.30.08.2007;
- HG nr. 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare.

6. URBANISM, ACORDURI SI AVIZE CONFORME

6.1. *Certificatul de urbanism emis in vederea obtinerii autorizatiei de construire*

Certificat de urbanism nr 56 din 05.10.2023 se regaseste in atasament

6.2. *Extras de carte funciara*

Extras de carte funciara pentru informare cu Nr. 36968 a fost obtinut de catre beneficiar.

6.3. *Actul administrativ al autoritatii competente pentru protectia mediului, masuri de diminuare a impactului, masuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu in documentatia tehnico-economica*

La momentul elaborării Studiului de Fezabilitate a fost demarată etapa de obținere a actului administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, la obtinerea lui se va atasat de catre beneficiar.

6.4. *Avize conforme privind asigurarea utilitatilor*

La momentul elaborării Studiului de Fezabilitate a fost demarată etapa de obținere a actului administrativ al autorității competente, la obtinerea lui se va atasat de catre beneficiar.

6.5. *Studiu topografic, vizat de catre Oficiul de Cadastru si Publicitate Imobiliara*

Studiul topographic va fi realizat ulterior, daca este cazul.

6.6. *Avize, acorduri si studii specifice, dupa caz, in functie de specificul obiectivului de investitii si care pot conditiona solutiile tehnice*

Nu este cazul.

7. IMPLEMENTAREA INVESTITIEI

7.1. Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei

Datele de identificare ale entitatii responsabile cu implementarea investitiei:

Denumirea legala completa (numele organizatiei):	UAT ORASUL ROVINARI
Cod de inregistrare fiscala	5057520
Nationalitatea	ROMANA
Statutul legal	Institutie de administratie publica
Adresa oficiala	Str. Florilor, Nr. 2, Orasul Rovinari, 215400 Jud. Gorj
Adresa postala	Str. Florilor, Nr. 2, Orasul Rovinari, 215400 Jud. Gorj
Nr. telefon: codul tarii + codul judetului+ numarul	004 0253/371095, 004 0253/371011
Nr. fax: codul tarii + codul judetului + numarul	004 0253/371004
Situl organizatiei	https://www.primariarovinari.ro/

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv UAT Rovinari.

În urma analizei realizate au fost identificate 3 poziții cheie necesare în perioada de implementare, fiecare având bine definite atât responsabilitățile în cadrul proiectului cât și aptitudinile și experiența profesională necesară îndeplinirii responsabilităților trasate în cadrulechipei de proiect:

Manager de proiect;

Responsabilități:

- stabilește responsabilitățile, activitățile membrilor comisiei ținând cont despecificul activităților desfășurate de către aceștia;
- coordonează derularea activităților proiectului, conform graficului de

activități;

- monitorizează gestionarea eficientă a resurselor financiare, materiale, informaționale și umane implicate în proiect;

- urmărește respectarea graficului de implementare a proiectului;
- asigură evaluarea ofertelor din punct de vedere tehnico-economic;
- negociază contractele de achiziții cu furnizorii;
- asigură recepția bunurilor achiziționate și asistă la punerea acestora în

funcțiune;

- monitorizează firma de management de proiect în realizarea activităților specifice;

- verifică și monitorizează activitatea contractorului serviciului de management al proiectului;

- verifică și avizează rapoartele de progres financiare și tehnice întocmite pentru fiecare cerere de plată, verifică și avizează rapoartele de activitate lunare ale echipei demanagement a proiectului;

- întocmește și înaintează autorității contractante eventualele modificări la contractul de finanțare (notificări, acte adiționale), asigură permanenta comunicare cu factorii implicați (Autoritatea de Management, Organismul Intermediar, echipa de management a proiectului, etc.),

- asigură coordonarea activității de achiziții publice, respectiv verifică documentația dosarelor de achiziții publice întocmite și desfășurarea licitațiilor; verifică și aprobă documentația de atribuire;

- face parte din comisia de licitații;

- verifică corectitudinea desfășurării procedurilor de achiziții publice;

- verifică atingerea obiectivelor proiectului și a rezultatelor preconizate,

monitorizând permanent indicatorii de performanță prevăzuți;

- monitorizează respectarea prevederilor legale specifice proiectului;

- asigură fluxul comunicațional și informațional cu părțile terțe implicate în procesul de implementare a proiectului, inclusiv cu Autoritatea de Management și Organismul Intermediar relevant,

Experiență profesională relevantă;

Experiență profesională în domeniul managementului;

- Experiență în derularea a minim 2 proiecte de investiții;
- Competențe utilizare aparatură TIC;

Responsabil economic:

Responsabilități:

- Asigură managementul financiar al proiectului;
- Organizează și conduce contabilitatea proiectului;

- Gestionează implementarea proiectului din punct de vedere financiar (realizare plăți către terți, înregistrare facturi, etc);
- întocmirea rapoartelor financiare ale proiectului;
- ține legătura permanentă cu băncile sau alte organisme financiare;
- stabilește prețurile serviciilor;
- recrutarea personalului
- realizează analize de eficiență economică;
- asigură controlul financiar intern la nivel de societate;
- colaborează cu membrii echipei de management a proiectului, verifică și avizează

rapoartele financiare întocmite de aceasta;

- întocmește cererile de pre-finanțare/rambursare și al documentelor justificative;

- face raportări către coordonatorul de proiect cu privire la stadiul financiar al proiectului,

Experiență profesională relevantă:

- Studii superioare în domeniul financiar dublate de experiență pe o poziție financiară de minim 1 an,

- Experiență în domeniul contabil de minim 1 an,
- Bună cunoaștere a legislației specifice în domeniu;
- Competențe utilizare aparatură TIC,

Responsabil tehnic:

Responsabilități:

- Participă, verifică și aprobă aspectele tehnice ale procesului de implementare a proiectului;
- Contribuie la întocmirea fișei de date și a altor documente cu caracter tehnic și oferă puncte de vedere privind natura tehnică a proiectului;
- Verifică și întocmește rapoarte tehnice în cadrul procedurilor de achiziție;
- Verifică documentațiile tehnice și corespondența dintre documentație și situația concretă;
- Participă la recepția mijloacelor fixe și punerea în funcțiune a acestora;
- Monitorizează implementarea proiectului pe parcursul tuturor fazelor de producție, inclusiv monitorizarea activităților desfășurate și rapoartele întocmite de către firma de consultanță pentru partea tehnică elaborată de aceasta;
- verifică și aprobă conținutul rapoartelor de progres;
- realizează lunar sau ori de câte ori este nevoie vizite la fața locului (on-site);
- raportează coordonatorului de proiect eventualele neconcordanțe între proiect și situațiile din teren;
- face raportări către coordonatorul de proiect cu privire la stadiul implementării proiectului din punct de vedere tehnic;

- întocmirea rapoartelor de producție, întocmirea rapoartelor către departamentul de aprovizionare - livrări, precum și verificarea și certificarea calitativă a producției obținute,

Experiență profesională:

- Studii superioare în domeniul tehnic dublate de experiență pe o poziție tehnică de minim 1 an,
- Buna cunoaștere a domeniului tehnic care face obiectul investiției derulate prin proiect;
- Competențe utilizare aparatură TIC

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

Durata de implementare a obiectivului de investiții este estimată la 8 luni, durata de execuție fiind de 4-5 luni.

Estimativ, graficul de execuție va avea în vedere următoarele termene de implementare de la data de începere a contractului (DI):

Inginerie și proiectare, inclusiv obținere acorduri și autorizații și achiziții echipamente: 2 luni de la DI;

Implementare proiect (livrare procurări, execuție lucrări, prestări servicii): 4 luni de la DI,

Un grafic de execuție pentru principalele activități ale contractului la cheie va fi asigurat în cadrul ofertei angajante, iar o actualizare a acestuia va fi efectuată înainte de începerea efectivă a contractului, respectiv a fazei de execuție propriu-zise. Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

Toate uneltele și echipamentele necesare pentru efectuarea lucrărilor și serviciilor din șantier vor fi incluse în prețul contractului: macarale, ridicare persoane, remorcă, dispozitive de sudare, schele, scări, etc, și toate consumurile și lucrările de montaj aferente.

Se va amenaja o organizare de șantier pentru ca echipa locală să gestioneze și să execute lucrările, inclusiv: containere de birou, anexe sanitare, conectare la utilități, telefon / conexiune la internet.

Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

Mai multe detalii vor fi furnizate de potențialii Antreprenori Generali, la cerere, în faza ofertei angajante, respectiv în faza de proiectare.

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt, folosind o aplicație software specializată (MS Project sau Primavera EPPM). Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținere autorizații, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

Termenul limită și unele dintre etapele intermediare relevante (de exemplu, finalizarea fazei de proiectare sau obținerea Autorizației de construcție, începerea lucrărilor, etc.) pot fi considerate puncte de referință pentru monitorizarea performanței, punctele de referință vor fi stabilite în momentul negocierii contractului, luând în considerare condițiile finale ale proiectului de realizare a centralei de cogenerare.

Fazele de recepție vor fi efectuate conform reglementărilor legale aplicabile, HG273/1994 și HG 51/1996, cu ultimele modificări și completări.

După finalizarea tuturor lucrărilor de construcție, se va efectua recepția la terminarea lucrărilor (RTL) și un certificat va fi emis de către beneficiar.

După finalizarea tuturor testelor pentru punerea în funcțiune a instalației, se va efectua recepția punerii în funcțiune (RPIF) și un certificat va fi eliberat de către beneficiar.

După efectuarea cu succes a testului de performanță, beneficiarul va emite un certificat de acceptare definitivă (RD).

După expirarea perioadei de notificare a defectelor (perioadei de garanție), beneficiarul va emite certificatul de recepție finală (RF).

Conform standardului SR EN ISO 9001 și reglementărilor aplicabile, în faza de inițiere a contractului sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va oferi Planul de asigurare a calității (PAC) și planurile de control al calității / planurile de inspecție și testare (PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului, Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Calitatea sudurilor va fi asigurată și monitorizată în conformitate cu standardul EN ISO 3834-2.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate.

- ANRE – Sisteme electrice și energetice – Proiectare, teste și execuție
- ANRE – Sisteme de gaz natural – Proiectare și execuție
- BRML – Sisteme de măsură – Laborator și montaj
- IGPR – Sisteme de alarmă – Proiectare și execuție.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabili pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de UAT Rovinari.

Contractul de mentenanță completă (CMC) se va semna (dacă se va dori subcontractarea mentenanței) fie odată cu semnarea contractului de proiectare și execuție la cheie, fie până cel mai târziu la data punerii în funcțiune a Parcului Fotovoltaic. Lipsa contractului CMC la momentul începerii operării comerciale poate atrage după sine pierderea garanției, dacă nu se realizează la termen operațiunile de mentenanță prevăzute în plan,

La momentul licitației, Antreprenorii Generali vor transmite ofertele complete pentru mentenanța predictivă și corectivă a parcului fotovoltaic.

Mentenanța de rutină reprezintă totalitatea activităților de întreținere pe care le întreprinde utilizatorul în cadrul activităților proprii de exploatare, activități care nu presupun o activitate specializată și care se situează în afara scopului furnizorului de servicii de mentenanță specializată.

Oferta Antreprenorilor Generali va cuprinde și costurile detaliate pentru procedurile de Mentenanță de Rutină (predictivă).

În funcție de dorința Beneficiarului, acesta poate solicita Antreprenorilor Generali și ofertarea serviciilor de Operare a Parcului Fotovoltaic – în prezentul studiu această ipoteză a fost luată în calcul, dat fiind că în prezent UAT Rovinari nu are personalul tehnic necesar angajat.

Mentenanța predictivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor de Antreprenoriat General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. *Recomandari privind asigurarea capacității manageriale și instituționale*

Ofertele angajante vor trebui să conțină toate cheltuielile legate de echipa de managementul de proiect și de organizarea de șantier și (facilități și lucrări temporare, container birou, container aprovizionare, spații deschise de depozitare, servicii de pază, garduri/împrejmuiri perimetrare, sistem logistic IT, sistem de supraveghere video).

Managementul proiectului trebuie să respecte regulile generale ale ISO 25001, PMBoK,

Se va folosi un program software pentru managementul proiectelor pentru a menține actualizat programul de timp pentru monitorizarea și controlul activităților respectiv pentru raportare, Un inginer de planificare calificat va fi inclus în organigrama proiectului.

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Asistent de comunicare și manager de documente
- Inginer de planificare
- Coordonator proiectant / manager tehnic
- Inginer constructor
- Inginer mecanic
- Inginer electric
- Inginer de automatizare
- Manager de șantier
- Manager operațional / logistic

- Responsabil cu controlul calității
- Responsabil cu protecția mediului
- Responsabil cu sănătatea și siguranța.

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc, Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, factura lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc,)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI).

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere

tehnic și financiar;

- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare,

După încetarea finanțării, investiția va intra în perioada de operare (după caz), perioadă în care, prin alocările de resurse umane și financiare de către UAT Rovinari, se va asigura menținerea/conservarea rezultatelor obținute în urma realizării investițiilor propuse prin prezentul proiect.

8. CONCLUZII SI RECOMANDARI

Sistemul fotoelectric va fi alcătuit dintr-un număr de 888 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 156 de celule (tip monocristaline), cu o dimensiune medie de 2465 x 1134 x 35mm și o greutate de medie de 31,1 kg.

Puterea minimă a modulelor PV va fi de 590 Wp, cu un randament nominal de minimum 21,1% (peste valoarea limită de 20% impusă) în Condiții Standard de Testare (STC), cu o rată de degradare care să asigure o performanță minimă de 84,5% față de nominal după 25 de ani de funcționare.

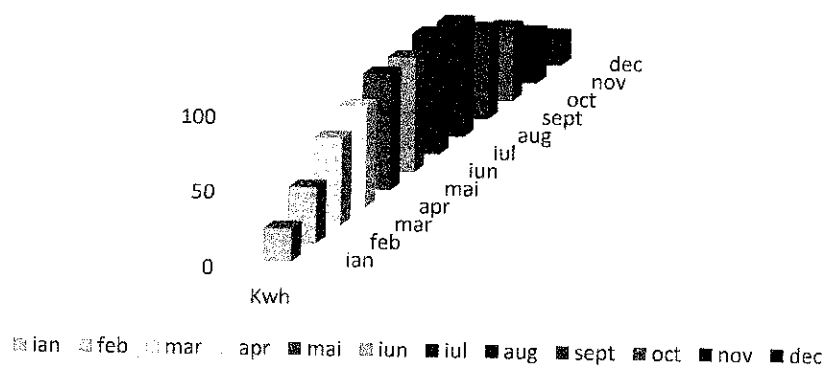
Sistemul va fi prevăzut cu invertore trifazate de tip string inverter 5 invertore (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertore 100 LTL M2), conforme cu prevederile Ordinilor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020, cu un randament minim de 98% STC.

Orientarea modulelor PV va fi pe direcție SUD, la un unghi de azimut de 2 grade.

1	Consum mediu anual	MWh/an	680,536
2	Date tehnice parc	Capacitate nou instalata (KWp)	523,92
2.1.	Productia in primul an de functionare	MWh/an	679,882
2.2.	Putere instalata a parcului nou creat	KWp	523,92
2.3.	Panouri fotovoltaice	Putere (Wp)	590
		Buc	888
2.4.	Invertore	50 KTL M3 (buc)	1
		100 KTL M2 (buc)	4
		Ptere tolala Invertore (KW)	450
2.5.	Structura de sustinere panouri	Structuri metalice zincate 2Vx17, echipata cu 34 de panouri (buc)	16
		Structuri metalice zincate 2Vx16, echipata cu 32 de panouri (buc)	7
		Structuri metalice zincate 2Vx15, echipata cu 30 de panouri (buc)	4
		Inclinare	33°
		Unghi de azimut	2°
2.6.	Punct de transformare	630kVA	da
2.7.	Legare la retea	Racord radial prin cablu 3x1x185mmp in LEA MT (m)	150
2.8.	Imprejmuire cu plasa bordurata, h=2m, stalpi rectangulari + poarta	m	460

2.9.	Iluminare perimetrala	Stalpi metalici cu o inaltime de 6m (buc)	11
		CIL (buc)	11
		Retea subterana (cablu, punct de aprindere) (m)	242
2.10.	Supraveghere video	Nr camere (buc)	4
		Unitate centrala (buc)	1
2.11.	Paratragnet	Buc	da
2.12.	Impamantare	Buc	da

Productia lunara de energie (KW)



Simularea sistemului PV monocristalin – module 590 Wp 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 LTL M2)

Producția netă lunara a Sistemului PV monocristalin – module 590 Wp + 5 invertoare (un invertor de 50 KTL M3 si 4 invertoare 100 LTL M2)– Orientare SUD

Kwh	21,92	37,6	58,454	67,835	77,19	76,342	79,973	76,094	59,672	48,913	33,78	19,6
-----	-------	------	--------	--------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	-------	------

Indicatorii de rezultat în Scenariul 1 vor fi:

Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Valoare	Unitate de măsură
Capacitate operațională suplimentară instalată de producere a energiei din surse regenerabile	0,52392	MW
Capacitatea nou instalată obținută prin însumarea puterii nominale a invertoarelor (puterea în curent alternativ)	0,45	MW
Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	401,47	Echivalent tone de CO2/an
Producția medie de energie electrică din surse regenerabile	656,10	MWh/an
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile pentru perioada de referință (20 de ani)	13.122,00	MWh
Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*)	100	%
Factorul de capacitate al centralei	14,30	%

Realizarea lucrărilor prevăzute în cadrul prezentului Studiu de Fezabilitate va duce la îndeplinirea cerințelor din Caietul de Sarcini și la dezvoltarea, UAT Rovinari, prin:

- creșterea rezilienței energetice datorită capacității de a produce intern un procent ridicat din necesarul de consum, reducând astfel impactul negativ al întreruperilor în furnizare,
- creșterea eficienței tehnice datorată reducerii dependenței de energia electrică achiziționată de la distribuitor,
- reducerea volatilității rezultatelor financiare datorită unei mai bune gestionări a costurilor generate de achiziția de energie electrică și reducerii impactului fluctuației prețurilor specifice acestei piețe asupra profitabilității companiei.

Bibliografie

- D. G. p. A. A. Comisia Europeană, „Îndrumări asupra interpretării Anexei I din Directiva EU ETS (în afară de activitățile legate de aviație),” 2010.
- „EIB,” [Interactiv]. Available: <https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy>. [2021].
- G. României, „Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 - 2030,” 2021.
- A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 - Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- M. F. R. M. F. A. S. A. H. A. B. ș. T. C. K. Moslem Uddin, „A review on peak load shavings strategies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017.
- Z. M. V. M. ș. V. S. Rahimi A., „A simple and effective approach for peak load shaving using Battery Storage Systems,” *Proceedings of the North American Power Symposium, IEEE*, pp. 1-5, 2013.
- S. S. ș. C. S., „Review of software tools for hybrid renewable energy systems,” *Renewable Sustainable Energy Reviews*, vol. 32, pp. 192-205, 2014.
- L. Y. M. S. Chua K.H., „Energy Storage systems for peak shaving,” *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 10, pp. 3-18, 2016.
- V. d. B. K. ș. D. E., „Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs,” *Energy Conversion Management*, vol. 97, pp. 70-75, 2015.
- A. I. a. Energiei, „Global Energy Review 2021 – Evaluarea efectelor revenirii economice asupra cererii globale de energie și emisiilor de CO2 echivalent în 2021,” 2021.
- G. României, „PNRR,” Available: <https://mfe.gov.ro/pnrr/>. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH>. [2021].
- „IPIECA,” [Interactiv]. Available: <https://www.ipieca.org>. [2022].
- „WARTSILA,” [Interactiv]. Available: <https://www.wartsila.com>. [2022].
- W. Amjad, M. Shahid, A. Munir, F. Asghar și O. Manzoor, „Energy Assessment of a Combined Cycle Power Plant through Empirical and Computational Approaches: A Case Study,” *Eng. Proceedings*, vol. 12, nr. 25, 2021.
- M. Islam, M. Hasanuzzaman, A.K. Pandey și N.A. Rahim, „Chapter 2 – Modern Energy Conversion Technology,” în *Energy for Sustainable Development. Demand, Supply, Conversion and Management*, 2020, pp. 19-39.
- „POWERMAG,” [Interactiv]. Available: <https://www.powermag.com/another-world-record-for-combined-cycle-efficiency/>. [2022].
- A. D. Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Zazias, L. D. Vos, A. Dadkha și G. Dekelver, „ASSET Study on Technology Pathways in decarbonization scenarios,” *Publications Office of the European Union*, 2020.
- A. A.-V. ș. F. N.-H. Daniel Lugo-Laguna, „A European Assessment of the Solar Energy Cost: Key Factors and Optimal Technology,” *Sustainability*, vol. 13, pp. 1-25, 2021.
- World Bank Group, „Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems,” *World Bank Group*, 2020.
- U. S. Environmental Protection Agency - Combined Heat and Power Partnership, „Catalog of CHP Technologies,” 2017.
- U.S. Energy Information Administration, „Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants,” 2016.
- International Energy Agency, „Gas 2020,” 2019.
- Parlamentul Uniunii Europene, „Decizia nr. 406/2009/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind efortul statelor membre de a reduce emisiile de gaze cu efect de seră astfel încât să respecte angajamentele Comunității de reducere a emisiilor de GES,” 2009.
- Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2009/29/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea îmbunătățirii și extinderii sistemului comunitar de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră,” 2009.
- Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/844/EU a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei 2010/31/EU privind performanța energetică a clădirilor și a Directivei 2012/27/EU privind eficiența energetică,” 2018.
- Parlamentul Uniunii Europene, „Directiva 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei 2015/1814,” 2018.
- Parlamentul Uniunii Europene, „Pactul Verde European,” 2019.
- Ministerul Energiei, Anton ANTON, „Memorandum – Prezentarea opțiunilor pentru utilizarea instrumentelor de finanțare specificate de Directiva (UE) 2018/410 și decizia României privind implementarea acestora,” 2019.
- Laurențiu Miron Goia, Gheorghe Bălan, Teofil Ișfanu, Alexandru Tănăsescu, *Tratarea neutrului rețelelor de medie tensiune*, București: Editura Tehnică, 1985.
- International Electrotechnical Committee, „IEC 60909 - Short - Circuit Currents in three - phase a.c. systems,” 2016.
- ***, „PE 134/1995 - Normativ privind metodologia de calcul a curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV.”
- <https://www.neplan.ch/>.
- C. Europeana, „Orientărilor CE privind anumite măsuri de ajutor de stat acordate în contextul sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră după 2021,” 21 September 2020. [Interactiv].

„Investing.com,” [Interactiv]. Available: <https://www.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>. [2021].

„EC.Europa.EU,” [Interactiv]. Available: https://ec.europa.eu/info/news/energy-efficiency-first-accelerating-towards-2030-objective-2019-sep-25_en. [2021].

Comisia Europeană, „Recomandările Comisiei privind transpunerea obligațiilor privind economia de energie sub incidența Directivei privind Eficiența Energetică,”

David Felman et al., „U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020,” Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324, 2021.