
„Construire unitate de productie si stocare energie regenerabila solara”

STUDIU DE FEZABILITATE

Beneficiar:

S.C. MITROFAR S.R.L.

Sediul social: Mun. Tulcea, str. Mihai Eminescu
nr. 7, camera 5, etaj 1, jud. Tulcea

Tulcea

Elaborator:

ASC XLAED BUSINESS HUB S.R.L.

Sediul social: Mun. Bucuresti, Bd. Theodor
Pallady nr. 3, bl. X1, sc. A, et. 5,
Ap.21, sector 3

Bucuresti

Data documentului: **Iulie 2024**

PAGINA DE CAPĂT

Proiect:

“ Construire unitate de productie si stocare energie regenerabila solara”

Elaborator	Reprezentant/functie	Semnatura/stampila
Proiectant ASC XLAED BUSINESS HUB S.R.L. cu sediul in Municipiul Bucuresti, Bd Theodor Pallady nr. 3, bl. X1, sc. A, et. 5, Ap.21	CAPRARIU Felix Lucian Consultant de specialitate RAGEA Florin-Alexandru Expert atestat ANRE	  
Contract	94.24/ 24.01.2024	

CUPRINS

(A) PIESE SCRISE	5
1. Informații generale privind obiectivul de investiții	5
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	5
1.2. Ordonator principal de credite/investitor	5
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)	5
1.4. Beneficiarul investiției:	5
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	5
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții	6
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză	6
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare	6
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor	8
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții.....	11
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției propuse.....	19
3. Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	20
3.1. Particularități ale amplasamentului	20
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic	35
3.3. Costurile estimative ale investiției	57
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor	61
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției	63
4. Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico - economic(e) propus(e)	64
4.1. Analiza scenariilor propuse	64
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	65
4.3. Situația utilităților și analiza de consum	84
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții	86
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	87
4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară.....	88
4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică ... Error! Bookmark not defined.	
4.8. Analiza de senzitivitate	Error! Bookmark not defined.
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor	Error! Bookmark not defined.

5. Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)	140
5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor	140
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	141
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	141
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții	143
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	144
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției, ca urmare a analizei financiare și economice	145
6. Urbanism, acorduri și avize conforme	145
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire	145
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege	146
6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică	146
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților	146
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	146
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice	146
7. Implementarea investiției	147
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	147
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare	147
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare	148
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale	148
8. Concluzii și recomandări	148

STUDIU DE FEZABILITATE

(A) PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

“ Construire unitate de productie si stocare energie regenerabila solara”

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Ministerul Energiei

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției:

denumirea solicitantului si datele de identificare ale acestuia, cod CAEN, sediul, puncte de lucru etc.

S.C. MITROFAR S.R.L.

Înregistrat in Registrul Comertului J36/737/27.10.1994 CIF: 6364264

Sediul social: Municipiul Tulcea, str. Mihai Eminescu, nr. 7, camera 5, etaj 1, judet Tulcea

Cod CAEN principal: 4213 – Constructia de poduri si tuneluri

Sediul secundar: Municipiul Tulcea, str. Portului nr. 46, judet Tulcea

Cod CAEN secundar: 3511 – Producția de energie electrica

Cod CAEN secundar: 3514 – Comercializarea energiei electrice

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant :

S.C. ASC XLAED BUSINESS HUB S.R.L.

Înregistrată în Registrul Comerțului București sub nr. J40/9126/2012, CUI 27799121

Sediul social: in Municipiul Bucuresti, Bd Theodor Pallady, nr. 3, bl. X1, sc. A, et. 5, Ap.21, sector 3, si, tel: 0736 678 345; e-mail: office@xlaed.ro, reprezentata legal de dl. Caprariu Felix Lucian, in calitate de Administrator

- Cod CAEN 7112 - Activitati de inginerie si consultanta tehnica legate de acestea
- Cod CAEN 7022 - Activitati de consultanta pentru afaceri si management

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

La această secțiune se va fundamenta necesitatea și oportunitatea investiției

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 este cazul

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

Obiectivul general al proiectului este de a aborda principalele provocări ale sectorului energetic din România în ceea ce privește decarbonizarea și poluarea aerului, respectiv asigurarea tranziției verzi și a digitalizării sectorului energetic prin promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului.

Prin implementarea proiectului se vor atinge următoarele obiective:

1. 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;
2. 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;
3. 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 solară;
4. 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;
5. Creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.

Prezentul proiect constă în realizarea unei noi capacități de producere a energiei electrice din sursa solara cu tehnologie fotovoltaica, cu o putere instalata **de 4.5 MW CEF**, si o instalatie de **stocare de 1 MWH** amplasata în **extravilanul Municipiului Tulcea, jud. Tulcea**.

Versiunea finală a PNIESC angajează România la instalarea unei capacități suplimentare de 6,9 GW de energie eoliană și solară până în 2030 față de cele curente de 4,5 GW. România are astfel potențialul de a deveni un lider al dezvoltării SRE în Europa Centrală și de Est. Potrivit planului, investițiile totale necesare pentru acest proces de transformare se ridică la mai mult de 22 mld EUR (incluzând investițiile în rețea și unele capacități convenționale), un ordin amplu care transformă investițiile în energie curată într-un pilon al dezvoltării economice și al strategiei industriale.

Pentru a îndeplini acest obiectiv planul propune instalarea următoarelor capacități intermediare în perioada 2021-2030:

La sfârșitul anului 2020, Comisia Europeană a comunicat evaluarea Planurilor Naționale, iar recomandarea pentru România este de a-și crește nivelul de ambiție de la 30,7% la cel puțin 34%. Este însă posibil ca acest procent să devină și mai ridicat deoarece România va trebui să își ajusteze planul național până în 2023 pentru a reflecta noul obiectiv European de reducere cu cel puțin 55% a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Legea 220/2008 este punctul de pornire sau nașterea unui cadru legislativ pentru SRE în România. Legea creează contextul necesar pentru a încuraja investitorii să treacă la SRE, inclusiv prin introducerea unui sistem de sprijin prin certificate verzi și preluarea prioritară. Schema de sprijin se aplică proiectelor SRE demarate înainte de 31 decembrie 2016. Producătorii care beneficiază de această schemă de sprijin pot în continuare să își vândă treptat certificatele până în 2031.

Deși poate părea intimidant, acest val de dezvoltare are acces la instrumente financiare mai generoase ca oricând. În primul rând, UE a creat o serie de fonduri și mecanisme, unele dedicate în totalitate dezvoltării de energie curată iar altele care indică acest sector drept unul vital pentru viitor. În plus, instituțiile financiare au devenit reticente la a finanța sursele de energie convenționale și și-au îndreptat în schimb atenția (și fondurile) către energia regenerabilă. Investitorii sunt de asemenea pregătiți să își folosească propriile fonduri, în special în cazul în care statul decide să întindă o mână de ajutor prin scheme de suport sau instrumente de piață bine puse la punct.

Pentru investițiile masive de care este nevoie pentru a atinge țintele stabilite, România, împreună cu celelalte state membre, beneficiază de sprijin financiar generos din partea UE.

Proiectul se încadrează în obiectivele sectoriale **ale Strategiei energetice a Romaniei 2020-2030**.

Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050.

Strategia Energetică a României propune ținte concrete, stabilește direcții clare și definește reperele prin care România își va menține poziția de producător de energie în regiune și de actor activ și important în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional. De asemenea, Strategia Energetică fundamentează poziționarea României în raport cu propunerile de reformă a pieței europene de

energie, iar un loc important este destinat analizei contextului european și politicilor de creare a Uniunii Energetice din care România va face parte.

Strategia Energetică are opt obiective strategice fundamentale care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2020-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național, corelată cu valoarea cheltuielilor de investiții. Implementarea proiectului va contribui la atingerea obiectivului nr. 2. Energie curată și eficiență energetică.

Viziunea Strategiei Energetice a României se referă la creșterea sectorului energetic în condiții de sustenabilitate, creștere economică și accesibilitate, în contextul implementării noului pachet legislativ Energie curată pentru toți europenii 2030, cu stabilirea țăintelor pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, a surselor regenerabile de energie și a eficienței energetice precum și cu perspectiva implementării de către România a Pactului Ecologic European 2050.

Proiectul se incadreaza în obiectivele majore suport din cadrul **Strategiei de Dezvoltare Durabilă a Judetului TULCEA 2021 – 2027**, acesta având un potențial solar important, fiind poziționat într-o zonă cu o intensitate a radiației solare ridicată.

Obiectivul economic: Îmbunătățirea eficienței energetice este un factor direct de creștere economică, de reducere a poluării și de economisire a resurselor astfel încât acestea să fie folosite într-un mod cât mai productiv.

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

În situația actuală solicitantul **S.C. MITROFAR S.R.L.** dispune de terenul si infrastructura aferenta implementarii proiectului dar nu dispune de sursele financiare totale pentru a desfașura activitatea propusa spre finanțare.

S.C. MITROFAR S.R.L. doreste sa infiinteze o **Unitate de producere a energiei electrice** si o **Unitate de stocare a energiei electrice**, pe urmatoarele terenuri, in suprafata totala de 95.000 mp situate in extravilanul municipiului Tulcea, identificate cu nr. cadastrale 50433 (23.000 mp), 50448 (8.200 mp), 50429 (20.300 mp), 50437 (22.200 mp) si 50433 (21.300 mp).

Unitatea de producere si stocare va fi conectata cu Sistemul Energetic National si va furniza energie electrică nepoluantă în conformitate cu „Strategia energetică a României 2019-2030, cu perspectiva anului 2050" în Cap. 1 - „Obiective strategice" în care se menționează „Promovarea producerii energiei pe bază de resurse regenerabile" - a șasea direcție de acțiune ce vizează asigurarea realizării țintei colective de 32% pentru ponderea SRE în consumul final brut de energie la nivel european în 2030, cu eficientizarea costurilor.

2.3.1 Scurt istoric al solicitantului

S.C. MITROFAR S.R.L. este o societate care activeaza de aproape de 30 de ani pe piata din Romania, fiind o societate comerciala cu raspundere limitata infiintata in anul 1994. Societatii i s-a atribuit numarul de ordine J36/737/1994 in Registrul Comertului Tulcea, in data de 27.10.1994. In prezent societatea este administrata de catre dl. Caraman Constantin care este si unic actionar, acesta detinand 100% din capital social in valoare de 400 de lei al companiei.

In conformitate cu site-ul www.listafirme srl activitatea firmei a fost a cunoscut un trend ascendent, cifra de afaceri a firmei crescand constant in ultimii 10 ani, iar profitul urmand un trend linear pozitiv.

Actionarul unic dl. CARAMAN Constantin este Administrator si membru in consiliul de administratie al SC HOTEL DELTA SA, si impreuna cu companiile enumerate mai jos, S.C. MITROFAR SR.L. se încadrează în grupul de societăți care formează întreprinderea unică, prin următoarele relații stabilite cu întreprinderile:

1. CC GREEN ORGANIZATION SRL, Adresa sediului social MUN. TULCEA, STR. MIHAIL EMINESCU NR. 7, CAMERA 2, JUD. TULCEA, Codul unic de înregistrare 26587538, întreprindere legata 100%
2. TULCEA GREEN ENERGY SRL, Adresa sediului social COM. CRISAN, STR. PRINCIPALA NR. 460, CAMERA 3, JUD. TULCEA, Codul unic de înregistrare 28840857, întreprindere legata 50%
3. MATCONS SRL, Adresa sediului social ORAS SULINA, STR. I-a (DELTEI) NR. 120, BLOC I/A, AP. 5, JUD. TULCEA, Codul unic de înregistrare 8494732, întreprindere legata 100%
4. DELTA PREMIUM RESIDENCE SRL, Adresa sediului social MUN. TULCEA, STR. ISACCEI, NR.2, Hotel Delta, Mezanin, CAMERA 3, JUD. TULCEA, Codul unic de înregistrare 36736734, întreprindere legata 25%
5. PEDROMAR TRUST SRL, Adresa sediului social MUN. TULCEA, STR. MIHAIL EMINESCU NR. 7, CAMERA 6, JUD. TULCEA, Codul unic de înregistrare 14859213, întreprindere legata 100%

2.3.2 Obiectul de activitate ale solicitantului

Obiectul de activitate principal al solicitantului conform codificarii (Ordin 337/2007) Rev. Caen (2) este 4213 – Constructia de poduri si tuneluri.

Solicitantul are inregistrate ca activitati secundare urmatoarele coduri CAEN: 3511 - Producția de energie electrică si 3514 - Comercializarea energiei electrice.

In conformitate cu statisticile realizate de site-ul de profil www.listafirme srl , S.C. MITROFAR S.R.L. se situeaza pe locul 12 in clasamentul firmelor din Romania care activeaza in cadrul clasei CAEN 4213 Constructia de poduri si tuneluri.

Top firme 2022 - România (CAEN: 4213 - Construcția de poduri și tuneluri)

Poziție	CUI	Denumire	Cifra de afaceri (RON)	Profit/pierdere net (RON)	Marja netă (PP/CA %)	Cota piață (%)
1	5437520	ARCADA COMPANY SA	533.128.948	92.067.984	17,27	69,38
2	128388	ARGIF S.A.	39.426.278	765.658	1,94	5,13
3	15168887	CONFER GROUP SRL	37.063.738	1.380.310	3,72	4,82
4	29376870	MS INTERPROIECT ENGINEERING SRL	24.201.779	2.869.978	11,86	3,15
5	24080830	REPSOND COMPANY SRL	19.322.381	672.837	3,48	2,51
9	15602446	TIPOPRINT SERV S.R.L.	7.799.776	1.829.147	23,45	1,02
10	30060438	MONTAJ MODULAR SRL	5.674.133	652.117	11,49	0,74
11	38908828	CIPA GENERAL CONSTRUCTION S.R.L.	5.644.500	975.567	17,28	0,73
12 →	6364264	MITROFAR SRL	5.171.261	1.195.497	23,12	0,67
13	22971594	CONSTRUCT BOB INVEST SRL	4.837.502	2.467.910	51,02	0,63
14	7266574	EDILCOM SRL	4.595.195	361.597	7,87	0,6
15	15670327	APOLODOR 2003 S.R.L.	4.484.085	376.957	8,41	0,58
Total			768.406.116	105.579.047		

Societatea dorește să investească în domeniul producției de energie electrică, în acest sens fiind întreprinse demersurile de identificare a imobilelor pretabile unei astfel de investiții societatea detinând drepturi reale de folosință asupra terenurilor pretabile pentru realizarea investiției.

Investiția propusă spre finanțare are rolul de a înființa o capacitate de producție și stocare a energiei din surse fotovoltaice la nivelul companiei MITROFAR S.R.L., permițându-i crearea unei infrastructuri tehnice cu care să poată racorda capacitatea în sistem și ulterior să valorifice resursele prin vânzarea energiei produse pe piața de profil.

2.3.3 Principalele mijloace fixe aflate în patrimoniul solicitantului: resurse funciare (cu precizarea regimului proprietății), construcții, utilaje și echipamente, animale, etc.

Nr. crt.	Denumire imobilizare	Data intrarii	Valoare intrare
	2131 ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE (MASINI,UTILAJE)		
1	MALAXOR 350L	19/09/2015	2,687.90
2	REZERVOR MOTORINA 20.000 L CU POMPA EMILTOU	29/12/2015	79,535.40
3	DEMOLATOR SDS MAX 1700W	06/03/2018	2,714.28
4	ELECTROPALAN IORI DM500MAXX50M	04/10/2018	6,470.59
5	DISPOZITIV TAIERE G+F PROFI 160 ALU 61600	02/04/2019	2,314.29
6	UTILAJ BATUT PILONI LOPRA PPM	18/04/2023	39,500.00
	Total pe 2131 ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE (MASINI,UTILAJE)		133,222.46
	2133 MIJLOACE DE TRANSPORT		
1	RULOTA ROLLER	08/11/2017	5,950.00
2	PORCHE CAYNNE V6	26/06/2018	325,883.30
3	OPEL VI COM L1 2.7.2 CDTI 6G 85K	04/10/2018	30,610.08
4	PONTON PLUTITOR	13/04/2023	44,442.90
5	AMBARCATIUNE BLACK SRA FISHING MOTOR SUZUKI	02/05/2023	22,966.48
6	COMPRESOR ATLAS COP CO	03/05/2023	30,566.00
	Total pe 2133 MIJLOACE DE TRANSPORT		460,418.76
	214 MOBILIER, APARATURA BIROTICA, ALTE ACTIVE CORPORALE		
1	MOBILIER	15/09/2021	31,908.31
2	PERGOLA BIOCLIMATIC INTEGRAL AL	06/12/2021	148,473.10
3	SEIF ANTIEFRACTIE	28/12/2023	3,930.00
	Total pe 214 MOBILIER, APARATURA BIROTICA, ALTE ACTIVE CORPORALE		184,311.41

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

Se va pune accent pe necesitatea si oportunitatea realizarii proiectului; Piața de aprovizionare/desfacere, concurența si strategia de piață ce va fi aplicată pentru valorificarea produselor/serviciilor obtinute prin implementarea proiectului.

Neutralitatea în emisiile de gaze cu efect de seră a fost definită ca o țintă pentru 2050 și pentru Uniunea Europeană, un deziderat stipulat în cadrul Pactul Verde European. El reprezintă un angajament legal, un set de inițiative care vizează ușurarea tranziției Europei către o economie curată și circulară prin utilizarea eficientă a resurselor, restaurarea biodiversității și reducerea poluării sub toate formele.

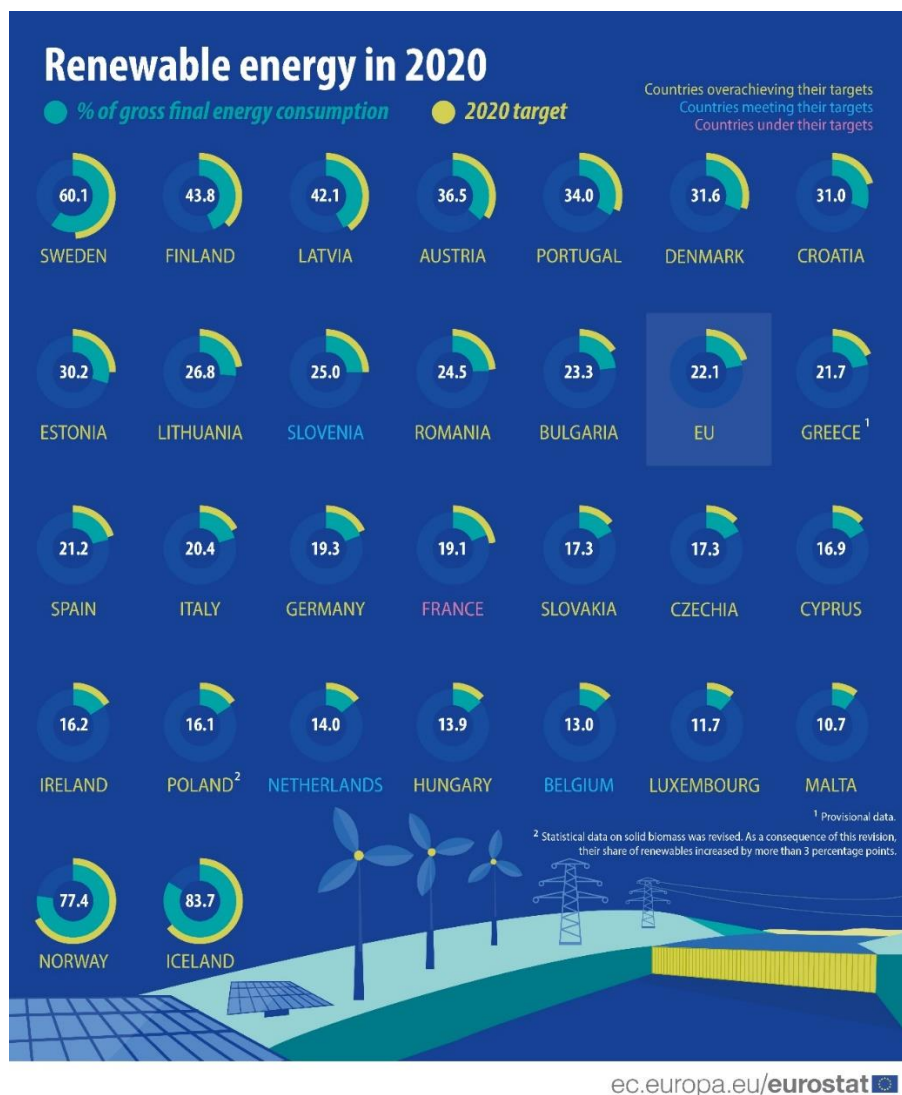
Până în 2030, obiectivul pentru reducerea gazelor cu efect de seră este de cel puțin 50% și spre 60% comparativ cu nivelurile din 1990. Una dintre principalele modalități prin care Comisia Europeană își propune să realizeze neutralitatea climatică este decarbonarea sectorului energetic.

Tranzacționarea emisiilor de carbon sau proiectele de compensare și reducere a carbonului reprezintă soluții pe termen scurt la o problemă stringentă. 75% din emisiile de gaze cu efect de seră ale UE provin din producția și utilizarea energiei în sectoarele economice. Pentru decarbonarea sectorului energetic și atingerea obiectivelor stabilite în cadrul acordului au fost instituite mai multe mecanisme europene de finanțare. Dintre acestea, principalii beneficiari ai Mecanismului de Tranziție Justă sunt Polonia, Germania și România, având în vedere dependența ridicată de combustibilii fosili pentru consumul de energie. România va putea accesa până la 4,4 miliarde EUR ca parte a acestui mecanism, care promite să sprijine tranziția către energie cu emisii reduse de carbon și, de asemenea,

să îmbunătățească infrastructura energetică și să creeze noi locuri de muncă în cadrul economiei verzi.

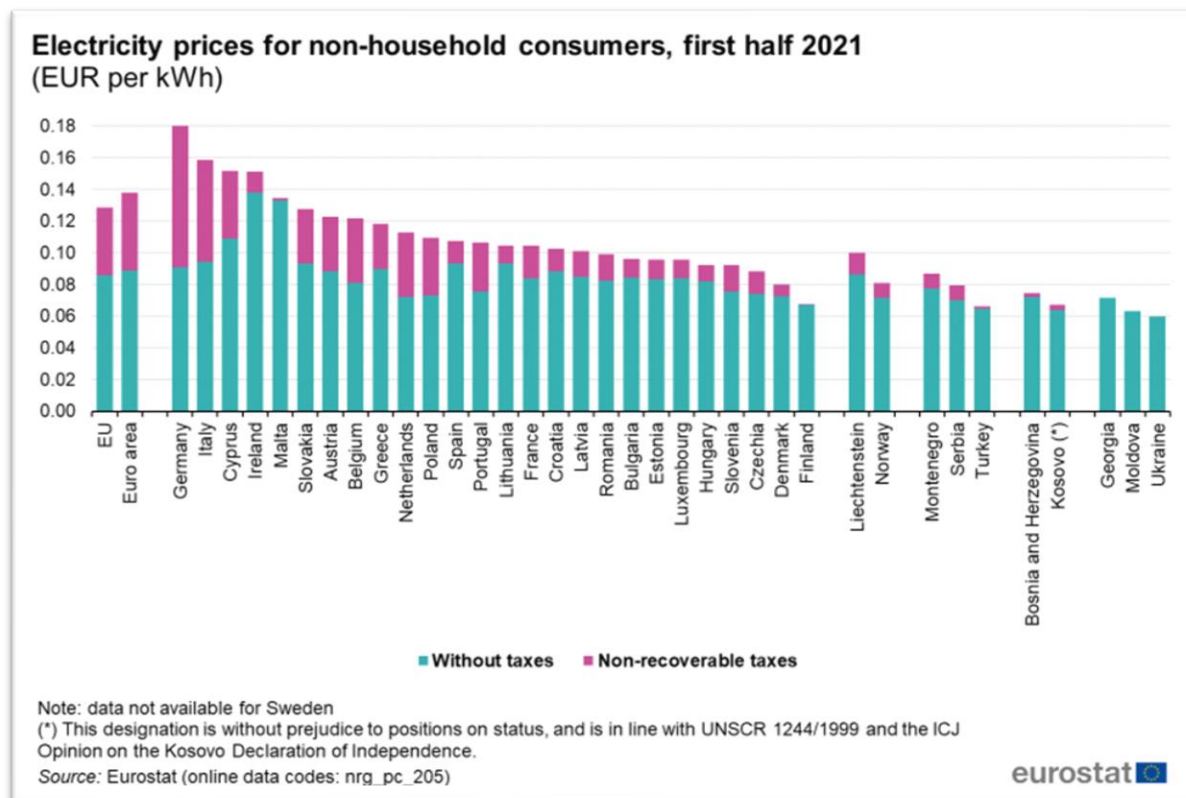
Sursele de energie regenerabilă au reprezentat o pondere de 13,0 % din consumul intern brut de energie al UE-28 în 2015. Importanța surselor regenerabile pentru consumul intern brut a fost relativ mare în Danemarca (28,4 %), Austria (29,0 %) și Finlanda (31,6 %) și a depășit o treime din consumul intern în Lituania (35,1 %) și Suedia (42,2 %), la fel ca și în Albania (34,3 %), Norvegia (44,7 %) și Islanda (84,9 %).

În 2020, energia din surse regenerabile a reprezentat 22,1 % din energia consumată în UE, cu aproximativ 2 puncte procentuale peste obiectivul de 20 % stabilit pentru 2020.



Printre statele membre ale UE, cea mai mare pondere reprezentată de sursele regenerabile din consumul final brut de energie în 2015 a fost înregistrată în Suedia (53,9 %), în timp ce Finlanda, Lituania, Austria și Danemarca au raportat fiecare că peste 30,0 % din consumul lor final de energie a fost reprezentat de energie derivată din surse regenerabile. În comparație cu cele mai recente date disponibile pentru 2015, obiectivele pentru Țările de Jos, Franța, Irlanda, Regatul Unit și Luxemburg

presupun ca fiecare din aceste state membre să își crească ponderea reprezentată de sursele regenerabile din consumul final brut de energie cu cel puțin 6,0 puncte procentuale. În schimb, nouă dintre statele membre și-au depășit deja obiectivul pentru 2020; aceste obiective au fost depășite cu mult în special în Croația, Suedia și Estonia.



Graficul prezintă evoluția prețurilor la energie electrică pentru consumatorii non-casnici din UE începând cu prima jumătate a anului 2008. Prețul fără taxe, și anume energia, aprovizionarea și rețeaua, a crescut în mod similar cu inflația totală până în 2012, când a atins un nivel maxim de 0,0943 EUR per kWh în primul semestru. Ulterior, aceasta a scăzut până în 2020. De exemplu, în al doilea semestru al anului 2019, acesta a fost de 0,0781 EUR per kWh, în timp ce în a doua jumătate a anului 2020 a crescut și a fost de 0,0822 EUR per kWh, ceea ce este în continuare mai mic decât prețul din primul semestru din 2008. În prima jumătate a anului 2021, creșterea a continuat, prețul fără taxe fiind în prezent de 0,0857 EUR per kWh.

Ponderea impozitelor a crescut considerabil cu 19,4 puncte procentuale în ultimii 13 ani, de la 13,8 % în prima jumătate a anului 2008 la 33,2 % în prima jumătate a anului 2021. Prin urmare, dacă analizăm prețul total non-casnic, și anume incluzând impozitele nerecuperabile, pentru prima jumătate a anului 2021, acesta a crescut (32,5 %) în comparație cu prețul din prima jumătate a anului 2008 ajustat în funcție de inflație, de la 0,0968 EUR per kWh la 0,1283 EUR per kWh.

Pentru prețurile ajustate în funcție de inflație, prețul total pentru consumatorii non-casnici, inclusiv taxele, a fost de 0,1155 EUR per kWh în prima jumătate a anului 2021, comparativ cu 0,0968 EUR per kWh în prima jumătate a anului 2008. Observăm că acest preț este mai mic decât prețul real, inclusiv taxele. Prețul total pentru consumatorii non-casnici, adică fără taxe, a fost de 0,0995 EUR per kWh în prima jumătate a anului 2021, comparativ cu 0,0834 EUR per kWh în prima jumătate a anului 2008. Observăm că acest preț este mai mare decât prețul real fără taxe.

Prețul și fiabilitatea aprovizionării cu energie, în special energie electrică, reprezintă elemente de bază în strategia unei țări privind aprovizionarea cu energie. Prețurile energiei electrice au o importanță deosebită pentru piața internațională competitivitate întrucât energia electrică reprezintă, de obicei, o proporție semnificativă din costurile totale ale energiei pentru întreprinderile industriale și cele furnizoare de servicii. Spre deosebire de prețul de combustibili fosili care sunt, de obicei, tranzacționate pe piețele mondiale la prețuri relativ uniforme, prețurile energiei electrice variază foarte mult de la un stat membru la altul. Prețul combustibililor primari și, mai recent, costul certificatelor de emisii de dioxid de carbon (CO₂) influențează, într-o anumită măsură, prețul energiei electrice.

Comunicarea Comisiei către Parlamentul European, Consiliu, Comitetul Economic și Social European și Comitetul Regiunilor – Combaterea creșterii prețurilor la energie: un set de instrumente pentru acțiune și sprijin; COM2021(0660) final subliniază creșterea observată a prețurilor angro la energie. Se preconizează că aceasta se va reflecta în prețurile de consum final în statisticile oficiale pentru această perioadă de referință. Evoluția prețurilor la energie în al doilea semestru al anului 2021 va fi disponibilă la nivelul statisticilor oficiale europene în aprilie 2022.

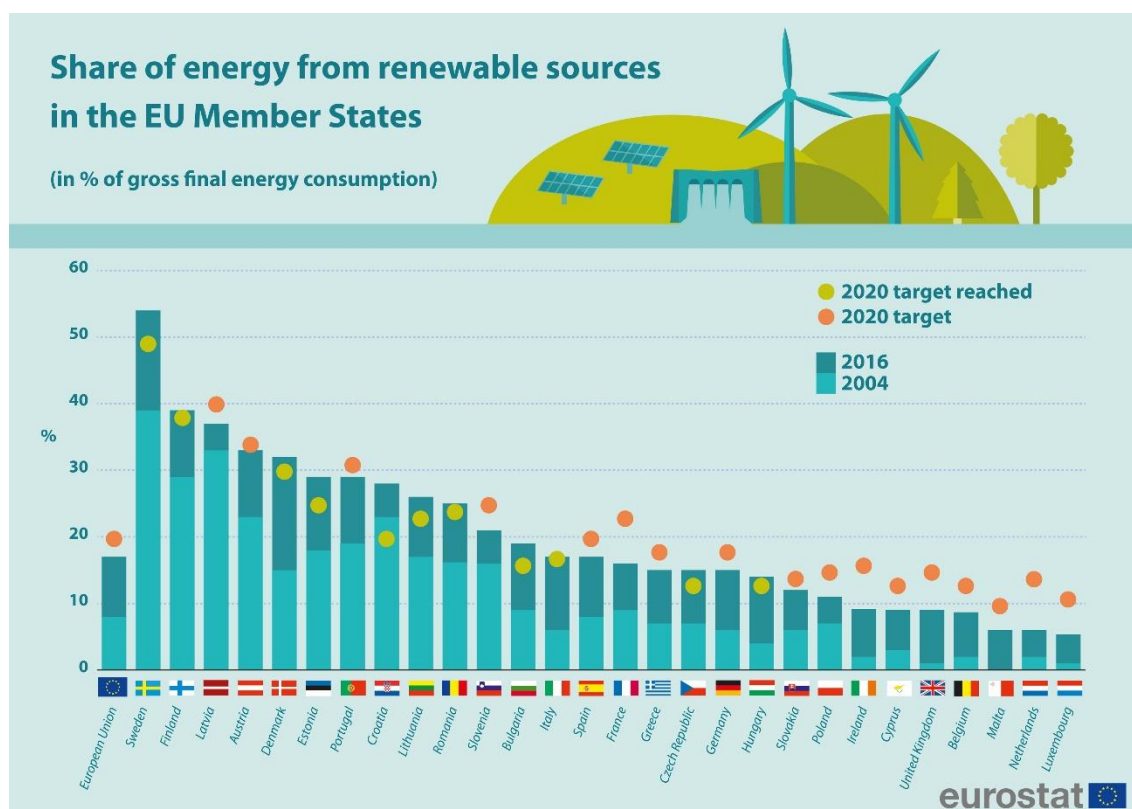
UE a acționat în vederea liberalizării pieței energiei electrice și gazelor începând cu cea de-a doua jumătate a anilor 1990. Directivele adoptate în 2003 au stabilit regulile comune pentru piețele interne ale energiei electrice și gazelor naturale. Până în prezent, există în continuare bariere semnificative la intrare pe multe piețe de energie electrică și gaze naturale, după cum se observă din numărul de piețe încă dominate de furnizori (aproape) monopolști.

Energia din surse regenerabile în UE a crescut puternic în ultimii ani. Mai concret, ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie a ajuns la o valoare aproape dublă în ultimii ani, de la aproximativ 8,5% în 2004 până la 17,0% în 2016.

Această evoluție pozitivă a fost determinată de obiectivele obligatorii din punct de vedere juridic de creștere a ponderii energiei din surse regenerabile prevăzute de Directiva 2009/28/CE privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Deși UE în ansamblul său este pe cale să își îndeplinească obiectivele pentru 2020, unele state membre vor trebui să depună eforturi suplimentare pentru a-și îndeplini obligațiile în ceea ce privește cele două obiective principale: ponderea globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie (a se vedea graficul de mai jos) și ponderea specifică a energiei din surse regenerabile în transporturi.

În 2016, producția primară de energie din surse regenerabile în cadrul UE-28 a fost de 211 milioane de tone echivalent petrol (tep). Cantitatea de energie din surse regenerabile produsă în cadrul UE-28 a crescut per ansamblu cu 66,6% între 2006 și 2016, echivalentul unei creșteri medii de 5,3% pe an.

Printre sursele regenerabile de energie, cea mai importantă sursă din UE-28 a fost reprezentată de lemn și alți biocombustibili solizi, precum și de deșeurile regenerabile, reprezentând 49,4% din producția primară de energie din surse regenerabile în 2016. Energia hidroelectrică s-a aflat pe locul al doilea în ceea ce privește contribuția la mixul energetic din surse regenerabile (14,3% din total), fiind urmată de energia eoliană (12,4%). Deși nivelurile corespunzătoare de producție au rămas relativ scăzute, a existat o expansiune deosebit de rapidă a producției de energie solară și eoliană, aceasta din urmă reprezentând o pondere de 6,3 % din energia din surse regenerabile a UE-28 produsă în 2016, în timp ce energia geotermală a reprezentat 3,2 % din total.



La nivel national - în ultimii ani, România a suferit o scădere a atractivității în ceea ce privește investițiile în energie regenerabilă, parțial din cauza lipsei de reglementări și a sprijinului guvernamental adecvat. Potrivit celui mai recent clasament EY Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI), în ciuda faptului că România s-a poziționat printre primele 40 de țări cele mai atractive în materie de energie regenerabilă în 2015 (locul 34), în 2020, țara noastră a scăzut sub acest top, fiind depășită de țări europene precum Polonia, Grecia și Austria.

Cu toate acestea, în contextul introducerii Pactului Verde European, mai multe companii multinaționale din domeniul energiei au asimilat valul de schimbări și au implementat agenda sustenabilității în strategia lor de afaceri. În același timp, și-au anunțat intenția de a investi în proiecte de energie curată la nivel local.

La nivel guvernamental, în 2020 au fost introduse acorduri de cumpărare a energiei electrice, pentru a stimula investițiile în sectorul surselor regenerabile de energie prin dereglementarea pieței locale de energie electrică, conform reglementărilor UE privind piața comună, permițând astfel investitorilor să minimizeze riscurile tranzacțiilor. Până când această modificare legislativă va intra în vigoare, toate tranzacțiile cu energie electrică pot fi efectuate exclusiv pe piața centralizată într-un mod transparent, public, competitiv și nediscriminatoriu. Această restricție asupra acordurilor negociate în mod liber a fost văzută ca principalul obstacol care împiedică investițiile în capacitățile de nouă generație, în special în sectorul regenerabil.

Întrucât potențialul de exploatare a surselor de energie regenerabilă era utilizat sub capacitatea optimă în Comunitate și era necesară accelerarea atingerii Țintelor asumate în urma Protocolului de la Kyoto, la începutul anilor 2000 a fost emisă prima directivă ce reglementează energia electrică provenită din surse regenerabile, Directiva numărul 2001/77/EC, denumită și “RES Directive”).

Prin acest act normativ a fost stabilită o Țintă orientativă de 12% din consumul național brut, care trebuie să provină din energie Regenerabilă, iar componenta electricitate a acestei ținte a fost

stabilită la 22,1% din consumul comunitar total de electricitate până în 2010, cota care trebuia să fie produsă din surse de energie Regenerabile.

În PNAER, România și-a asumat o țintă de 24% energie produsă din surse regenerabile în consumul final de energie, această țintă fiind compusă din trei obiective sectoriale:

- Ponderea energiei folosită la încălzire și răcire provenită din surse regenerabile
- Ponderea energiei electrice provenită din surse regenerabile
- Ponderea energiei din surse regenerabile în transporturi

Mai mult, o schemă de contracte pentru diferență este evaluată în prezent la nivelul Ministerului Energiei, cu sprijin financiar din partea BERD, pentru a sprijini investitorii interesați de dezvoltarea de proiecte de energie curată în România.

România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea a 7GW în capacitate regenerabilă.

Tip productie	Valoare /MW
Hidro	6644.43
Carbune	3092.2
Eolian	3014.91
Hidrocarburi	2853.73
Nuclear	1413
Solar	1393.14
Biomasa	106.896
Biogaz	16.967
Deseuri	6.03
Caldura reziduala	4.1
Geotermal	0.05
Total:	18.545.453

În ceea ce privește consumul de energie, conform datelor Eurostat, în 2019, puțin peste 24% din consumul de energie a provenit din surse regenerabile de energie, plasând România pe locul 10 în UE și peste nivelul mediu al Uniunii.

În 2020, producția de energie electrică din România provenea în proporție de 12,4% energie eoliană, 3,4% din panouri solare fotovoltaice și 27,6% din hidroenergie. În total, producția de energie regenerabilă (eoliană, fotovoltaică și biomasă) a reprezentat 16% din total.

Emisiile de gaze cu efect de seră ale României au scăzut cu peste 50% față de nivelurile din 1990 datorită unei reduceri semnificative a cererii de energie și a activității industriale, creșterii eficienței energetice și conformării treptate la standarde de mediu mai restrictive. În prezent, energia reprezintă încă sursa principală de emisii, reprezentând 2/3 din emisiile naționale de gaze cu efect de seră, urmate de agricultură și industrie.

Strategia de piață ce va fi aplicată pentru valorificarea produselor

În România, implementarea energiilor regenerabile, cu o atenție deosebită pentru energia fotovoltaică, are o evoluție normală, având în vedere următoarele:

- Iradierea: în unele zone ale țării, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate crește până la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor față-verso cu tracker monoaxial;
- O mulțime de terenuri perfect plane care sunt neutilizate datorita clasei scazute de fertilitate;
- Prezența, în multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune în apropiere sau la sol (facilitarea conectării la rețeaua electrică națională);
- Tehnologia fotovoltaică este relativ simplă în comparație cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasă), atât în ceea ce privește instalarea, cât și întreținerea ordinară/extraordinară;
- Prețul tehnologiei relative, în special costul panourilor fotovoltaice a scăzut (aproximativ 30% față de 2012);
- A existat o creștere/îmbunătățire a tehnologiei referitoare la construcția panourilor: a) eficiența policristalinului, b) creșterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 660 Wp), c) panouri cu două fețe pe tracker mono-axial versus mono-facial;
- Sistemele fotovoltaice, având în vedere nivelul tehnologic actual, au o pierdere de eficiență energetică de 0,5% pe an - după perioada de amortizare, sistemul rămâne în continuare productiv;
- România, ca și alte țări în curs de dezvoltare din Uniunea Europeana (Polonia, Cehoslovacia etc.), urmează tendința altor țări europene mai industrializate (Germania, Franța și Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Dacă considerăm Italia ca punct de referință, care are 21.000 MWp de energie fotovoltaică, șansa pentru creșterea numărului de centrale fotovoltaice și capacitatea relativă instalată în România (1.400 MWp) este considerabilă în special a celor aflate în imediată apropiere a zonelor de consum.

Dezvoltarea și construirea energiilor regenerabile în România datează din perioada de după 2012, susținută de mecanismul de reglementare prin emiterea de certificate verzi. În ultimii ani, conform detaliilor atașate, parcurile eoliene din regiunea Dobrogea au prevalat asupra altor forme de energie regenerabilă. În ceea ce privește resursa eoliană, investitorii au fost CEZ, Enel, Martifer, Energia de Portugal.

Toate centralele de energie regenerabilă, care vor fi implementate în următorii câțiva ani, nu vor beneficia de mecanismul certificatului verde (Ordonanța de urgență 88/2011 - modificare și completare a Legii 220 din 2008).

Având în vedere cele de mai sus, fondurile nerambursabile ale UE reprezintă un instrument fundamental pentru profitabilitatea sistemului și pentru fezabilitatea investiției.

Viitorii producători de energie vor vinde energie în următoarele moduri:

- Vânzarea cotei de energie pe piața OPCOM (decizia ANRE nr. 44/2007), pe Piața Ziua Următoare (PZU) și pe Piața de Echilibrare;
- Vânzarea de energie prin contract bilateral (acord direct între producător și consumatorul de energie la un preț negociat).

În cazul capacităților de stocare procedura de vânzare a energiei electrice stocate se va realiza prin intermediul contractelor bilaterale

	1.I. – 31.XII.2023	1.I. – 31.XII.2023 față de 1.I. – 31.XII.2022	
		Diferențe (±)	
		- milioane kWh	
	Milioane kWh	-	%
Resurse – total	65717.6	+1555.4	102.4
- Producție	57101.6	+1488.3	102.7
- în termocentrale clasice	18005.2	-3570.3	83.5
- în hidrocentrale	18621.4	+4450.4	131.4
- în centrale nucleare-electrice	11191.1	+102.4	100.9
- în centrale electrice eoliene	7625.1	+619.2	108.8
- în centrale solare fotovoltaice	1658.8	-113.4	93.6
- Import	8616.0	+67.1	100.8
Destinații – total	65717.6	+1555.4	102.4
- Consum final	49042.2	-2666.7	94.8
- în economie	37085.3	-1585.0	95.9
- iluminat public	424.7	-90.0	82.5
- populație	11532.2	-991.7	92.1
- Consum propriu tehnologic în rețele și stații	5041.0	-87.2	98.3
- Export	11634.4	+4309.3	158.8

Conectarea la rețea pentru operatorii de stocare se realizează conform Regulamentului privind racordarea la rețeaua electrică de interes public, apărut în Hotărârea de Guvern 90/2008, Ordinul nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public în vigoare de la 18 decembrie 2013 și Ordinului 3/2023 ANRE - pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice și procedura de notificare pentru racordarea instalațiilor de stocare a energiei electrice. Având în vedere prevederile art. 58 alin. (2) lit. d) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare), precum și ale art. 36 alin. (7) lit. v) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și d) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare. Operatorii au acces prioritar la rețeaua de transport și distribuție, în cazul în care energia electrică este pre-contractată și vândută la preț reglementat. Operatorul de rețea aprobă conectarea la rețea în termen de 30 de zile de la formularea solicitării prin emiterea ATR-ului (Aviz Tehnic de Racordare). Acesta stipulează condițiile tehnice pentru realizarea conectării la rețea. Următorii pași sunt: semnarea contractului de racordare între operator distribuitor și operatorul economic ce deține capacitatea de stocare, reglementarea standardului de performanță, care se stabilește între operator și detinatorul capacității de stocare, punerea în funcțiune (PIF) a instalațiilor și conectarea la sistemul național.

	1.I.-31.XII. 2023			1.I.-30.XI. 2023 fata de 1.I.-31.XII. 2022					
				Diferențe (±)			- % -		
	Total	Producție	Import	Total	Producție	Import	Total	Producție	Import
Resurse – total	32897.7	17924.5	14973.2	-979.0	-148.8	-830.2	97.1	99.2	94.7
din care:									
Cărbune net	2681.9	2485.9	196.0	-776.7	-580.0	-196.7	77.5	81.1	49.9
Țiței	10167.1	2795.3	7371.8	-1461.9	-129.2	-1332.7	87.4	95.6	84.7
Gaze naturale utilizabile	9616.7	7499.9	2116.8	-32.0	+109.0	-141.0	99.7	101.5	93.8
Energie hidroelectrică, eoliană, solară	5884.4	5143.4	741.0	+457.2	+451.4	+5.8	108.4	109.6	100.8
caldură nucleară și energie electrică din import									
Produse petroliere din import	4348.3	–	4348.3	+1055.0	–	+1055.0	132.0	–	132.0

Conectarea la rețea pentru producătorii de energie regenerabilă se realizează conform Regulamentului privind racordarea la rețeaua electrică de interes public, apărut în Hotărârea de Guvern 90/2008. Producătorii de energie regenerabilă au acces prioritar la rețeaua de transport și distribuție, în cazul în care energia electrică este pre-contractată și vândută la preț reglementat. Operatorul de rețea aprobă conectarea la rețea în termen de 30 de zile de la formularea solicitării prin emiterea ATR-ului (Aviz Tehnic de Racordare). Acesta stipulează condițiile tehnice pentru realizarea conectării la rețea. Următorii pași sunt: semnarea contractului de racordare între operator și producătorul de energie din surse regenerabile, reglementarea standardului de performanță, care se stabilește între operator și producător, punerea în funcțiune (PIF) a instalațiilor și conectarea la sistemul național.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției propuse

Obiectivul general al proiectului este instalarea unei noi capacități de producere a energiei din surse solare/eoline cu o putere instalată de **4,5 MW** precum și a unei unități de stocare aferente având o capacitate instalată de **1 MWh**.

Obiectivul proiectului urmărește principalul obiectiv din cadrul Fondului pentru Modernizare: 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 PNIESC și FM - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Prin aceste elemente considerăm că obiectivul general al propunerii de proiect este în concordanță cu obiectivul general al programului.

Scopul proiectului este instalarea unei noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile la nivelul beneficiarului în vederea comercializării acesteia.

Obiective specifice ale proiectului

Nr. crt.	Descriere obiective specifice ale proiectului
OS 1	OS1: Instalarea și punerea în funcțiune a unei capacități de producție a energiei electrice cu o putere instalată de 4,5 MW în termen de maxim 24 luni de la semnarea contractului de finanțare. Rezultate asociate: <i>R1 O infrastructura noua de producere a energiei electrice din surse regenerabile fotovoltaice avand o putere instalata de 4,5 MW.</i>
OS 2	OS2: Obținerea unui ajutor de stat în valoare de maxim 190.000,00 euro/MW instalat, în termen de maxim 24 luni de la semnarea contractului de finanțare. Rezultate asociate: <i>R2 Obținerea unui ajutor de stat în valoare de maxim 855.000 euro</i>
OS 3	OS3: Instalarea și punerea în funcțiune a unei capacități de stocare a energiei electrice produse cu o putere instalată de 1 MWh în termen de maxim 24 luni de la semnarea contractului de finanțare. Rezultate asociate: <i>R3 O infrastructura noua de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile fotovoltaice avand o putere instalata de 1 MWh.</i>

Prin intermediul obiectivelor specifice, beneficiarul contribuie la ameliorarea stării economice și la creșterea capacității de reziliență. Astfel ca, la nivelul regiunilor de dezvoltare ale României, prin proiectul de investiții se realizează un impact semnificativ pentru dezvoltarea economică și pentru promovarea investițiilor în sectorul de energie curată și de eficiență energetică, în vederea asigurării contribuției la obiectivele Strategiei Europa 2020 privind consumul final de energie provenită din resurse regenerabile și creșterea eficienței energetice, respectiv: instalațiile de producere a energiei electrice, în condițiile Strategiei naționale pentru dezvoltare durabilă a României 2030.

Atingerea tuturor obiectivelor specifice va asigura realizarea obiectivului general al proiectului.

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

Pentru fiecare scenariu/opțiune tehnico-economic(ă) se vor prezenta:

3.1. Particularități ale amplasamentului

a) descrierea amplasamentului (localizare - intravilan/extravilan, suprafața terenului, dimensiuni în plan, regim juridic - natura proprietății sau titlul de proprietate, servituți, drept de preempțiune, zonă de utilitate publică, informații/obligații/constrângeri extrase din documentațiile de urbanism, după caz)

Beneficiarul investiției propuse a identificat terenurile pretabile construirii instalatiei de productie a energiei electrice fotovoltaice si a unitatii de stocare în județul Tulcea, in extravilanul Municipiului Tulcea.

Pentru investitia propusa a fost solicitat (cu adresa inregistrata sub nr. 1933 din 16.01.2024) si a fost obtinut Certificatul de Urbanism nr. 25 din 22.01.2024 emis de UAT Municipiul Tulcea, in scopul: **„Construire unitate de productie si stocare energie regenerabila solara”**, prin care se certifica urmatoarele:

- Regimul juridic*:
 - Dreptul de proprietate asupra imobilelor apartine:

Nr. Carte Funciara	Categorie folosinta	Suprafata	Proprietari
50443	vie	23.000 mp	- Dima Maria, Sultan Elena, Condrat Andriana, conform Act Notarial 158/09.08.2022 - Dima Gheorghe conform Act Notarial 159/09.08.2022 - Dima Gheorghe conform Act Notarial 132/08.12.2022 - Dima Niculina si Badarau Georgeta – Mihaela, conform Act Notarial 209/06.12.2022 - Dima Marian si Dima Georgian Petrica, conform Act Notarial 17/23.08.2023 - Caba Mihai, Caba Adrian si Caba Dragos – Aurelian, conform Act Notarial 33/10.03.2023
50448	vie	8.200 mp	
50429	vie	20.300 mp	
50437	vie	22.200 mp	
50443	vie	21.300 mp	

**S.C. MITROFAR S.R.L. a incheiat un Contract privind constituirea unui drept de suprafacie cu proprietarii terenurilor, pe o perioada de 10 ani, autentificat notarial sub nr. 180/31.01.2024*

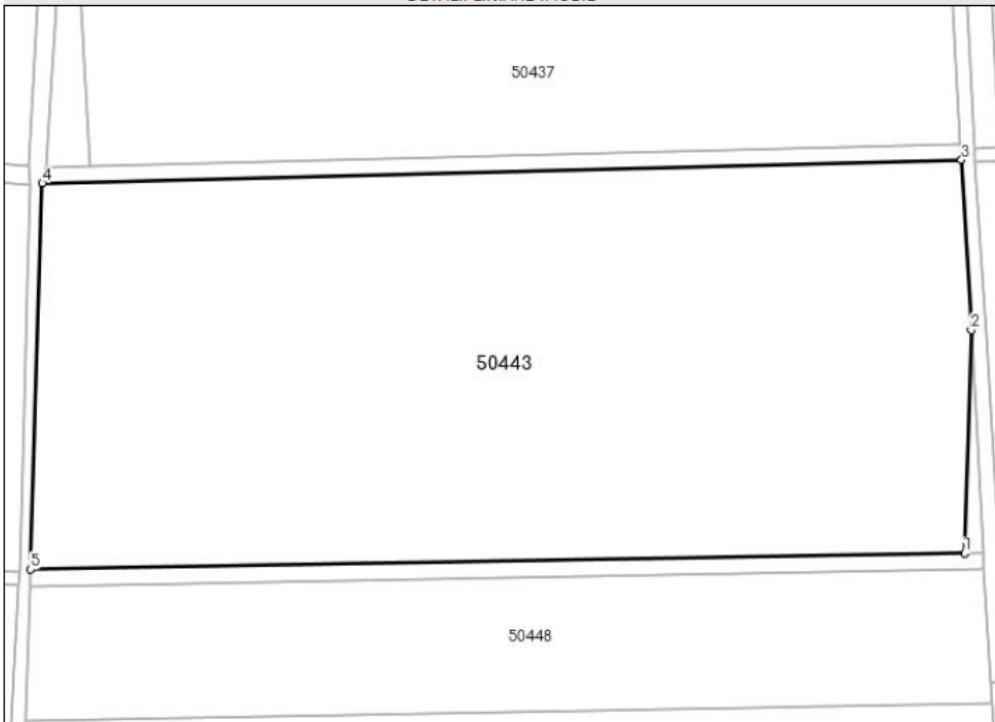
- Imobilele sunt situate in extravilanul municipiului Tulcea;
 - Terenurile nu sunt grevate de servituti de utilitate publica;
 - Imobilele nu se afla in zona protejata cu valoare istorica, zona de protectie a monumentelor istorice izolate sau in zona de memorie urbana, conform Regulamentului Local de Urbanism aferent Planului Urbanistic General al Municipiului Tulcea.
- Regimul economic*:
- Folosinta actuala: vie
 - Destinatia zonei: conform Regulamentului Local de Urbanism aferent Planului Urbanistic General al municipiului Tulcea, imobilul se afla in zona TAG – zona cu terenuri agricole;
 - Functiunea dominanta a zonei este de tip: zona de unitati industriale, depozite si transport (rezerva amplasamente);
 - Imobilul se incadreaza in zona de impozitare “A”;

**S.C. MITROFAR S.R.L. a receptionat Studiul pedologic nr. 96/02.02.2024 asupra terenului vizat de investitie, in suprafata totala de 9,5 ha prin care a fost stabila clasa a IV-a de calitate cu nota de bonitare NB = 38,27,33, urmand demersurile de scoatere din circuitul agricol.*

- Regimul tehnic:
- Incadrarea in Planul Urbanistic General: terenul este amplasat in UTR 31 – Câșla;
 - Amplasarea fata de de drumurile publice se va face in conformitate cu drumurile publice, inclusive Ordonanta Guvernului nr. 43/1997 privind regimul juridic al drumurilor si Ordinul Ministrului Transportului.

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

Amplasamentul studiat prin Certificatul de Urbanism nr. 25/22.01.2024 din extravilanul orasului Tulcea are ca vecinătăți terenuri private in conformitate cu datele din extrasele de carte funciara detaliate in tabelul următor:

Nr. crt.	Nr. Carte Funciara	Detalii liniare imobil					
1	50443	Nr cadastral		Suprafata (mp)*		Observatii / Referinte	
		50443		23.000			
		* Suprafata este determinata in planul de proiectie Stereo 70.					
		DETALII LINIARE IMOBIL					
							
Date referitoare la teren							
Nr Crt	Categorie folosinta	Intra vilan	Suprafata (mp)	Tarla	Parcela	Nr. topo	Observatii / Referinte
1	vie	NU	23.000	51	1126	-	

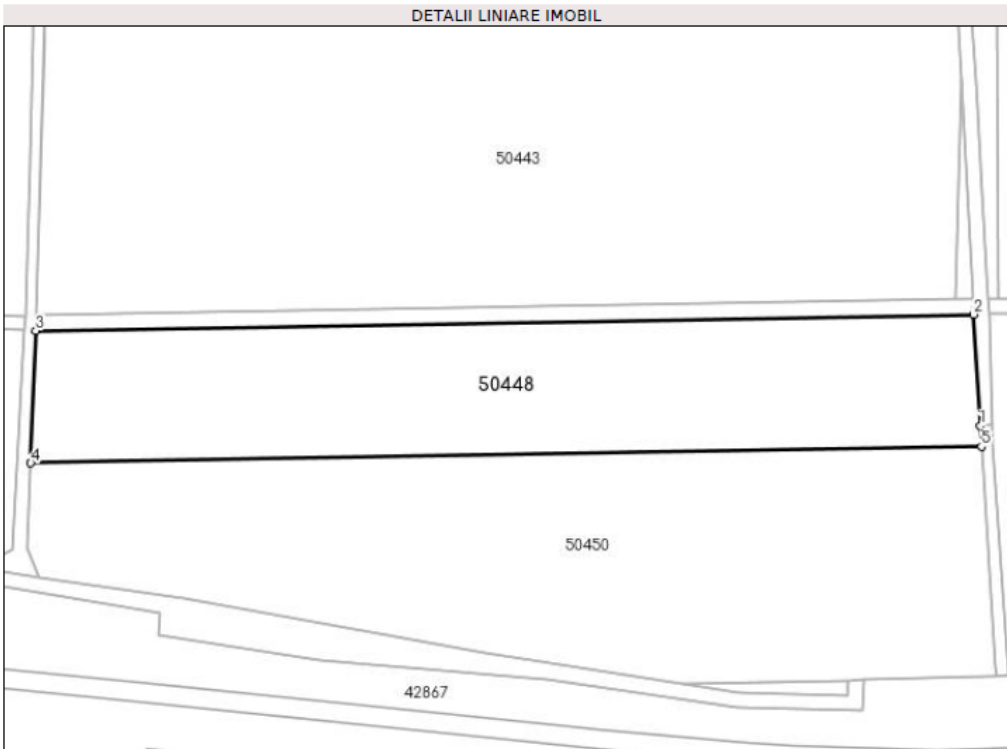
2

50448

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
50448	8.200	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



50443

50448

50450

42867

1 2 3 4 5

Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intravilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	vie	NU	8.200	51	1124	-	

3

50429

Nr cadastral	Suprafata (mp)*	Observatii / Referinte
50429	20.300	

* Suprafata este determinata in planul de proiectie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL

50429

50424

50427

50422

50433

Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosinta	Intra vilan	Suprafata (mp)	Tarla	Parcela	Nr. topo	Observatii / Referinte
1	vie	NU	20.300	51	1132	-	

4

50437

Nr cadastral	Suprafața (mp)*	Observații / Referințe
50437	22.200	

* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL

The figure is a cadastral map titled 'DETALII LINIARE IMOBIL'. It shows a central rectangular plot of land labeled '50437'. The plot is bounded by four lines: line 1 at the top, line 2 on the left, line 3 at the bottom, and line 4 on the right. The plot is shaded in light blue. Surrounding the central plot are other plots: '50433' is above, '50443' is below, and '50444' is to the right. The plot is also labeled '50437' in the center.

Date referitoare la teren

Nr Crt	Categorie folosință	Intravilan	Suprafața (mp)	Tarla	Parcelă	Nr. topo	Observații / Referințe
1	vie	NU	22.200	51	1128	-	

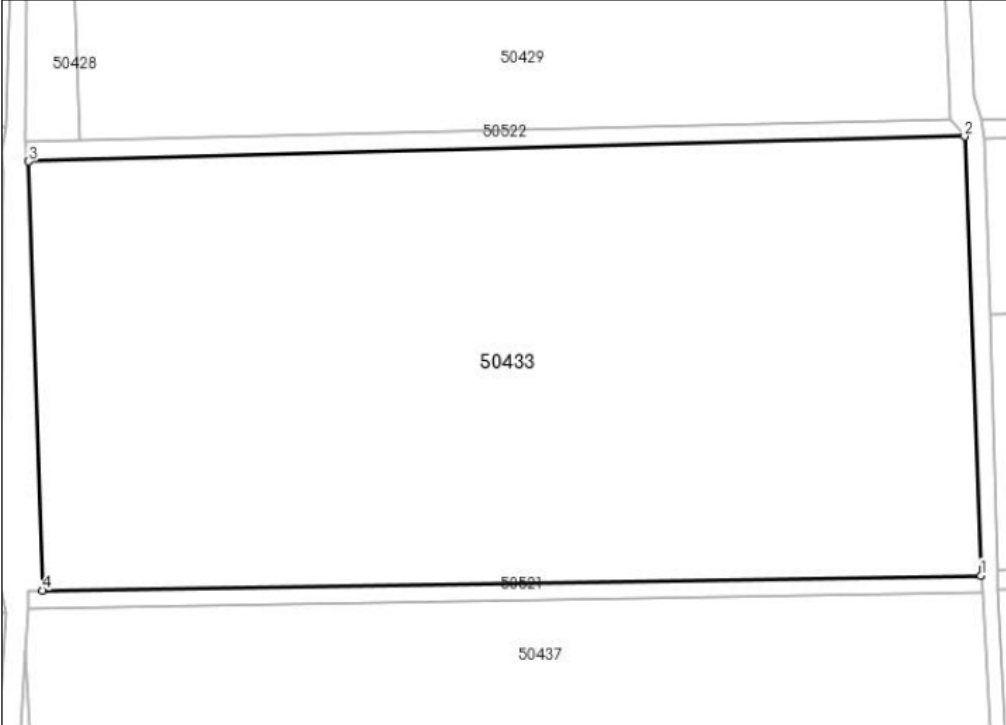
5

50433

Nr cadastral	Suprafata (mp)*	Observatii / Referinte
50433	21.300	

* Suprafata este determinata in planul de proiectie Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL

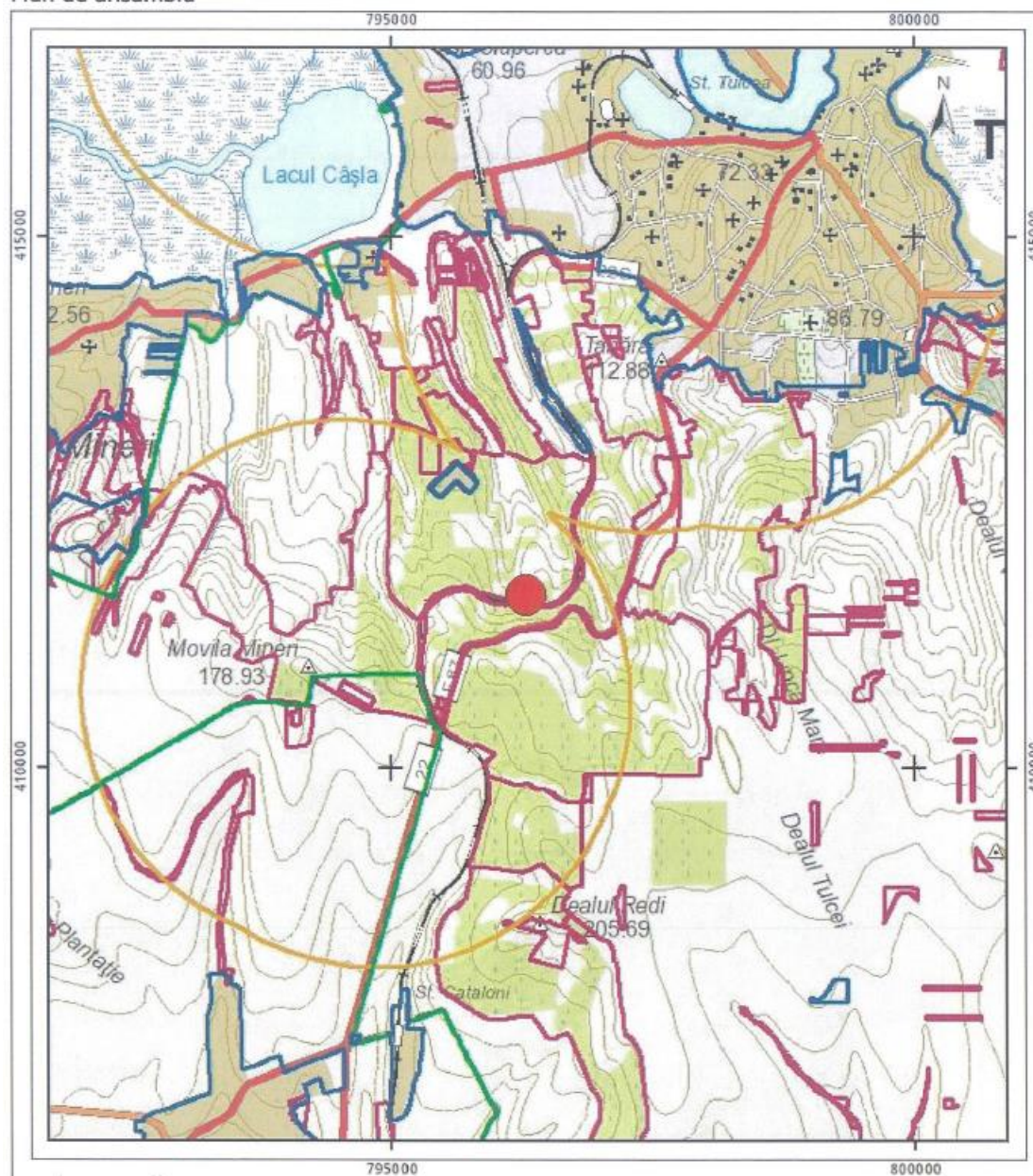


Date referitoare la teren

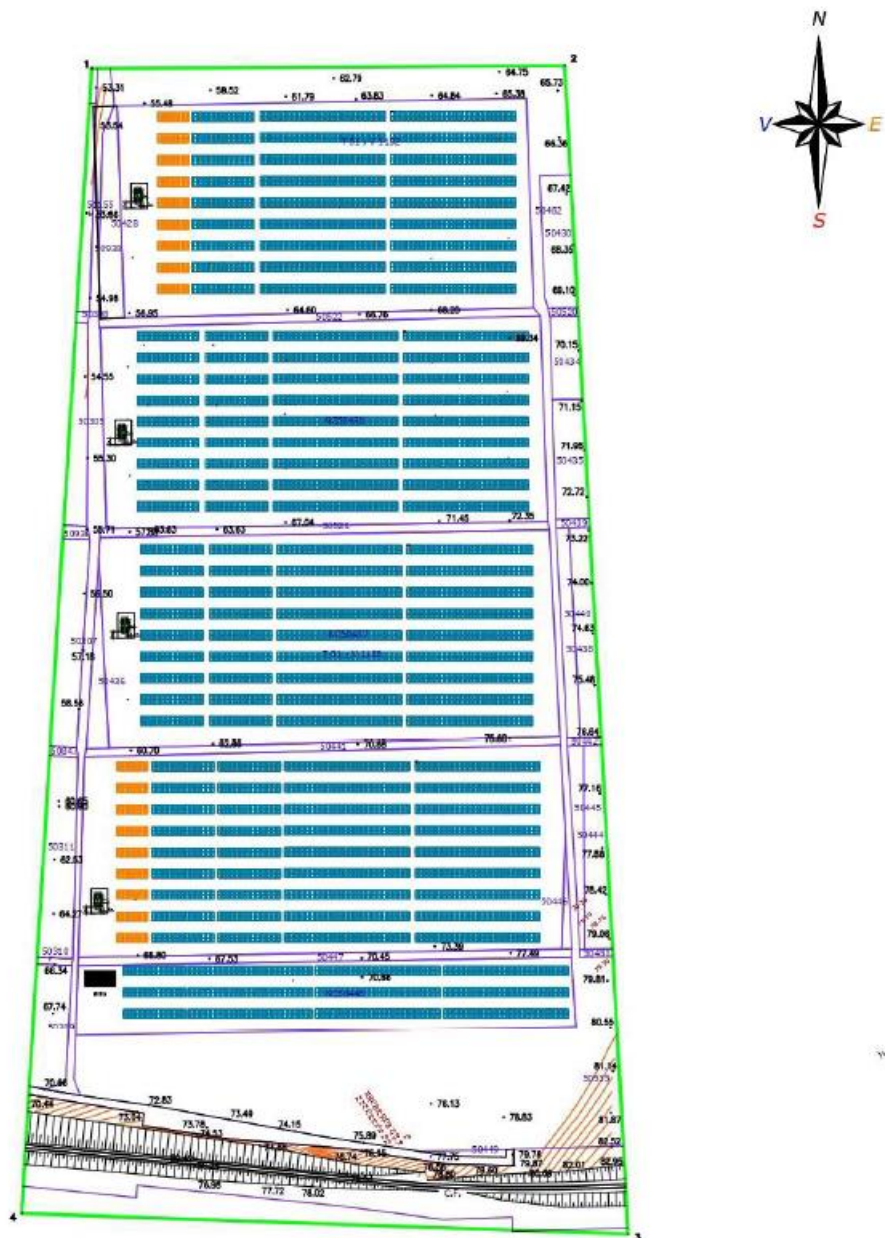
Nr Crt	Categorie folosinta	Intra vilan	Suprafata (mp)	Tarla	Parcela	Nr. topo	Observatii / Referinte
1	vie	NU	21.300	51	1130	-	

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

Plan de ansamblu



Plan de amplasament



Plan de situatie propus

d) surse de poluare existente în zonă

Nu este cazul

Datorita sistemului inovator al propiectului propus, aceasta investitie va avea un impact pozitiv asupra factorilor de mediu si in mod concret va contribui la dezvoltarea durabila si protejarea mediului inconjurator, prin reducerea consumului de energie produsa din surse clasice generatoare de poluare.

e) date climatice și particularități de relief

Amplasamentul investigat aparține unității geologice numite Dobrogea de nord, cunoscută și sub denumirea de „Orogenul Nord-Dobrogean”.

În Dobrogea de nord se disting trei subunități: 1) zona Munților Măcin, cu formațiuni proterozoice și paleozoice de geosinclinal; 2) zona Tulcea în care au o largă dezvoltare formațiunile mezozoice de geosinclinal, de sub care apar în câteva butoniere formațiuni paleozoice; 3) Bazinul Babadag, alcătuit din depozite neocretacice de platformă.

La aceste unități trebuie adăugată depresiunea predobrogeană, indentificată numai în foraje și constituită din depozite jurasice. Peste ea se dispun formațiuni pliocene găsite de asemenea numai în foraje și depozite aluvionare-cuaternare ale Deltei Dunării.

O răspândire largă o au depozitele cuaternare continentale (depozite loessoide) care constituie o pătură aproape continuă.

Din punct de vedere tectonic, Dobrogea de nord cuprinde trei unități tectonice: a) zona munților Măcin; b) zona triasică a Tulcei; c) bazinul Babadag cu Cretacic superior.

Dobrogea de nord se caracterizează prin formațiuni geosinclinare paleozoice, parțial metamorfozate și străbătute de numeroase intruziuni granitice, hercinice, precum și prin depozite geosinclinale triasice și liasice, cutate în orogeneza chimerică veche.

Zona triasică (Tulcea) este cuprinsă între falia Luncavița-Consul la vest, după care zona paleozoică încalecă peste zona Tulcea, și falia care marchează la nord prima treaptă de scufundare a Dobrogei de nord, falie care este mascată de depozitele Deltei Dunării. Zona Tulcea se prezintă în ansamblu ca un sinclinatoriu, rezultat al mișcărilor chimerice vechi în care se păstrează și cutoile mai vechi (hercinice). Structurile se înmănunchiază spre NV și se desfac spre SE în evantai, făcându-se astfel trecerea de la direcția armonică NV – SE, la direcția azoviană E-V, cu o ușoară arcuire spre nord.

Relieful Dobrogei de nord include Munții Măcinului, cu numeroase masive granitice și cuarțitice care prezintă creste ascuțite, orientate NV-SE, la fel ca structurile hercinice și chimerice. Zona triasică are un relief domol, iar bazinul Babadag alcătuiește un podiș cu înălțimi medii de 200 – 300 metri.

Orașul Tulcea este dezvoltat la contactul luncii Dunării cu prelungirea dealurilor Tulcei, care domină Dunărea la sud ca un promontoriu. Aceste dealuri vin în contact direct cu lunca Dunării și au luat naștere ca urmare a acțiunii de eroziune a agenților externi care au creat alternanța de dealuri insulare cu câmpii joase.

Amplasamentul este situat pe subdiviziunea aparținând Podișului Nord Dobrogean, numit Dealurile Tulcei.

Dealurile Tulcei se prezintă sub forma unor masive deluroase și culmi cu profil asimetric, caracterizate printr-o succesiune de inselberguri orientate pe direcția EV, din a cărei parte centrală, se desprinde spre sud un șir de culmi ce închid spre E și N Depresiunea Nalbant. Altitudinile medii se situează în jurul valorii de 200 metri.

Clima:

Clima municipiului Tulcea este temperat-continentală cu influențe sub-mediteraneene. Iarna se face simțit aerul arctic, din nord, care provoacă scăderea temperaturii. Temperatura maximă înregistrată a fost de 40,3 grade, iar minima a fost de -26,8 grade Celsius în anul 1942.

Temperatura medie anuală din Tulcea este una dintre cele mai ridicate din țară, fiind de 10,8 grade.

În conformitate cu potențialul solar aferent localitatii Tulcea, aceasta se bucură de o poziție foarte avantajoasă în cadrul țării având un potențial cuprins între 1600 – 1700 kWh/m².

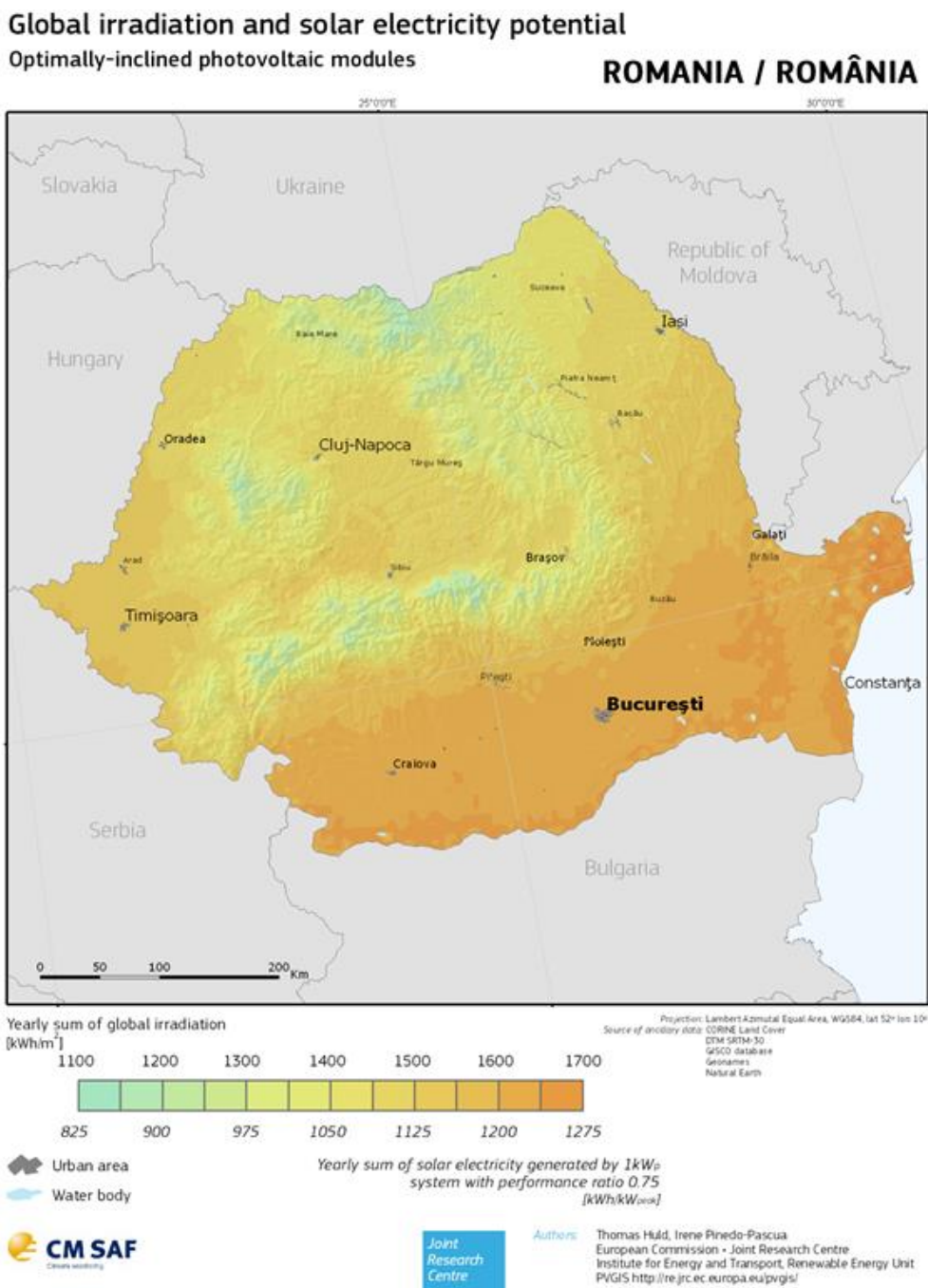


Figura 1 Potențialul solar în România

f) existența unor rețele

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

NU au fost identificate rețele edilitare ce necesita relocare/protejare pe amplasament.

- 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 – *dacă este cazul*;

La data elaborării studiului nu au fost identificate monumente istorice/de arhitectura sau situri arheologice pe amplasament sau in zona imediat învecinată. In cazul identificării acestora pe parcursul procedurii de avizare, se vor respecta condițiile de avizare.

- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională – *dacă este cazul*;

Nu au fost identificate terenuri care aparțin unor institutii care fac parte din sistemul de apărare, ordine publica și siguranță națională.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament - extras din studiul geotehnic elaborat conform normativelor în vigoare, cuprinzând

(i) date privind zonarea seismică;

Amplasamentul studiat se situează într-o zonă unde valoarea de vârf a accelerației terenului pentru proiectare este $a_g=0.20$, iar perioada de control (colț) a spectrului de răspuns este $T_c = 0.7$ s conform (P100-1 / 2013).

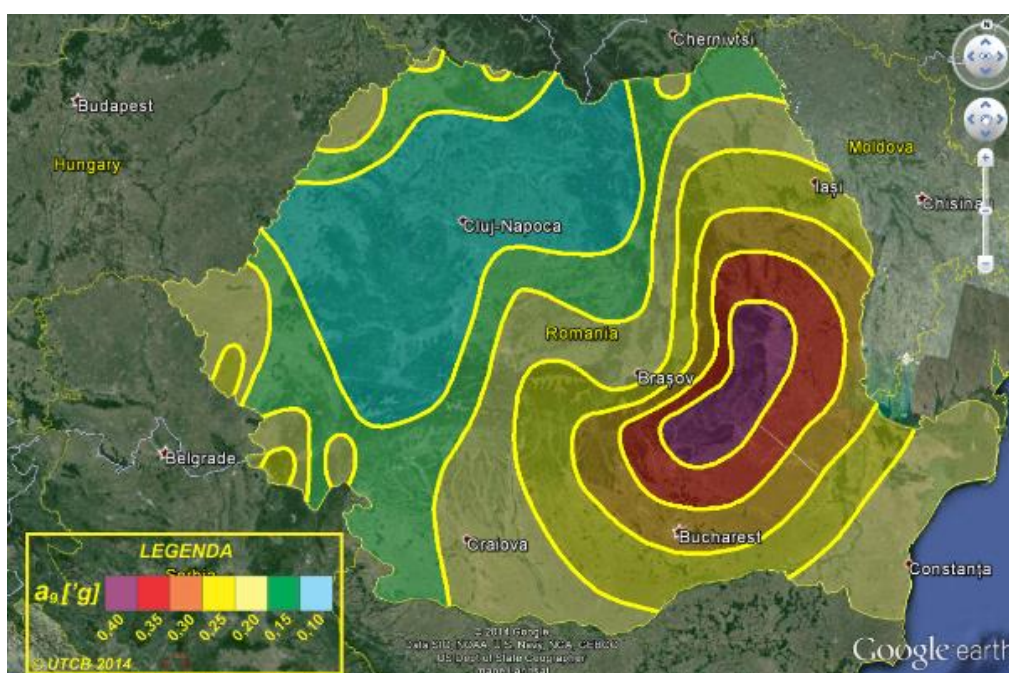


Figura 2 Harta de zonare seismică (Wikipedia - Enciclopedia liberă, 2020)

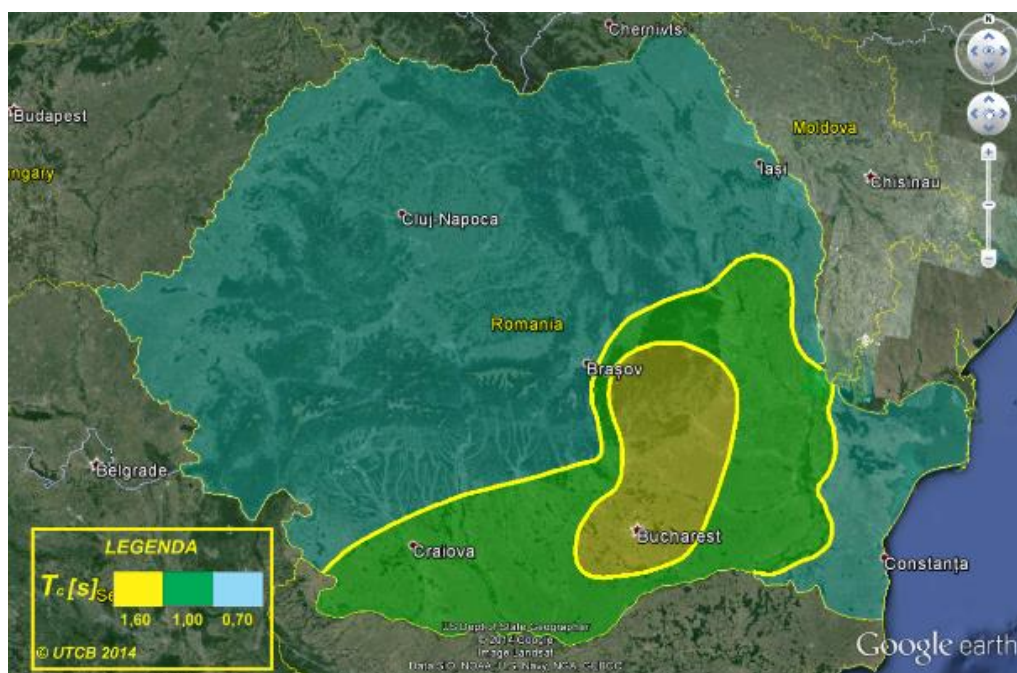


Figura 3 Hartă de zonare seismică (T_c) (Wikipedia - Enciclopedia liberă, 2020)

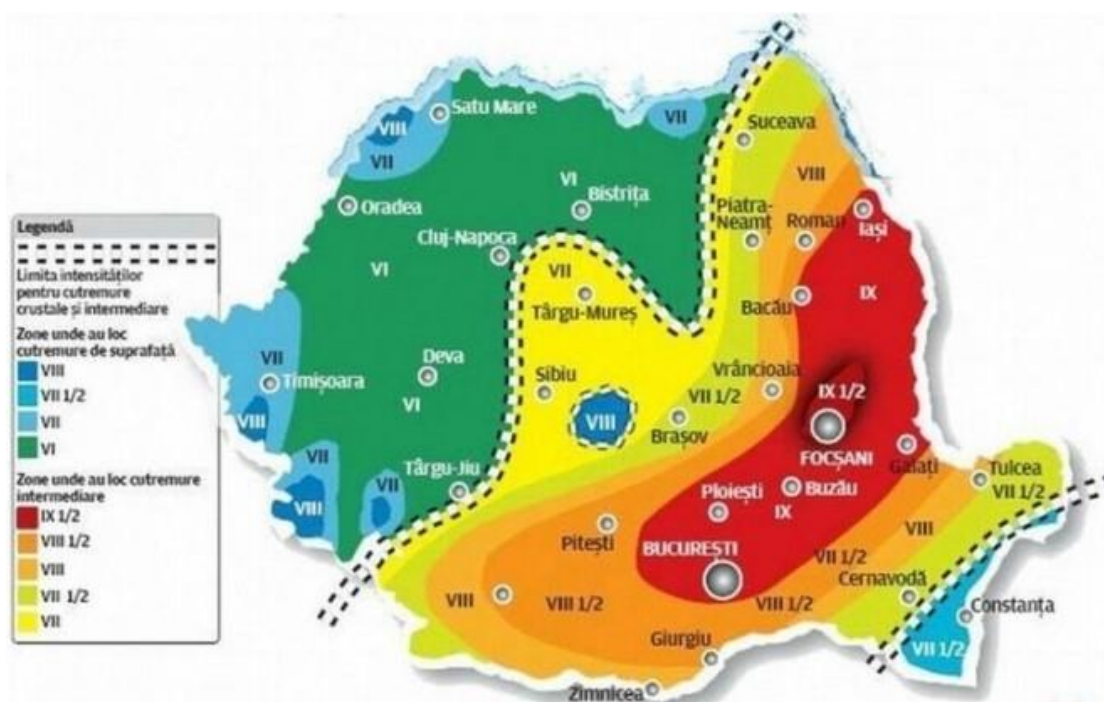


Figura 4 Harta zonelor de risc la cutremure

(ii) date preliminare asupra naturii terenului de fundare, inclusiv presiunea convențională și nivelul maxim al apelor freatice;

Direcția apelor Dobrogea Litoral a făcut o identificare și delimitare a corpurilor de ape subterane pe baza următoarelor criterii: geologic, hidrodynamic și starea corpului de apă: calitativă și cantitativă. Delimitarea corpurilor de ape subterane s-a făcut numai pentru zonele în care există acvifere semnificative ca importanță pentru alimentări cu apă și anume debite exploatabile mai mari de 10 mc/zi. În restul arealului, chiar dacă există condiții locale de acumulare a apelor în subteran, acestea nu se constituie în corpuri de apă, conform prevederilor Directivei Cadru 60/2000/EC.

Amplasamentul este situat în aria de influență a corpului de apă RODL 01 – Tulcea.

Corpul de apă subterană de tip mixt (freatic și de adâncime) RODL 01 – Tulcea este cantonat în depozite calcaroase triasice (calcare roșii noduloase, calcare negre și dolomite cenușii, conglomerate și gresii) situate la sud de orașul Tulcea, în lungul Dunării (aceste depozite alcătuiesc o serie de cute anticlinale și sinclinale orientate aproximativ NV-SE și sunt afectate de linii de fracturi care au creat sisteme fisurale locale) și partea de NV a lacului Razim.

Stratul acoperitor este constituit din depozite loessoide de grosime variabilă, dar, în general, mică; pe suprafețe relativ extinse acestea chiar lipsesc iar depozitele triasice află de sub sol.

Înfiltrația eficientă în zonă este estimată la 15 – 30 mm coloană de apă pe an. Aceste condiții conjugate conduc la obținerea unei clase de protecție globală ce poate fi caracterizată drept medie (PM).

Parametrii hidrogeologici furnizați de forajele distribuite în mod neuniform pe suprafața corpului sunt: $K = 0.2 - 250 \text{ m/zi}$ și $T = 2 - 6500 \text{ mp/zi}$ adică parametrii tipici pentru un mediu neomogen și anizotrop cum este cel fisural carstic din zonă.

(iii) date geologice generale;

Din punct de vedere al încărcărilor de zăpadă, amplasamentul corespunde unei valori caracteristice încărcării din zăpadă pe sol $s_k = 2.5 \text{ kN/mp}$, conform CR-1-1-3 / 2012.

Adâncimea de îngheț în terenul natural este de 0.90 m, conform STAS 6054-77.

Conform STAS 1709 / 2 – 90, gradul de sensibilitate la îngheț este următorul:

NN r. crt.	Gradul de sensibilitate la îngheț a solului	Denumirea solului Conform STAS 1243-88	Tipul solului	Granulozitate/ diametrul particulelor (mm)
3	Foarte sensibile	Praf argilos	P4	Sub 0.01

Pământurile sensibile la îngheț sunt pământuri care în urma fenomenelor de îngheț-dezghet își modifică esențial structura și proprietățile.

Datorită valorilor ridicate ale porozității și a indicelui porilor, ne aflăm în prezența unui pământ cu o porozitate mare (Larionav). Terenul este unul dificil de fundare, cu o compresibilitate mare.

Pământul este capabil de tasări mari sub încărcări exterioare și greutate proprie.

(iv) date geotehnice obținute din: planuri cu amplasamentul forajelor, fișe complexe cu rezultatele determinărilor de laborator, analiza apei subterane, raportul geotehnic cu recomandările pentru fundare și consolidări, hărți de zonare geotehnică, arhive accesibile, după caz;

Conform NP 074 / 2022, parametrii de calcul ai riscului geotehnic sunt următorii:

Condiții de teren	Terenuri dificile (P.S.U.)	6
Apa subterană	Fără epuizmente	1
Categoria de importanță	Redusă	2
Vecinătăți	Fără riscuri	1
Zona seismică	$a_g = 0.20$	2
Risc geotehnic	Total puncte	12

Cu 12 puncte, lucrarea se încadrează în categoria geotehnică 2 – risc geotehnic moderat.

(v) încadrarea în zone de risc (cutremur, alunecări de teren, inundații) în conformitate cu reglementările tehnice în vigoare;

Din punct de vedere al „Planului de amenajare a teritoriului național – Secțiunea V – Zonă de risc” – amplasamentul se află într-o zonă de intensitate seismică pe scara MSK de 7, cu o perioadă medie de revenire de 50 ani.

(vi) caracteristici din punct de vedere hidrologic stabilite în baza studiilor existente, a documentărilor, cu indicarea surselor de informare enunțate bibliografic;

Principalul curs de apă ce străbate județul Tulcea este fluviul Dunărea cu brațele sale:

- Brațul Măcin – 75 km
- Brațul Tulcii – 17 km
- Brațul Chilia – 116 km
- Brațul Sulina – 63 km
- Brațul Sfântu Gheorghe – 108 km

Din punct de vedere hidrografic, orașul Tulcea e caracterizat prin existența:

- fluviului Dunărea;
- lacurilor: Ciuperca

Pe amplasament nu sunt prezente cursuri permanente / temporare de apă.

În urma cercetărilor și a rezultatelor de laborator, cât și din urmărirea stratificației terenului din foraj, au fost concluzionate următoarele:

- Amplasamentul cercetat aparține terenurilor construibile, fără restricții. Aici se pot executa construcții noi.
- Morfologia terenului cercetat este o suprafață plană, fără urme de alunecări și este favorabil pentru amplasarea construcțiilor, prin metoda fundarilor directe.
- Adâncimea de fundare va fi obligatorie sub adâncimea de îngheț din zonă și se recomandă la minim (-0.90 m) pe formațiunea ce se găsește la acel nivel, cu urmărirea apariției acesteia în toată săpătura pentru fundații.

- Pentru efectuarea săpăturilor în zona fundațiilor (extindere, mansardare, subzidire, consolidare, aplicare hidroizolație, drenuri perimetrale, etc.), proiectantul constructor va alege adâncimea de fundare cât și lățimea fundațiilor în așa fel încât p efectivă < p convențională.
- Apele pluviale trebuie colectate și îndepărtate în afara amplasamentului construcției.
- Scurgerea apelor de la suprafață va fi asigurată prin sistematizarea suprafeței terenului cu pante 1-5% spre exteriorul construcțiilor.
- Se recomandă să se respecte cu strictețe măsurile prevăzute de normativul NP 125 / 2010 cu privire la execuția și exploatarea construcțiilor fundate pe PSU.
- Distanța minimă de amplasare a rețelelor hidroedilitare față de fundațiile clădirilor este de 3 metri.
- Sistematizarea verticală va fi executată și păstrată în așa fel încât să asigure evacuarea rapidă a apei din precipitații și să împiedice stagnarea apelor în jurul construcției.
- Umezirea prelungită care conduce la infiltrarea apei în teren poate avea consecințe grave asupra clădirii.
- Stagnarea apei în jurul construcției trebuie evitată pe toată durata exploatării acesteia.
- În prezența prelungită a apei, loess-ul își pierde proprietățile și sunt posibile tasări suplimentare ale construcției care pot avea consecințe grave.
- Pentru prevenirea efectelor eventualelor tasări inegale, recomandăm luarea măsurilor constructive de siguranță.
- Necompactarea gropii de fundare, evazată lateral pe toată lățimea șanțului de fundare, poate produce în timp crăpături la nivelul construcției.

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

- *caracteristici tehnice și parametri specifici obiectivului de investiții;*
- *varianta constructivă de realizare a investiției, cu justificarea alegerii acesteia;*
- *echiparea și dotarea specifică funcțiunii propuse.*

S.C. MITROFAR S.R.L. dorește să înființeze o **unitate de producere și de stocare a energiei electrice**, pe următoarele terenuri, situate în extravilanul Municipiului Tulcea identificate în CF 50443, 50448, 50429, 50437 și 50433.

Principalele funcții pe care instalația electrică fotovoltaică le va îndeplini, sunt:

- captarea energiei solare;
- stocarea energiei electrice;
- transformarea acesteia în energie electrică (curent continuu, tensiune și curent variabile);
- regularizarea energiei electrice (transformarea în curent alternativ cu caracteristici standard);
- furnizarea de energie electrică în Sistemul Energetic Național (SEN);
- colectarea de date de profil pentru evaluări superioare ale potențialului energetic.

Captarea energiei solare, se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. Acestea sunt fabricate din semiconductori, pe bază de siliciu – monocristalin, policristalin sau amorf, fiind diode sau joncțiuni P-N cu suprafață mare, care prin culoarea închisă a materialelor din componență, captează marea majoritate a energiei solare (fotonilor incidenti). O celulă fotovoltaică clasică, bazată pe siliciu cristalin produce energie electrică cu o tensiune de aproximativ 0,5 V și un curent proporțional cu iradianța solară, suprafața efectivă și eficiența a celulei. Cantitatea de energie electrică produsă de o celulă fotovoltaică poate fi influențată de o multitudine de alți factori: tensiunea de la borne, temperatura, etc. Un număr de celule fotovoltaice pot fi conectate în serie și paralel, montate într-un sistem etanș, între o foaie de sticlă securizată și una de fluorura de polivinil montate într-o ramă din profil de aluminiu extrudat.

Transformarea energiei solare în energie electrică se datorează fotonilor din radiația solară care ciocnesc electronii din banda energetică de valență (starea legată în structura cristalină), transferându-le îndeajuns de multă energie încât aceștia trec în banda energetică de conducție promovând circulația electronilor în direcția dictată de polaritatea joncțiunii. Acest fenomen, cunoscut în literatura de specialitate sub numele de Efect Fotovoltaic stă la baza funcționării celulelor fotovoltaice.

Disponerea este următoarea:

Amplasarea sistemului fotovoltaic va fi realizată prin poziționarea parcului, pe o suprafață de 360.000 mp.

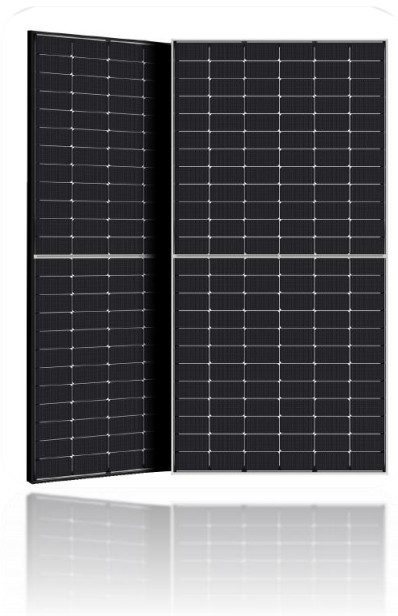
Această investiție constă în amplasarea unei centrale fotovoltaice și se compune din:

- Sistemul de module fotovoltaice care va capta energia solară și o vor transforma în energie electrică.
- Structura metalică de susținere
- Invertoare
- Posturi de transformare
- Stație de stocare
- Post de conexiune
- drumuri interioare din pământ bătătorit în relație cu drumul de acces existent;
- elemente de echipare edilitară – linii electrice subterane, branșamente electrice, etc;
- echipamente ce țin de menținerea siguranței pe teren (iluminat perimetral, cabină poartă pentru supraveghere);
- lucrări conexe sau accesorii care ar putea fi amplasate total sau parțial la suprafață;
- Spații verzi și împrejmuire a terenului.

- Sistemul de module fotovoltaice – 5,159 MWp (panou monocristalin de 550 Wp/9.380 buc)

Generatorul de energie electrică (totalitatea modulelor fotovoltaice) este compus din panouri fotovoltaice montate pe suporturi de profile de Al protejate împotriva coroziunii, care s-a dovedit a fi o alegere foarte bună în implementarea altor proiecte similare. Sistemul asigură rigiditate, stabilitate

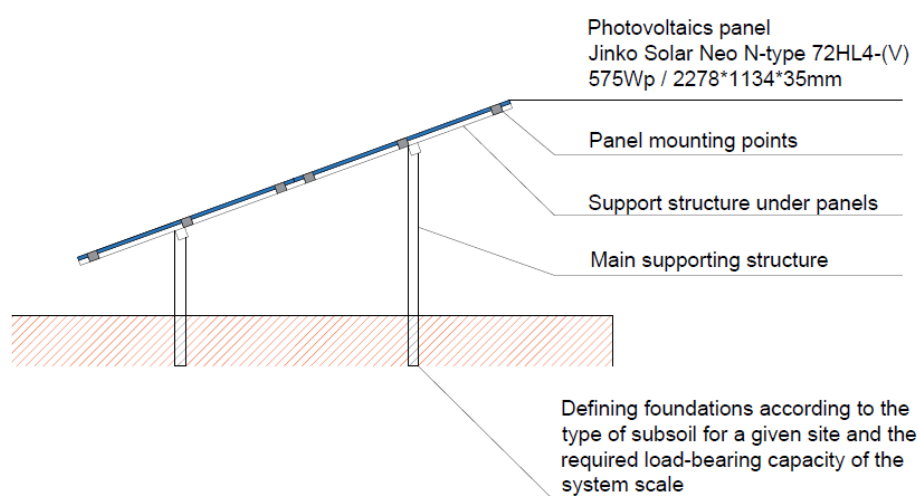
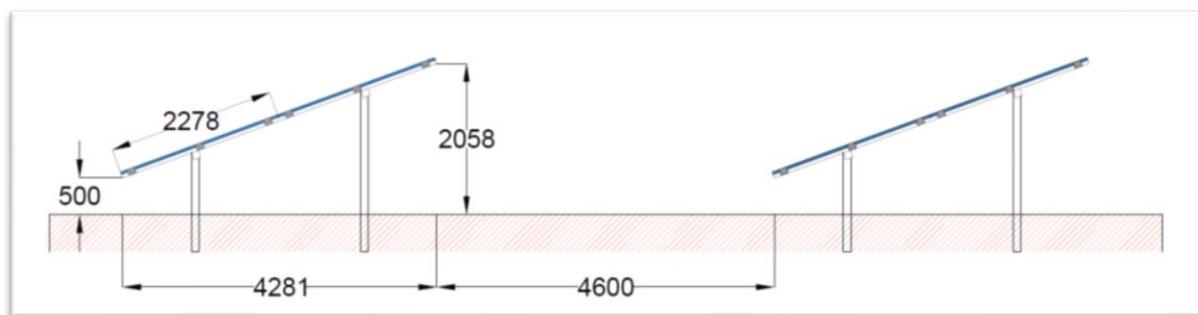
termică și chimică și rezistență la intemperii, definite prin încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă. Acestea se vor monta pe o structura din profile metalice tubulare si vor fi inclinate la 30° fata de sol, orientate spre sud. Panourile vor fi grupate in siruri de cate 18 panouri montate pe cate un suport metalic de sustinere.



- **Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice**

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

Structura de montare asigura o înălțime corespunzătoare a marginii inferioare a panourilor fotovoltaice față de sol, pentru a permite o funcționare optimă în perioadele cu căderi de zăpadă mai mari decât mediile înregistrate. Structurile suport ale panourilor fotovoltaice se vor construi cu orientare sudică, pe structura modulară, cu module construite identic, ceea ce permite replicarea la un cost redus. Acestea se vor monta prin batere cu un utilaj special. Orientarea structurii este unidirecțională, cu înclinație de maxim 30 grade, fixă de tip omega.



Detalii structura

- Invertorul (15 buc. X 300 kW – Pi = 4,5 MW)

Pentru a transforma energia continuă produsă de panourile fotovoltaice în energie alternativă care poate fi livrată în rețeaua electrică SEN. Se vor folosi 15 invertore de 300 kW având o **putere totală de 4,90 MW de altfel aceasta fiind și Pi centrala fotovoltaica.**

Invertorul propus este trifazat și va respecta cerințele impuse de operatorul de rețea. Acesta va respecta curba de sarcină impusă și cerințele privind protecția la insularizare impuse de operatorul de rețea.

Pentru a transmite datele spre operatorul centralei (beneficiar sau operatorul de rețea), invertorul este dotat cu un dispozitiv de comunicații prin care se monitorizează și controlează toate datele stringurilor de panouri fotovoltaice.

Invertorul nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii, având ventilație naturală. Acesta se va alimenta pe durata nopții din tabloul electric, consumând energie de la rețea, dacă va fi nevoie – consumul pe timp de noapte fiind de 1-2.5 Wh.

Invertorul are gradul de protecție IP65 și permite montarea atât la interior cât și la exterior, iar amplasarea va respecta instrucțiunile din manualul de instalare a producătorului. Se propune amplasarea în proximitatea panourilor fotovoltaice.

Interacțiunea cu rețeaua de distribuție/transport presupune:

Limitarea puterii active - invertorul poate limita puterea activă produsă și injectată în rețeaua electrică la comanda operatorului.

Injectarea de putere reactivă – invertorul poate produce sau consuma putere reactivă la comanda operatorului sau după o curbă caracteristică prestabilită;

Recuplarea după un defect – după dispariția unui defect produs în rețea, invertorul poate porni la puterea maximă rapid sau cu o ramă de 10% din puterea nominală pe minut până ajunge la puterea maximă produsă;

Protecția la insularizare – această funcție detectează formarea insularizării instalației fotovoltaice pe durată sau după un defect și deconectează invertorul de la rețea.



Sistemele de stocare captează energia în exces și o eliberează când este necesar. Acest fapt permite creșterea consumului privat de energie solară de către locuințe și companii, reducerea vârfurilor de consum și furnizarea de rezerve funcționale pentru compensarea fluctuațiilor pe termen scurt în rețea. Bateriile înmagazinează energie electrică în formă chimică și convertesc energia respectivă în electricitate. O baterie are de obicei trei părți: doi electrozi și un electrolit între acestea. Atunci când o baterie încărcată este conectată la un circuit, ionii încărcăți circulă între electrozi prin electrolit. Acest transfer de sarcini generează energie electrică în circuit. Bateriile pot fi utilizate

pentru stocarea energiei pe termen scurt, timp de mai multe ore sau zile, de exemplu pentru deplasarea vârfului cererii zilnice. Atunci când sunt încărcate, bateriile nu își pot însă menține sarcina timp de mai multe săptămâni sau luni fără pierderi importante.

Sistemul de stocare propus se va livra instalat în containere cu dimensiunea de 6/2,4/2,8 m și vor fi amplasate pe fundații prefabricate.



Instalația de stocare are în componență următoarele echipamente:

- Grup de baterii cu P_i 1,016 MWh Li- ion
- UPS protection backup supply
- Eenergy Management Sistem for Energy storage control
- Sistem AC/DC
- Sistem de ventilatie/racire de tip AC
- Dimesiune container 6/2,4/2,8 m

Instalatia de protectie impotriva trasnetelor

Conform normativului I7-2012, pentru protectia impotriva trasnetelor s-a prevazut o instalatie de captare a trasnetelor, formata din paratrasnete echipate cu dispozitive de amorsare amplasate la inaltimea de 5 m deasupra solului comuna cu priza de pamant $R_p < 1$ ohm.

Instalatia de paratrasnet se va realiza cu ajutorul a doua tije de captare de 2 m lungime, care se vor monta pe acoperisul PC si/sau a unor PT.

Tije se vor lega intre ele printr-un conductor de captare de OLZn 20x3 mm. Acesta se va lega la conductorul de coborare.

Tije de captare vor avea $\phi 16$ mm, h- 2m si vor fi complet echipate cu sistem suport suport si clema pentru acestea (potential furnizor OBO betermann).

Conductoarele de coborare din platbanda de OLZn 25x4mm se vor racorda la priza de pamant prevazuta de partea electrica tehnologica, prin piee de separatie (cutii cu eclisa) care se vor monta la aproximativ 2m de sol. Rezistenta de dispersie a prizei de pamant, trebuie sa fie de maximum 1 ohm.

Toate partile metalice existente pe acoperis sau pe fatadele cladirilor in momentul executiei instalatiei de paratrasnet sau cele care vor aparea ulterior, se vor lega la conductorul de coborare cel mai apropiat.

Avand in vedere ca structura panourilor fotovoltaice este metalica, conform normativului I7-2012, acestea sunt considerate autoprotejate si nu este necesara instalatie de paratrasnet.

Instalatii de supraveghere video, sistem antiefractie, sisteme de detectie incendii si intruziuni perimetrale

Sistemul de securitate

In vederea asigurarii mijloacelor de protectie si securitate a Centralei Electrice Fotovoltaice (CEF), in cadrul obiectivului se va implementa un Sistem de Securitate (SS) care va asigura semnalizarea si inregistrarea evenimentelor / alarmelor, declansarea actiunilor de raspuns la actiuni de transgresare a sistemelor de protectie, avand si posibilitatea de alarmare a autoritatilor publice / private, - astfel incat sa fie cat mai mult limitate, in situatiile respective, actiunile / interventiile umane.

Din punct de vedere al structurii in profunzime, SS va cuprinde mai multe zone / inele interioare de securitate, avand o arhitectura si topologie constructiva care permite mentionarea (relativ ca separatie fizica) urmatoarele elemente:

- Bariera fizica perimetrala formata din gardul de imprejmuire a incintei CEF;
- Echipamentele / detectoarele de sesizare si semnalizare a intruziunii la nivelul perimetrului incintei CEF;
- Echipamentele / Camerele video de captare, control, redare si inregistrare a evenimentelor / alarmelor la nivelul perimetrului CEF
- Echipamentele / detectoarele de sesizare si semnalizare a intruziunii / evenimentelor la nivelul PC si a PT-urilor;
- Camerele video de captare la nivelul PC si al PT-urilor
- Echipamentele / detectoarele de sesizare, inregistrare si alarmare a unui inceput de incendiu la nivelul PC si al PT-urilor

Din punct de vedere functional, si conform elementelor de mai sus, SS ar putea fi structurat in urmatoarele sub-sisteme principale:

- *Subsistem de detectie a intruziunii perimetrale (SPP);*
- *Subsistem de supraveghere video (CCTV);*
- *Subsistem antiefractie (AE);*
- *Subsistem de detectie si semnalizare incendiu (SDSI);*

Cerinte si conditii tehnice specifice pentru subsistemul de detectie a intruziunii perimetrale (SPP).

Aceste subsistem trebuie, in principal, sa semnalizeze tentativele de patrundere neautorizata in parcul fotovoltaic, si sa reziste tentativelor de fraudare / deteriorare / vandalizare a functiilor si echipamentelor constitutive ale acestuia.

Elementul primar de protectie perimetrala va fi gardul propriu-zis oferind o garantie de securitate functie de inaltime, constructie, material, alte elemente mecanice de securitate aditionale.

Sistemul de protectie perimetrala va realiza detectia patrunderilor neautorizate prin intermediul unui cablu senzitiv amplasat pe gardul obiectivului.

Cablul sensibil se va putea monta pe o mare varietate de garduri, inclusiv pe acelea din plasa de sarma si plasa sudata.

Astfel, de-a lungul perimetrului se vor monta unitati de analizare si procesare a semnalelor primite de la cablul senzitiv, module care vor permite monitorizarea unor tronsoane de cablu in lungime totala de cel putin 380 m.

Cablul senzitiv de pe o zona de detectie se va conecta la un capat la procesorul / analizorul de semnal, iar celalalt capat la un modul terminal cu elemente de tip EOL.

La intrarea in parcul fotovoltaic unde nu este economic si nici eficient sa se utilizeze cablu senzitiv datorita configuratiei complexe a gardului (porti de acces, poarta pietonala, etc.) – practic perimetru de cablu senzitiv va fi “intrerupt”, bucla de comunicatie conectandu-se prin cabluri de “transversare” a zonelor respective.

Ca trasee de cabluri, cablul de comunicatie de pe perimetru se va monta ingropat, protejat intr-un tub propriu Sistemului SS; traseul de pe perimetru pana la PC – unde se instaleaza serverul si software-ul de subsistem - va fi comun cu celelalte trasee de cabluri electrice existente.

Cerinte si conditii tehnice specifice pentru subsistemul de supraveghere video (CCTV)

In cadrul SS, scopul principal al subsistemului CCTV este inregistrarea video - ca masura suplimentara / complementara de detectie - a tentativelor de trecere / acces in zone / perimetre neautorizate din cadrul obiectivului ; inregistrarea presupune si alte actiuni / functii specifice CCTV, cum ar fi detectia programata de miscare, redarea inregistrarilor dupa diferite criterii, stocarea inregistrarilor, etc.

In acest sens in cadrul CCTV, principalele componente sunt echipamentele care realizeaza exclusiv / direct functiile de mai sus, si anume camerele video (captarea imaginilor) si inregistratorul video – pentru receptia (inregistrarea), redarea si stocarea imaginilor.

Legat de acesta din urma si pentru redarea cu multiple optiuni, se mentioneaza necesitatea monitoarelor video, programabile si cu functii specifice.

Pentru functionarea corecta / eficienta camerele video necesita programarea modului de lucru – pentru detectia de miscare privind zonele si elementele ce trebuie detectate si, respectiv modul de captare (rezolutia) in situatiile de stand-by sau de alarma; acest din urma aspect decurge din limitarile existente in capacitatile fizice de stocare a inregistrarilor, si presupune deci semnale de alarmare externe CCTV – si anume de la PP si AE.

Aceste considerente impun imediat si modul de amplasare al camerelor video, pe perimetrul supravegheat al obiectivului, respectiv in zonele de control antiefracție.

In cadrul CEF se prevede astfel montarea de camere video pe intreg perimetrul, cu acoperirea completa a acestuia si cu functionalitate de tip exterioara si full- time (zi – noapte) – precum si in zonele PT-urilor cu posibilitate de observare inclusiv a zonelor adiacente / drumuri de acces ale acestora.

Echipamentul central de redare / inregistrare si monitoarele se vor monta in cladirea tehnica.

In CEF se va utiliza solutia CCTV moderna, superioara, si anume IP CCTV.

In ceea ce priveste reseaua de cabluri video din incinta CEF, solutia prevede utilizarea integrala de fibra optica singlemode.

Utilizarea FO asigura o acuratete deosebita semnalului video, acesta neputand fi perturbat de surse externe cum ar fi electricitatea, ploaia, apa, etc. ca si in cazul cablurilor de cupru; FO asigura de asemenea si o inalta securitate pentru transmisie, intrucat nu emite si nu induce nici o energie externa, iar o pierdere de semnal / scadere de nivel poate fi imediat determinata prin monitorizare.

Se va utiliza o singura FO singlemode multifire pentru conectarea tuturor camerelor de pe perimetru, precum si o singura FO single – mode pentru conectarea camerelor de la PC si cu invertoarele.

In CEF se vor monta de asemenea camere video – de acelasi tip cu cele 4 de pe perimetru (si tot cu iluminator IR de distanta mare) –si la cladirea tehnica.

In PC se vor monta echipamentele centrale ale sistemului CCTV, respectiv serverul / inregistratorul de retea (NVR) si doua monitoare color de 21”, cu functii / caracteristici de redare complementare standard de tip A si B.

In PC se va prevedea si un echipament de tip UPS, trifazat, care sa asigure back-up-ul integral pentru toate echipamentele / elementele celor doua subsisteme SPP si CCTV de mai sus; impreuna cu UPS se va prevedea si montarea unui distribuitor / cutie de clemene de c.a. necesar alimentarii NVR, switch-ului de retea si media – convertoarelor conectate la acesta in ODF din cladirea tehnica.

Conform Legii nr. 333 / 2003, UPS va asigura cel putin functionarea subsistemului CCTV minimum 15 minute la caderea retelei de c.a.

Ca trasee / montare, cablul de alimentare c.a (comun PP / CCTV) se va poza ingropat pe perimetru protejat in tubul de protectie dedicat sistemului PP

Pentru traseele interioare incintei (de pe perimetru la PC, la PT-uri), FO se va monta ingropat protejat in tubul dedicat sistemului SS, pe traseele comune existente.

Cerinte si conditii tehnice specifice pentru subsistemul antiefracție AE

In conformitate cu normele in vigoare la nivel european, semnalizarea la efracție / intruziune trebuie asigurata prin echipamente specializate, certificate pentru acest scop si incadrate intr-o clasa de securitate corespunzatoare.

AE va fi interfata Sistemului de securitate cu exteriorul incintei CEF – prin intermediul optiunii de instalare a elementelor de comunicator in Centrala AE putandu-se transmite alarme atat de la zonele proprii Centralei AE (efratie propriu-zisa), cat si de la subsistemul PP (intruziune perimetrala) prin interfatarea acestora; se va realiza in acest sens conectarea tuturor iesirilor active de la modulele I/O de alarma ala PP la intrari de zone in AE (pe module expandoare dedicate).

Centrala va primi si doua semnale generale FOC / DEFECT din Centrala de detectie si semnalizare incendiu; astfel la Centrala AE se vor concentra toate semnalele generale de alarma din CEF (tronsoanele PP, semnale SDSI si semnale AE propriu-zise)

De asemenea, din centrala AE se va comanda automat iluminatul perimetral in oricare dintre tronsoanele de cablu senzitiv.

Detectoarele de miscare de exterior, de la poarta de acces din apropiere, se vor conecta la Centrala / expandorul incorporat.

In conformitate cu prevederile Legii nr 333 / 2003 centrala AE va contine elementele necesare de alimentare incorporate ($230 V_{c.a.} / 24 V_{c.c.}$) care sa asigure intregului sistem in ansamblu o autonomie de functionare de 24 de ore in stand – by, plus 30 minute in alarma.

Alimentarea la $230 V_{c.a.}$ a Centralei AE se va asigura local pe un circuit dedicat.

Toate perifericele active se vor conecta la centrala AE, exclusiv pe contacte NC- atat de alarma cat si de sabotaj – utilizandu-se secventa DEOL; tot pe contact NC se vor conecta si perifericele pasive (contacte magnetice, buton panica)

Se vor utiliza cabluri standard CE pentru instrumentatie / comanda – control (pentru cabluri de bus / magistrala date, respectiv pentru dispozitivele locale detectoarele active si pasive mentrionate)

In cladiri/ incaperi, cablurile AE intre PT-uri si PC se va poza ingropat, protejata in tubul propriu, dedicat Sistemului SS – pe traseele comune existente.

Centrala AE se va monta vertical, pe perete, in camera tip comanda din PC.

2.6.5 Cerinte si conditii tehnice specifice pentru subsistemul de detectie si semnalizare incendiu (SDSI)

Centrala de detectie si semnalizare (CDS) va fi un echipament modern de tip analog adresabil, cu o arhitectura multiprocesor (cu „inteligenta artificiala” distribuita) – permitand astfel realizarea unei game diverse de cerinte, asigurand o mare flexibilitate in proiectare si operare.

CDS se va putea programa / comanda local via membrane / placi frontale si de la distanta via tastatura PC, repetoare, etc.; centrala va avea o configuratie puternic modularizata si digitalizata.

In conformitate cu prevederile Legi nr 333 / 2003, centralele vor contine elementele necesare de alimentare incorporate ($230 V_{c.a.} / 24 V_{c.c.}$) care sa asigure intregului sub-sistem in ansamblu o autonomie de functionare de 48 de ore in stand-by, plus 30 de minute in alarma

Se vor elabora proceduri de actionare si de evacuare in caz de incendiu conform normativelor in vigoare.

Se vor utiliza cabluri standard CE pentru sisteme de detectie / semnalizare incendiu, cu sectiune minima a celor doua conductoare de 1 mm^2 (patru conductoare AWG2- / per circuit pentru cablul standard), cu intarziere la propagarea focului si manta de culoare rosie.

In cladiri / incaperi, cablurile se vor poza aparent pe perete, protejate mecanic in jgheab / plinta; reseaua de cabluri SDSA intre c se va poza ingropat, protejata in tubul propriu, dedicat Sistemului SS – pe traseele comune existente.

Centralele SDSA se vor monta vertical, pe perete, in camera tip comanda din PC.

Alte precizari privind sistemul de securitate

Din punct de vedere constructiv, in cladirea PC dedicata echipamentelor de monitorizare si control se va monta un rack dedicat sistemului SS; aici se vor amplasa serverul de sistem, componentele centrale ale subsistemelor PP si CCTV, alte elemente de interfata / integrare ale sistemelor mentionate – daca sunt necesare functie de tipul de echipament; astfel, echipamentele se vo. amplasa in functie de spatiul disponibil alocat.

Se vor respecta cu strictete detaliile de montaj continute in manualele de instructiuni care insotesc livrarea, ca si indicatiile specialistilor care acorda asistenta tehnica pe santier si care vor trebui sa confirme corectitudinea lucrarilor executate.

Executantul lucrarilor trebuie sa posede obligatoriu tehnologii pentru specificul lucrarilor ce urmeaza sa fie executate, acestea rezultand si din lucrarile anterior executate, cu acelasi tip de solutii tehnice si de cel putin aceeasi anvergura.

Traseele de cabluri vor fi separate in functie de tipul lor (c.c sau c.a.) si de valoarea / tipul tensiunii de lucru, cu respectarea normativelor respective privind distantele si ordinea de pozare unele fata de altele a cablurilor de energie, respectiv de curenti slabi

Toate cablurile / conductoarele vor avea etichete la ambele capete; se vor utiliza etichete nemetalice.

Se vor respecta principiile aplicate in mod uzual – dar si cele specifice – privind ecranarea si legarea la pamant a alimentarii cu energie a instalatiilor de comunicatii si curenti slabi.

Continuitatea legarii la pamant va fi asigurata intre echipamente si componente. Toate cablurile de impamantare aferente fiecarui echipament vor fi conectate la o bara comuna.

Masuri de securitate la incendiu ce trebuie respectate

Pericole de incendiu avute in vedere in cadrul lucrarilor de instalare a sistemului de securitate sunt:

- Pe traseele de cabluri;
- In camerele cu echipamente electrice / electronice din PT-uri;

Avand in vedere specificul lucrarilor, se va tine seama de asemenea de legile si normativele in vigoare, privind masurile de sanatate si securitate in munca.

Instalatia de monitorizare SCADA-EMS de la nivel de parc fotovoltaic

Pentru Centrala Fotovoltaica (CFE) se doreste monitorizarea si controlul instalatiei tehnologice prin implementarea unui sistem SCADA de conducere si comunicatie date la distanta.

Transmisia la distanta a datelor de la grupul de masurare realizat cu un contor digital, releul de protectie si analizorul de masurare a calitatii energiei electrice din celula statiei electrice se va face la cladirea tehnica si de la punctul de conexiune al parcului fotovoltaic.

Va fi posibil, de asemenea, ca informatiile cele mai importante ale CFE, precum puterea activa livrata la un anumit moment dat, sa poata fi citite de catre beneficiar, din orice loc in care s-ar afla, cu conditia sa poata ave acces la internet (pe laptop, pe mobil, etc.), informatiile catre acesta fiind transmise via GSM/GPRS de la cladirea tehnica.

Sistemele si echipamentele de automatizare utilizate in PT-uri (RTU) vor fi performante, utilizand in reseaua de comunicatii interne protocoale standard IEC 61850 si IEC 60870-5-101/104.

Conditii tehnice generale

Solutia prezentata pentru sistemul SCADA al parcului fotovoltaic tine cont de cerintele impuse pentru sistemele SCADA de politicile Operatorului de Transport si cele ale Operatorului de Distributie, avand drept scop realizarea redundantei transmisiilor de date catre nivelul ierarhic superior, pe de o parte si eventuale dezvoltari pe viitor, prin asigurarea de rezerve la echipamentul de control si comunicatie date, pe de alta parte.

Punctul de Conexiuni (PC) contine echipamentele: RTU, router, server SCADA/internet, etc. Avand posibilitatea transmiterii informatiilor importante aferente parcului fotovoltaic de asemenea prin FO si printr-o conexiune GSM/GPRS. In acest mod, printr-o simpla conectare la internet, beneficiarul va putea monitoriza functionarea parcului. RTU va primi si procesa si semnalele primite de la Sistemul Integrat de Securitate (SIS).

Subsistemul de comunicatii asigura transferul de informatii dintre semnalele achizitionate local si sistemele de nivel superior prin intermediul unui switch si al unui RTU (Remote Terminal Unit), echipamente ce vor lucra utilizand numai protocoale standardizate, conform celor specificate anterior. In acest sens, vor fi transmise catre statia electrica, alaturi de informatiile provenite din camp, de la panourile fotovoltaice (puterea activa, reactiva, frecventa, tensiunea nominala, la nivel de parc si de fiecare grupare a unui PT in parte) si starea Diesel, etc. In sens invers, catre parcul fotovoltaic, se vor putea transmite comenzi de genul "inchide/deschide intrerupatorul general", sau

se va putea transmite o marime de consemn referitoare la cati MW sunt necesari sa fie livrati la un anumit moment dat. Toate aceste semnale sunt controlate de aplicatiile integrate in DMS SCADA.

Conditii tehnice specifice pentru sistemul SCADA

In scopul sincronizarii echipamentelor din cladirile CEF intre ele se va prevedea pentru RTU din PC un modul GPS care va da tactul de timp (ceasul) intregului sistem.

Serverul SCADA/Internet este prevazut pentru supravegherea si controlul instalatiei tehnologice, pe monitorul acestuia fiind prezentate scheme tehnologice ce afiseaza datele din proces in timp real, diverse protocoale realizate cu valori instantanee sau arhivate, mediate, etc. Acest server va avea si functii de dezvoltare a aplicatiei prin configurarea echipamentelor tehnologice existente sau noi si prin stabilirea drepturilor de acces in sistem.

Serverul SCADA/internet va asigura si conexiunea intregului sistem la internet.

Cladirea punctului de conexiune (PC) va fi prevazuta cu un dulap care va contine echipamentele necesare comunicatiei cu PT-uri din parcul fotovoltaic.

Cladirea punctul de conexiune (PC) contine si ea un contor de energie activa/reactiva, un releul de protectie si intrerupatorul.

Cerinte generale privind echipamentele si materialele de montaj

Se vor respecta urmatoarele norme specifice de alegere, pozare, marcare si conectare a cablurilor:

I 7/2011 – Normativ pentru proiectarea, executia si exploatarea instalatiilor electrice aferente cladirilor;

IEC 60364 – 5 – 52 – Norme pentru elementele terminale ale conductoarelor, imbinarea lor, metode de protejare impotriva influentelor externe;

IEC 60446:2008 – Norme privind marcajul cablurilor si conductoarelor.

IEC 61000 – Compatibilitate electromagnetica

Contractorul general al lucrarilor de executie va asigura toate materialele marunte necesare montarii echipamentelor si cablurilor.

Cantitatile de materiale, in special cantitatile de cabluri pot fi diferite de cele estimate in proiectul tehnic in urma montarii efective.

Lungimile cablurilor de fibra optica singlemode sunt estimative. Lungimile exacte se vor stabili doar in urma executiei sistemului SCADA din parcul fotovoltaic.

Cerinte tehnice

Toate echipamentele si materialele utilizate vor fi fabricate si testate in conformitate cu ultima editie a standardelor Comisiei Electrotehnice Internationale (CEI).

Toate legaturile si contactele vor avea sectiuni corespunzatoare pentru asigurarea trecerii curentului electric, atat in regim normal, cat si de avarie.

Toate bornele de legare la pamant ale echipamentelor se vor marca vizibil.

Performantele tehnice precum si capabilitatile solicitate pentru echipamente sunt sintetizate sub forma de fise cu specificatii tehnice.

Conditii pentru dulapurile aferente echipamentelor sistemului SCADA din parc

Echipamentele sistemului SCADA vor fi asamblate si vor functiona in interiorul unui dulap de 19" care se va monta in PC.

Dulapul trebuie sa fie climatizat, sa prezinte siguranta din punct de vedere mecanic si electric si sa asigure conditiile de mediu ambiant pentru echipamentele sistemului de achizitie si comunicatie (conform IEC 60255-6, IEC 60870-2-2)

Dulapul va fi prevazut cu prize de alimentare marcate si protejate pentru: 230 Vc.a.

Trecerile conexiunilor de retea si energie, pigtailurile si patch cordurilor dintre echipamentele unui dulap de telecomunicatii se vor realiza conform furniturii, indicatiilor furnizorilor pentru respectarea distantelor si curburilor de pozare. Echipamentele care necesita ventilatie accentuata sau fortata se vor monta dupa indicatiile furnizorilor si de regula in compartimentele superioare.

Toate echipamentele, aparatele si materialele principale si de completare amplasate in dulapuri trebuie sa corespunda normelor europene.

- Echipamente electrice de conexiune

Cablurile de curent continuu se compun din cablurile ce conectează panourile între ele alcătuind stringurile (șirurile) de panouri și cablurile ce conectează stringurile la invertoare. Cablurile ce conectează panourile între ele alcătuind stringurile sunt furnizate de producătorul de panouri, 2 pentru fiecare panou. Deși nu este necesară protejarea lor în tuburi de protecție, întrucât acestea sunt rezistente UV, cablurile de curent continuu vor fi amplasate pe profilele structurii metalice, fixate cu coliere de plastic, protejate de acțiunea directă a condițiilor meteorologice. Cablurile de conectare a șirurilor de panouri la invertoare vor fi confecționate la fața locului, vor fi amplasate pe profilele structurii metalice, fixate cu coliere de plastic, protejate de acțiunea directă a condițiilor meteorologice.

Cablurile de curent alternativ se compun din cablurile ce conectează invertorul la tabloul electric de conexiune a invertorului și cablurile ce conectează acest tablou la tabloul electric general existent al Beneficiarului, după caz. Soluția va fi detaliată în cadrul detaliilor de execuție.

Cerințe ce se vor respecta pentru toate tipurile de cabluri:

- Secțiunile conductoarelor/cablurilor de c.c. și c.a. se vor determina astfel încât căderea totală de tensiune pe parc să fie de cel mult 2%.
- La pozarea cablurilor se va ține cont de standardele privind raza maximă de curbură și distanțele dintre cabluri;

- Cablurile pozate în șanțuri trebuie să fie paralele, iar intersectarea acestora trebuie evitată în măsura în care se poate. Cablurile armate se vor poza direct în pământ, nemaifiind nevoie de protejarea lor prin tuburi de protecție cabluri;
- La intrarea în tablourile electrice se vor folosi tuburi contractibile pentru etanșare. Toate terminalele de conexiune vor fi adecvate tipului de cablu pe care se montează. Montajul se va face numai cu echipamente adecvate.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-Ip 30/2004). La realizarea acestei instalații de legare la pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la centura de împământare.

Conform normativului 1RE-Ip 30/2004 instalația de legare la pământ va fi astfel dimensionată încât rezistența de dispersie rezultată (R_d) va fi:

- De maxim 1 Ω în cazul în care la priza de pământ se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice;
- Mai mică sau cel mult egală cu 4 Ω dacă la priza de pământ nu se racordează instalația de protecție împotriva descărcărilor atmosferice.

La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-Ip 30/2004), 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 (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

De asemenea, la instalația de legare la pământ se racordează următoarele:

- Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice;
- Invertoarele;
- Tablourile electrice de conexiune.

Posturi de transformare si punct de conexiune

Pentru transportul puterii produse de toate panourile fotovoltaice din parcul fotovoltaic este necesară instalarea unui PC al CEF și a postului de transformare de 20/0.4 kV, un PT compus din două posturi de transformare cu puterea nominală de 2.500 kVA fiecare care se vor conecta prin circuite de 20kV, realizate cu cabluri de aluminiu de 150mm² tip NA2XS(Y)FL2Y, către bara unui Punct de Conexiuni - PC CEF.

Postul de transformare vor fi de tip prefabricat. (anvelopa de beton)

PTAB-2500 kVA vor avea următoarele caracteristici:

- Anvelopa din beton

- Doua celulele de linie cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, cu mediu de stingere in SF6, dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a.
- O celula protectie trafo cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, intrerupator mediu de stingere SF6 ,24 kV, 630 A, Ir = 16 kA dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a., releu de protectie (minima tensiune (81), maximala de curent (50) si rapida (51))
- Grup de transformare cu Pi 2.500 kVA, 20/0.4 kV, DYn11, Vcc=6%,
- Un 1 intrerupator automat Un=400V, In=1000 A

Punct conexiuni PCAB va avea urmatoarele caracteristici:

- Anvelopa din beton
- celule de linie cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, intrerupator mediu de stingere in SF6 , 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a., releu de protectie (minima tensiune (81), maximala de curent (50) si rapida (51)), dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a.
- celule de masura cu 3TC 300/5/5A si 3TT 20V3/0.1V3/0.1/3kV, contor digital
- celule protectie trafo cu separator de sarcina 24 kV, 630 A, Ir = 16 kA, intrerupator mediu de stingere SF6 ,24 kV, 630 A, Ir = 16 kA dispozitiv semnalizare scc, cutite de legare la pamant, indicatoare de prezenta tensiune, rezistenta anticondens, contacte auxiliare, comenzi, comenzi si actionari 230 V c.a., releu de protectie (minima tensiune (81), maximala de curent (50) si rapida (51))
- Un transformator de servicii interne de 250kVA 20/0.4 kV, DYn11, Vcc=6%, care alimenteaza:
 - sistem de transmisii date-SCADA
 - sistem integrat de securitate
 - iluminat exterior parc
 - alte utilitati
 - automat Un=400V, In=400 A
- Sistemul SCADA-EMS
- Instalatii de supraveghere video, sistem antiefractie, sisteme de detectie incendii si intruziuni perimetrialede

Cablurile de 20 kV, tip A2XS(FL)2Y, vor fi pozate in profile tipizate, pe pat de nisip, la adancimea de 1.3 m. La subtraversari cablurile se vor proteja in tuburi D=160 mm inglobate in beton slab.

Cablurile de curent alternativ de medie tensiune utilizate au urmatoarele caracteristici:

- Tensiune nominala $U_0/U=12/20$ kV, 50 Hz;
- Conductor din Al, monofazat, de sectiune $1 \times 240 \text{ mm}^2$
- Ecran din fire de cupru de sectiune totala 25 mm^2
- Izolatie din polietilena reticulata-XPLE;
- Manta exterioara din polietilena PE;
- Protectie longitudinala si transversala impotriva patrunderii apei;
- Apte pentru pozare in pamant;
- Cu intarziere marita la propagarea flacarilor;
- Temperatura de functionare maxima admisa a conductorului 90°C
- Temperatura de functionare 65°C
- Executie si incercari conform IEC 60503-3

Fibra optica pentru integrarea PT-lui in SCADA la nivel de parc fotovoltaic cu SCADA-EMS de la nivel de statie operator de distributie se va poza in acelasi profil de sant cu LES 20 kV la 10 cm distanta fata de cablu de medie tensiune.

Racordarea la retea

Statiile de transformare se vor conecta radial la un post de conexiuni-PC-20KV. Soluția tehnică de racordare se va detalia la faza PT+DE a proiectului.

Parametrii de functionare a sistemului

Celulele fotovoltaice sunt conectate în serie și paralel sub formă de panouri pentru a realiza puteri ce pot fi folosite în aplicații multiple în funcție de necesități. În cazul de față, panourile au o putere nominală (garantata de producător cu o anumita toleranta).

Panourile fotovoltaice sunt conectate cumulând o putere instalată de cca. **5,159 MWp** pentru întreaga instalație. Altfel spus, atunci când condițiile sunt similare cu cele standard (STC – standard test conditions) care sunt reprezentate de temperatura celulelor fotovoltaice componente de 25°C , spectrul radiației incidente AM 1.5 și iradianța de 1000 W/mp , această instalație produce energie electrica la un nivel de putere de 5,159 MWp. Condiții normale de funcționare nu pot fi similare cu cele standard decât foarte rar, astfel ca instalația poate produce la un moment dat mai mult (in condiții de temperatura scăzută, atmosfera uscata și lipsita de aerosoli, albedo apropiat de unitate,

în condiții de margine de nor, etc.) sau mai puțin decât puterea instalată (în condiții opuse celor precedente).

Energia electrică produsă de panourile de celule fotovoltaice este sub formă de curent continuu (CC) și este neregulată (tensiune și curent variabile), dificil de transportat și folosit. Transformarea și regularizarea energiei electrice, într-o formă transportabilă, se realizează cu ajutorul invertoarelor ce transformă energia electrică generată sub forma de curent continuu (CC) în curent alternativ (CA), ce va fi furnizată în Sistemul Energetic Național (SEN). Transformarea are în total o eficiență medie Euro (European efficiency) η_{euro} de 98,2% și maximă (Max. efficiency) η_{maxim} de 98,5%. Eficiența maximă se datorează în parte funcționării la tensiuni mari de până la 1000V pe partea de CC, care implică pierderi mici pe liniile conectare și o ajustare permanentă a parametrilor de colectare (Maximum Power Point Tracking - MPPT) pe partea de CC.

Generatorul de energie electrică (totalitatea modulelor fotovoltaice) este compus din panouri fotovoltaice montate pe structura metalică de susținere ce este protejată împotriva coroziunii, care s-a dovedit a fi o alegere foarte bună în implementarea altor proiecte similare. Sistemul asigură rigiditate, stabilitate termică și chimică și rezistență la intemperii, definite prin încărcările statice și dinamice la care întreaga instalație va fi supusă.

Locația a fost aleasă, astfel încât să valorifice suprafața neutilizată până în prezent și să maximizeze valoarea investiției prin minimum de cheltuieli colaterale inițiale și maximum de beneficii directe și indirecte. Alegerea locației a ținut cont de potențialul energetic solar și folosirea unei suprafețe nefolosite anterior.

Structurile suport ale panourilor fotovoltaice se vor construi cu orientare sudică, pe structura modulară, cu module construite identic, ceea ce permite replicarea la un cost redus. Orientarea structurii este unidirecțională, cu înclinație de maxim 30°.

Nivelul iradierii solare medie estimat, folosind instrumentul PVGIS SARAH care conține o bază de date cu parametri de iradiere solară la sol, pentru locația aleasă.

Latitudine/Longitudine: 45° 8'36.97"N 28°46'3.61"E



Geolocalizare

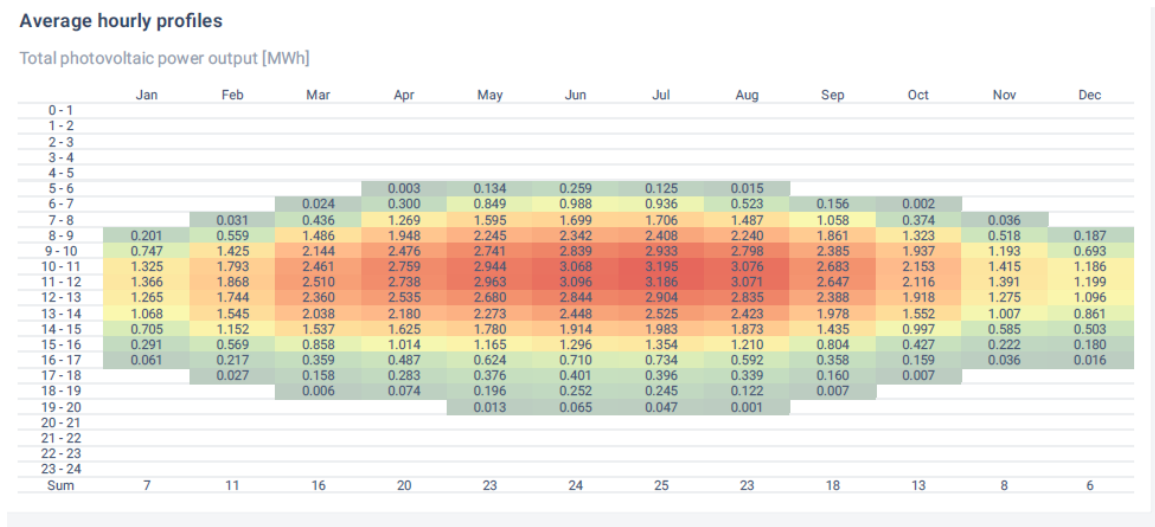
Având în vedere, specificul investiției, pentru prezentul studiu au fost propuse doua scenarii tehnico-economice, definite în funcție de structura metalica de sustinere a generatorului – panoul fotovoltaic si gradul de inclinare a acesteia. Pentru aceste scenarii s-au realizat simulări cu privire la cantitatea de energie posibil a fi produsă în locația analizată.

Scenariul 1: Sistem fotovoltaic su structura cu grad de inclinatie 20°

Instalația Fotovoltaică are în componență următoarele echipamente:

- 9.380 buc – Module fotovoltaice 550 Wp;
- 15 buc – Invertoare de putere unidirecționale trifazate, putere nominală 300 kW;
- 1 Ansamblu structura de montaj din aliaj pentru montajul modulelor fotovoltaice pe sol de tip omega inclinatie 20°
- Sistemul de monitorizare SCADA;
- Sistem de stocare
- Sisteme de securitate video
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la rețeaua de distribuție locala
- FACTOR CAPACITATE (prod realizata / prod max peak power) 14,44%

Cantitatea de energie preconizată a fi produsă in primul an este de 5.693 MWh, raportul de performanță al instalației fiind de 97%. Defalcarea producției pe lunile este prezentată în urmatorul grafic.



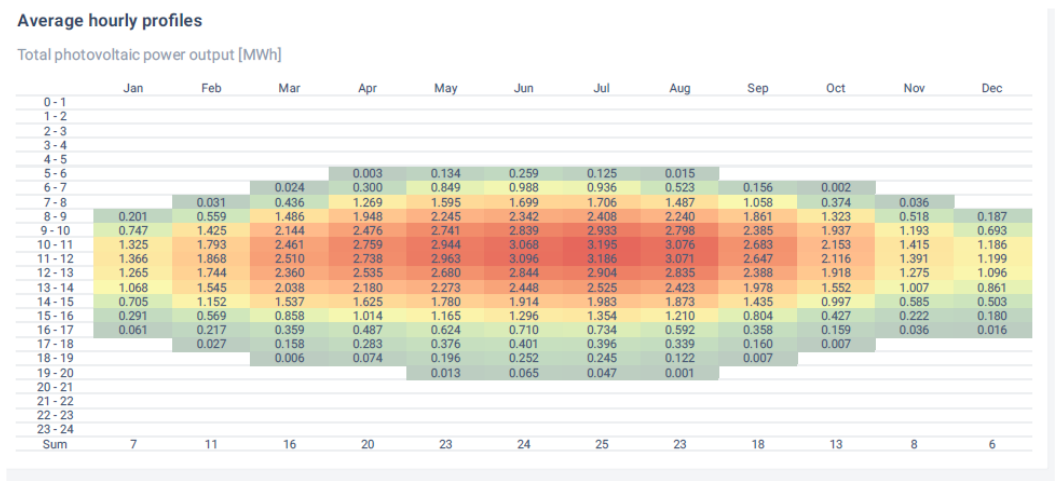
EVOLUȚIA PRODUCȚIEI DE ENERGIE ELECTRICĂ A CEF SCENARIUL 1

Scenariul 2: Sistem fotovoltaic su structura cu grad de inclinatie 30°

Instalația Fotovoltaică are în componență următoarele echipamente:

- 9.380 buc – Module fotovoltaice 550 Wp;
- 15 buc – Invertoare de putere unidirecționale trifazate, putere nominală 300 kW;
- 1 Ansamblu structura de montaj din aliaj pentru montajul modulelor fotovoltaice pe sol de tip omega inclinatie 30°
- Sistemul de monitorizare SCADA;
- Sistem de stocare
- Sisteme de securitate video
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la rețeaua de distribuție locala

Cantitatea de energie preconizată a fi produsă este de 5.687 MWh, raportul de performanță al instalației fiind de 91%



Evoluția producției de energie electrică a CEF Scenariul 2

In cazul ambelor scenarii au fost propuse echipamente ce corespund cerintelor minime prevazute in ghidul de finantare.

Conditii minime	raspuns
Panouri fotovoltaice	
Eficiența panourilor trebuie să fie:	
> 19% pentru panouri monocristaline din siliciu;	DA
> 18% pentru panouri policristaline din siliciu;	Nu este cazul
> 12% pentru panouri subțiri sau semitransparente;	Nu este cazul
Condiții standard de testare (STC):	
radiație solară 1000 W/m2;	DA
masa aerului AM 1,5;	DA
temperatura celulei 25°C.	DA
Invertoare	
eficiență europeană: > 97%	DA
sistem complet	
Factor de capacitate de minim 11,4%, reprezentând echivalentul a 1100 h/an de funcționare la capacitatea instalată	DA

Valabil în ambele scenarii:

Pentru respectarea cerințelor prevăzute în ordinele ANRE, se impune existența și setarea adecvată a protecțiilor interne ale modulelor de generare, respectiv, max./min. U, max./min. f, df/dt.

Astfel, în conformitate cu "Condițiile tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public aprobate prin Ordinul ANRE nr. 132/2020:

Instalația de utilizare a prducatorului circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice va fi echipată cu:

- a) întreruptoare/echipamente de comutație astfel încât între unitatea generatoare și punctul de racordare/delimitare, vor exista cel puțin două întreruptoare/echipamente de comutație, exceptând întreruptorul/echipamentul de comutație al unității generatoare;
- b) releu pentru asigurarea funcției de protecție, care să declanșeze echipamentul de interfață în cazul:
 - (i) apariției unui regim de funcționare insularizată;
 - (ii) depășirii valorilor, maxime și minime, ale tensiunii și frecvenței convenite cu operatorul de rețea;
 - (iii) depășirii unui prag de curent (suprasarcină/scurtcircuit);
- c) reglajele, respectiv valorile de acționare și temporizările funcțiilor de protecție din invertoare vor fi coordonate cu reglajele releului de protecție din circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice, care respectă valorile prevăzute în tabelul 2P.

Tabelul 2P. Valorile maxime și minime ale tensiunii și frecvenței pentru protecțiile de interfață aferente instalațiilor de producere a energiei electrice:

Funcția de protecție	Valoare	Temporizare (s)
Funcția de protecție de tensiune treapta I	1.15 Un	0.5
Funcția de protecție de tensiune treapta II	0.85 Un	3.2
Funcția de protecție de frecvență treapta I	52 Hz	0.5
Funcția de protecție de frecvență treapta II	47.5 Hz	0.5
Funcția de protecție de maximă tensiune (valoarea mediată la 10 minute)*	1.1 Un	603 s**

* Această funcție se activează doar în cazul în care este conținută în modulul generator (inverter)/generator sincron achiziționat și este obligatorie în cazul protecțiilor de interfață, externe instalațiilor de producere a energiei electrice cu puterea instalată > 30 kVA.

** Timpul de acționare al protecției este dependent de valoarea inițială și finală a tensiunii măsurate, respectiv de 10 minute după un timp de demaraj de 3s."

3.3. Costurile estimative ale investiției

- costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții, cu luarea în considerare a costurilor unor investiții similare, ori a unor standarde de cost pentru investiții similare corelativ cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții;
- costurile estimative de operare pe durata normată de viață/de amortizare a investiției publice.

Scenariul 1

Valoare Totală Investiție	Valoare Totală fără TVA	TVA	Valoare Totală cu TVA
	Lei	Lei	Lei
Total GENERAL	11.686.600,0	2.214.070,0	13.900.670,0
din care C+M	1.817.467,5	345.318,83	2.162.786,37

Scenariul 2

Valoare Totală Investiție	Valoare Totală fără TVA	TVA	Valoare Totală cu TVA
Total GENERAL	12.181.600,0	2.308.120,0	14.489.720,0
din care C+M	1.907.890,6	362.499,21	2.270.389,81

SCENARIUL 1

DEVIZ GENERAL al obiectivului de investiții privind cheltuielile eligibile+neeligibil VARIANTA SELECTATA (1)

Nr . Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare	TVA	Valoare
		(fără TVA)		(inclusiv TVA)
		LEI		LEI
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	10.000,0	1.900,00	11.900,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,0	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	10.000,0	1.900,00	11.900,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2.1	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
2.1.2	RACORD PARC - valoare tarif racordare	0,0	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 2	0,0	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,000	0,00	0,00

3.1.1	Studii de teren	0,0	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului		0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice		0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,0	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,0	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,0	0,00	0,00
3.5	Proiectare	72.000,00	13.680,00	85.680,00
3.5.1	Temă de proiectare	0,0	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,0	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate / documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0,0	0,00	0,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	12.000,0	2.280,00	14.280,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	35.000,0	6.650,00	41.650,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	25.000,0	4.750,00	29.750,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,0	0,00	0,00
3.7	Consultanță	55.000,0	10.450,00	65.450,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	50.000,0	9.500,00	59.500,00
3.7.2.	Auditul financiar	5.000,0	950,00	5.950,00
3.8	Asistență tehnică	25.000,0	4.750,00	29.750,00
	TOTAL CAPITOL 3	152.000,0	28.880,00	180.880,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	1.480.056,6	281.210,75	1.761.267,32
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	327.411,0	62.208,08	389.619,05
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	9.592.532,5	1.822.581,17	11.415.113,63
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,0	0,00	0,00
4.5	Dotări	6.000,0	1.140,00	7.140,00
4.6	Active necorporale	0,0	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 4	11.406.000,0	2.167.140,00	13.573.140,00
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	0,0	0,00	0,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,0	0,00	0,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,0	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	33.600,0	0,00	33.600,00
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare			0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	8.000,0		8.000,00
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	1.600,0		1.600,00
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	8.000,0		8.000,00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	16.000,0		16.000,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	80.000,0	15.200,00	95.200,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,0	950,00	5.950,00
	TOTAL CAPITOL 5	118.600,0	16.150,00	134.750,00
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,0	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 6	0,0	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli pentru managementul de proiect				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,0	0,00	0,00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț			
	TOTAL CAPITOL 7	0,0	0,0	0,0
TOTAL GENERAL		11.686.600,0	2.214.070,0	13.900.670,0
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1.817.467,5	345.318,83	2.162.786,37

SCENARIUL 2 - alternativ

DEVIZ GENERAL
al obiectivului de investiții privind cheltuielile eligibile+neeligibil
VARIANTA ALTERNATIVA (2)

Nr . Crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare	TVA	Valoare
		(fără TVA)		(inclusiv TVA)
		LEI		LEI
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului		0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	10.000,0	1.900,00	11.900,00
1,3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,0	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților		0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 1	10.000,0	1.900,00	11.900,00
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
2,1	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
2.1.2	RACORD PARC - valoare tarif racordare	0,0	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 2	0,0	0,00	0,00
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0,000	0,00	0,00
3.1.1	Studii de teren	0,0	0,00	0,00
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului		0,00	0,00
3.1.3	Alte studii specifice		0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,0	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,0	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0,0	0,00	0,00
3.5	Proiectare	72.000,00	13.680,00	85.680,00
3.5.1	Temă de proiectare	0,0	0,00	0,00
3.5.2	Studiu de fezabilitate	0,0	0,00	0,00
3.5.3	Studiu de fezabilitate / documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0,0	0,00	0,00
3.5.4	Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	12.000,0	2.280,00	14.280,00
3.5.5	Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	35.000,0	6.650,00	41.650,00
3.5.6	Proiect tehnic și detalii de execuție	25.000,0	4.750,00	29.750,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,0	0,00	0,00
3.7	Consultanță	55.000,0	10.450,00	65.450,00
3.7.1.	Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	50.000,0	9.500,00	59.500,00
3.7.2.	Auditul financiar	5.000,0	950,00	5.950,00
3.8	Asistență tehnică	25.000,0	4.750,00	29.750,00
	TOTAL CAPITOL 3	152.000,0	28.880,00	180.880,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1	Construcții și instalații	1.554.581,1	295.370,40	1.849.951,47
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	343.309,5	65.228,81	408.538,34
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	9.997.109,4	1.899.450,79	11.896.560,19
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,0	0,00	0,00
4.5	Dotări	6.000,0	1.140,00	7.140,00
4.6	Active necorporale	0,0	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 4	11.901.000,0	2.261.190,00	14.162.190,00
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de șantier	0,0	0,00	0,00
5.1.1.	Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0,0	0,00	0,00
5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,0	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	33.600,0	0,00	33.600,00
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare			0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	8.000,0		8.000,00
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	1.600,0		1.600,00
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	8.000,0		8.000,00
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	16.000,0		16.000,00

5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	80.000,0	15.200,00	95.200,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,0	950,00	5.950,00
	TOTAL CAPITOL 5	118.600,0	16.150,00	134.750,00
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare		0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,0	0,00	0,00
	TOTAL CAPITOL 6	0,0	0,00	0,00
CAPITOLUL 7 Cheltuieli pentru managementul de proiect				
7.1.	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,0	0,00	0,00
7.2.	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț			
	TOTAL CAPITOL 7	0,0	0,0	0,0
TOTAL GENERAL		12.181.600,0	2.308.120,0	14.489.720,0
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1.907.890,6	362.499,21	2.270.389,81

Lista de echipamente

Nr crt	Denumire echipament	Caracterisitici tehnice minime	Bucati/set
1	Panouri fotovoltaice	550 W	9.380
2	Investoare	300 kW	15
3	Sistem de monitorizare	Compatibilitate cu platofrma invertorului	1
4	Statie stocare	1016 kWh	1
5	Sistem metalic de sustinere	Model omega	1
6	Echipamente de conexiune	-	1
7	Echipamente conectare la retea	-	1
8	Sistem supraveghere video	-	1
9	Sistem de impamantare	-	1
10	Sistem paratrasnet	-	1
11	Sistem stocare	1016 kwh	1

Lista manopera

Nr crt	Denumire echipament	Caracterisitici tehnice minime	Bucati
1	Proiectare	Atestat ANRE	1
2	Montaj sistem fotovoltaic si statie stocare	Atestat ANRE	1
3	Lucrari civile	-	1
4	Lucrari electrice	Atestat ANRE -0,4 – 20 kv	1

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

- studiu topografic; - atasat prezentului studiu
- studiu geotehnic și/sau studii de analiză și de stabilitatea terenului; - au fost folosite informatii si detalii din cadrul Studiului Geotehnic.
- studiu hidrologic, hidrogeologic; - Nu este cazul
- studiu privind posibilitatea utilizării unor sisteme alternative de eficiență ridicată pentru creșterea performanței energetice; - A fost elaborat un studiu de estimare a productiei de energie electrica din surse regenerabile (sisteme fotovoltaice). Acesta a fost realizat cu ajutorul aplicatiei PVGIS – <https://globalsolaratlas.info/map>
- studiu de trafic și studiu de circulație; - Nu este cazul

- raport de diagnostic arheologic preliminar în vederea exproprierii, pentru obiectivele de investiții ale căror amplasamente urmează a fi expropriate pentru cauză de utilitate publică; - Nu este cazul
- studiu peisagistic în cazul obiectivelor de investiții care se referă la amenajări spații verzi și peisajere;- Nu este cazul
- studiu privind valoarea resursei culturale; - Nu este cazul
- studii de specialitate necesare în funcție de specificul investiției.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Graficul de implementare al proiectului este prezentat în tabelul de mai jos, durata totală de implementare fiind de 24 de luni.

Nr. crt	Activitatea	L0	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12	L13	L14	L15	L16	L17	L18	L19	L20	L21	L22	L23	L24
1	Studii teren																									
2	Obt. avize acorduri principiu																									
3	Studiu de fezabilitate																									
4	Expertiza tehnica	NA																								
5	Audit energetic	NA																								
6	Consultanta depunere CF																									
7	Proceduri de achiziție																									
8	Documentatii avize																									
9	Elaborare PT+DE																									
10	Verificare PT																									
11	L u c r a r i																									
	Amenajarea terenului																									
	Organizare de santier																									
	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor																									
	Constructii																									
	Probe tehnologice																									
12	Certificare energetică																									
13	Achizitie dotari																									
14	Consultanta Management proiect																									
15	Asistenta tehnica proiectant																									
16	Asistenta tehnica diriginte santier																									
17	Informare si publicitate																									
18	Audit financiar																									
19	Taxe si impozite																									
20	Diverse si neprevazute																									

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

4.1. Analiza scenariilor propuse

Perioada de referință luată în calcul este de 20 de ani, aceasta incluzând și perioada de implementare a proiectului. Perioada de implementare a proiectului este previzionată a fi în intervalul iulie 2024 – iunie 2026 pe când cea de operare, în perioada iulie 2026 - iunie 2046. Cu toate acestea, având în vedere faptul că data de semnare a proiectului este incertă, în cadrul anexelor se va face referință doar la numărul anului.(anul 1, anul 2, ..).

Analiza cost-beneficiu a fost realizată în conformitate cu cerințele *Ghidului privind Analiza Cost-Beneficiu a proiectelor de investiții*, întocmit de Comisia Europeană.

Conform Ghidului Solicitantului, analiza cost-beneficiu este atât o componentă a studiului de fezabilitate precum și un document independent, anexat ofertei înaintate, acesta din urmă fiind realizat conform cerințelor din cadrul Ofertei, secțiunea 3.1.11 Analiza Cost-Beneficiu.

Având în vedere perioada mare de timp pentru care se realizează analiza cost-beneficiu, lucru care implică un număr considerabil de tabele, s-a luat decizia ca în secțiunea de față să fie prezentat modul în care aceasta a fost realizată iar sub formă de anexe, tabelele aferente acesteia. Astfel, la finalul Studiului de Fezabilitate se vor regăsi Anexa 1.1. și anexa 1.2. – Analiza cost-beneficiu – scenariul 1 respectiv scenariul 2.

Conform Studiului de fezabilitate, unul din obiectivele acestui capitol este de a compara două scenarii alternative de realizare a investiției – pentru a se stabili, care dintre ele este mai fezabil din punct de vedere financiar respectiv economic.

În mod tradițional, costurile și beneficiile sunt evaluate la nivel de proiect prin metoda incrementală, respectiv diferența dintre scenariile „cu proiect” și „fără proiect”. În principal scopul analizei financiare este acela de a sublinia necesitatea finanțării. Din indicatorii de performanță financiari negativi va rezulta necesitatea obținerii finanțării. Un alt obiectiv minimal dar obligatoriu este dovedirea sustenabilității financiare a proiectului, respectiv generarea unor fluxuri de numerar pozitive (ne-negative).

Oportunitatea proiectului este dată de analiza economică sau după caz de analiza cost-eficacitate. Prin diferite metode sunt incluse în analiză beneficii nemonetare (calitative sau fizice) care să arate utilitatea proiectului sau în cazul analizei cost-eficacitate, pentru a determina utilitatea mai ridicată a unei variante de proiect în detrimentul alteia.

Cele două scenarii analizate sunt următoarele:

Scenariul 1: Sistem fotovoltaic su structura cu grad de inclinatie 20°

Instalația Fotovoltaică are în componență următoarele echipamente:

- 9380 buc – Module fotovoltaice 550 Wp;
- 15 buc – Invertoare de putere unidirecționale trifazate, putere nominală 300 kW;
- 1 Ansamblu structura de montaj din aliaj pentru montajul modulelor fotovoltaice pe sol de tip omega inclinatie 20°
- Sistemul de monitorizare SCADA;
- Sisteme de securitate video
- Sistem de stocare
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la rețeaua de distribuție locala

Scenariul 2: Sistem fotovoltaic su structura cu grad de inclinatie 30°

Instalația Fotovoltaică are în componență următoarele echipamente:

- 9380 buc – Module fotovoltaice 550 Wp;
- 15 buc – Invertoare de putere unidirecționale trifazate, putere nominală 300 kW;
- 1 Ansamblu structura de montaj din aliaj pentru montajul modulelor fotovoltaice pe sol de tip omega inclinatie 30°
- Sistemul de monitorizare SCADA;
- Sistem de stocare
- Sisteme de securitate video
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la rețeaua de distribuție locala

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

În prezentul capitol se va realiza o evaluare a riscurilor climatice și a vulnerabilității pe care proiectul depus îl are raportat la creșterea efectului negativ al climatului actual și viitor preconizat asupra măsurii în sine, asupra persoanelor respectiv asupra activelor.

Având în vedere faptul că ambele scenarii implică același tip de proiect și anume **stocarea de energie electrică provenită din surse regenerabile** analiza este valabilă pentru ambele scenarii identificate anterior. Considerăm acest aspect extrem de relevant, având în vedere faptul că prezentul document presupune o comparație a două scenarii, din toate perspectivele relevante luării unei decizii.

Proiecții climatice:

Prezenta analiza se bazează pe ghidul elaborat de către Uniunea Europeana – Direcția Generala de Acțiuni Climatice (DG – CLIMA) – „Guidelines for Project Managers: Making vulnerable investments climate resilient” precum și pe "Guidance Note - The Basics of Climate Change Adaptation Vulnerability and Risk Assessment".

În tabelul următor se regăsește clasificarea pericolelor legate de climă, pe baza riscurilor enumerate în Apendicele A: Clasificarea pericolelor legate de climă la Regulamentul delegat (UE) al Comisiei [C (2021) 2800/3].

	Riscuri legate de temperatură	Riscuri legate de vânt	Riscuri legate de ape	Riscuri legate de masa solidă
Cronice	Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)	Schimbarea regimului vântului	Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	Eroziunea costieră
	Stresul termic		Precipitații sau variabilitate hidrologică	Degradarea solului
	Variabilitatea temperaturii		Acidificarea oceanelor	Eroziunea solului
	Topirea permafrostului		Intruziunea salină	Solifluxiune

			Creșterea nivelului mării	
			Stresul hidric	
Acute	Val de căldură	Ciclon, uragan, taifun	Secetă	Avalanșă
	Val de frig/îngheț	Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	Alunecare de teren
	Incendiu forestier	Tornadă	Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	Subsidență
			Golirea bruscă a lacurilor glaciare	

Etapă 1: Identificarea riscurilor climatice:

Pe baza riscurilor enumerate în Apendicele A: Clasificarea pericolelor legate de climă la Regulamentul delegat (UE) al Comisiei [C (2021) 2800/3], **se vor identifica acele riscuri climatice care pot afecta performanța activității economice pe durata sa de viață preconizată**

Probabilitatea de producere a riscului a fost grupată în 5 categorii după cum urmează:

- Inexistentă;
- Redusă;
- Medie;
- Ridicată;
- Iminentă;

Intensitatea impactului în cazul în care un risc s-ar produce a fost de asemenea grupat în 5 categorii după cum urmează:

- N/A – în cazul în care probabilitatea de producere a riscului este inexistentă;
- Scăzută – impact considerat normal, în sfera uzurii morale și fizice a echipamentelor;
- Medie – impact ușor ridicat;
- Ridicată – generează disfuncționalități majore ale echipamentelor și implicit ale activității;

- Devastatoare – generează distrugerea completă a echipamentelor;

Exceptând riscurile inexistente, se consideră că toate riscurile pot afecta la un moment dat performanța activității economice pe durata sa de viață preconizată, singura variabilă fiind necesitatea adaptării infrastructurii în vederea protejării **performanțelor economice previzionate**.

Întreaga analiză va răspunde următoarei întrebări: Dacă în urma parcurgerii probabilității de producție a riscului respectiv al intensității acestuia, se preconizează că măsura va duce la creșterea efectului negativ al climatului actual și al climatului viitor preconizat asupra măsurii în sine sau asupra persoanelor, asupra naturii sau asupra activelor? Astfel, se consideră semnificative doar acele riscuri la care răspunsul este DA la întrebarea amintită anterior. Cu toate acestea, pentru riscurile care se consideră totuși relevante, deși răspunsul este "NU" se vor avea în vedere măsuri specifice de adaptare.

Totodată menționăm faptul că analiza ține cont și de previziunile referitoare la modul în care va fi operată infrastructura, rezultatele economice previzionate respectiv elementele care au fost luate în calculul acestor previziuni.

În paragrafele următoare se va evalua succint probabilitatea ca un risc identificat să se producă, respectivul impactul pe care îl va avea asupra activității economice identificate.

Deși producerea riscurilor este direct corelată cu locația de implementare a proiectului, considerăm că variațiile identificate în unele cazuri sunt destul de irelevante, întreaga Regiune a Sud-Estului Europei având în principiu cam aceiași parametrii de climă - **specifci climei temperat continentale**. Excepție fac acele proiecte amplasate direct pe litoralul Mării Negre sau la temperaturi mai înalte de 2.000 m, nici unul dintre cele două cazuri nefiind specifice prezentului proiect.

Risc	Probabilitate	Intensitate	Observații
Riscuri cronice legate de temperatură			
Schimbarea temperaturii	REDUSĂ	MEDIE	Probabilitatea de modificare a schimbării temperaturii aerului este relativ redusă – dar impactul pe care aceasta l-ar avea asupra

(aer, apă dulce, apă de mare)			funcționării optime a infrastructurii de stocare este unul mediu. Schimbarea temperaturii apei nu este relevantă pentru proiectul de față.
Stresul termic	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Stresul termic este tot mai prezent iar modelele climatice luate în calcul indică un stres termic tot mai frecvent. Impactul acestora asupra activității economice rămâne relativ redus.
Variabilitatea temperaturii	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Variabilitatea temperaturii include toate variațiile climatice care durează mai mult decât evenimentele meteorologice individuale – fiind relativ reduse ca durată pentru a putea impacta activitatea economică.
Topirea permafrostului	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul – la locația de implementare a proiectului nu există permafrost.
Riscuri acute legate de temperatură			
Val de căldură	REDUSĂ	RIDICATĂ	UN val de căldură puternic poate genera un risc de incendiu, însă probabilitatea ca temperatura să crească la astfel de valori este una foarte redusă. Dat fiind impactul ridicat asupra performanței infrastructurii, riscul va fi analizat specific în paragrafele următoare.
Val de frig/îngheț	REDUSĂ	RIDICATĂ	Valul de frig/îngheț generează o ușoară scădere a performanțelor economice însă acestea sunt luate în calculul modelelor economice previzionate. La temperaturi extreme (sub -30 de grade) pentru o perioadă lungă de timp,

			există riscul provocării unor daune ireversibile infrastructurii, dar probabilitatea de apariție fiind una redusă. Dat fiind impactul ridicat asupra performanței infrastructurii, riscul va fi analizat specific în paragrafele următoare.
Incendiu forestier	REDUSĂ	RIDICATĂ	Implementarea proiectului nu este realizată în apropierea fondului forestier, riscul fiind așadar redus. Cu toate acestea, eventuala producere a unui incendiu poate provoca daune mari infrastructurii economice analizate. Dat fiind impactul ridicat asupra performanței infrastructurii, riscul va fi analizat specific în paragrafele următoare.
Riscuri cronice legate de vânt			
Schimbarea regimului vântului	REDUSĂ	REDUSĂ	Infrastructura analizată nu este în vreun fel influențată de schimbarea regimului vântului. Acest risc poate genera efecte indirecte, eventualele schimbări ale vântului generând reducerea producției de energie eoliană și cu un posibil (și indirect) efect asupra prețurilor energiei în unele momentele ale zilei.
Riscuri acute legate de vânt			
Ciclon, uragan, taifun	INEXISTENTĂ	REDUSĂ	Zona de implementare a proiectului nu este expusă uraganelor sau taifunurilor.
Furtună (inclusiv viscole)	MEDIU	SCĂZUTĂ	Riscul de apariție al unei furtuni este mediu, pe durata a 20 de ani fiind mai mult ca sigure apariția câtorva astfel de fenomene. Din punct

și furtuni de praf și de nisip)			de vedere al performanțelor economice însă acestea sunt luate în calculul modelelor financiare previzionate.
Tornadă	REDUSĂ	MEDIU	Riscul de producere al unei tornade este redus – în România preconizându-se un număr relativ redus de astfel de evenimente.
Riscuri cronice legate de ape			
Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unei infrastructuri de stocare a energiei electrice – schimbarea regimului precipitațiilor negenerând riscuri economice.
Precipitații sau variabilitate hidrologică	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unei infrastructuri de stocare a energiei electrice – variabilitatea hidrologică negenerând probleme de performanță economică.
Acidificarea oceanelor	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu acidificarea oceanelor, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Intruziunea salină	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu intruziunea salină, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.

Creșterea nivelului mării	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu creșterea nivelului mării, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Stresul hidric	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu stresul hidric, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Riscuri acute legate de ape			
Secetă	INEXISTENTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu seceta, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	REDUSĂ	MEDIU	Acoperirea cu zăpadă a turbinelor pot cauza ușoare pierderi operaționale însă acestea sunt luate în calculul previziunilor financiare. Grindina nu afectează infrastructura de stocare.
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Riscuri cronice legate de masa solidă			

Eroziunea costieră	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Degradarea solului	MEDIU	Scăzută	Implementarea proiectului implica un risc mediu de degradare a solului . Totuși , proiectul nu este realizat în zonă agricolă, intensitatea acestui risc fiind una scăzută. Din punctul de vedere al performanțelor economice – acestea nu sunt influențate de degradarea solului.
Eroziunea solului	INEXISTENTĂ	N/A	Din punctul de vedere al performanțelor economice – acestea nu sunt influențate de eroziunea solului.
Solifluxiune	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul.
Riscuri acute legate de masa solidă			
Avalanșă	INEXISTENTĂ	N/A	Locația de implementare a proiectului nu se află în zonă predispusă avalanșelor.
Alunecare de teren	REDUSĂ	RIDICATĂ	În elaborarea prezentului proiect s-a anexat un studiu topografic care ia în calcul inclusiv alunecările de teren. Locația de implementare a infrastructurii este aleasă specific pentru ca acest risc să fie cât mai redus, însă impactul pe care îl va avea asupra infrastructurii are un impact ridicat asupra operativității economice. Dat fiind impactul ridicat asupra performanței infrastructurii, riscul va fi analizat specific în paragrafele următoare.
Subsidență	INEXISTENTĂ	N/A	Subsidența se produce ca urmare a unor activități precum mineritul sau alte intervenții

			asupra subsolului și implică coborârea succesivă a scoarței terestre. Proiectul de față nu se realizează în astfel de zone, riscul de producere fiind inexistent.
--	--	--	---

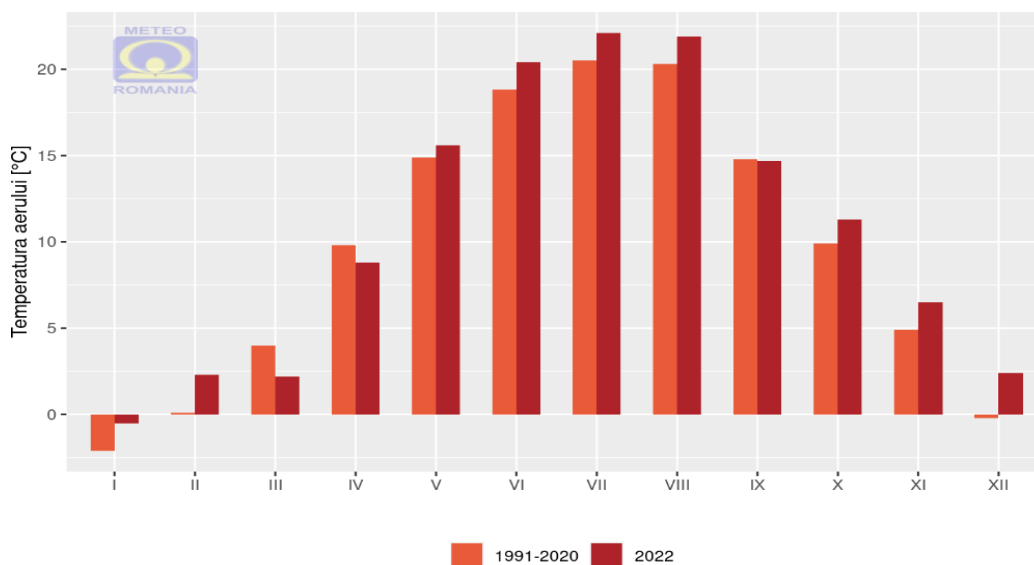
Ca urmare a parcurgerii riscurilor enumerate în Apendicele A: Clasificarea pericolelor legate de climă la Regulamentul delegat (UE) al Comisiei [C (2021) 2800/3 a rezultat că există 4 tipuri de riscuri care, deși au o probabilitate redusă de a se produce, eventuala producere generează un impact ridicat asupra operării infrastructurii. Cele 4 riscuri identificate astfel sunt:

- Temperaturi extreme (Valul de căldură și îngheț);
- Incendiile forestiere (inclusiv de vegetație);
- Alunecările de teren;

În paragrafele următoare se va realiza o analiză detaliată a celor 4 riscuri enumerate anterior (valul de căldură și îngheț formează un tot unitar), scopul fiind de a determina dacă probabilitatea de producere a riscului a fost evaluată corect.

- **Temperaturi extreme (valul de căldură și îngheț)**

Temperatura medie a aerului prezintă tendințe de creștere, pe tot parcursul anului

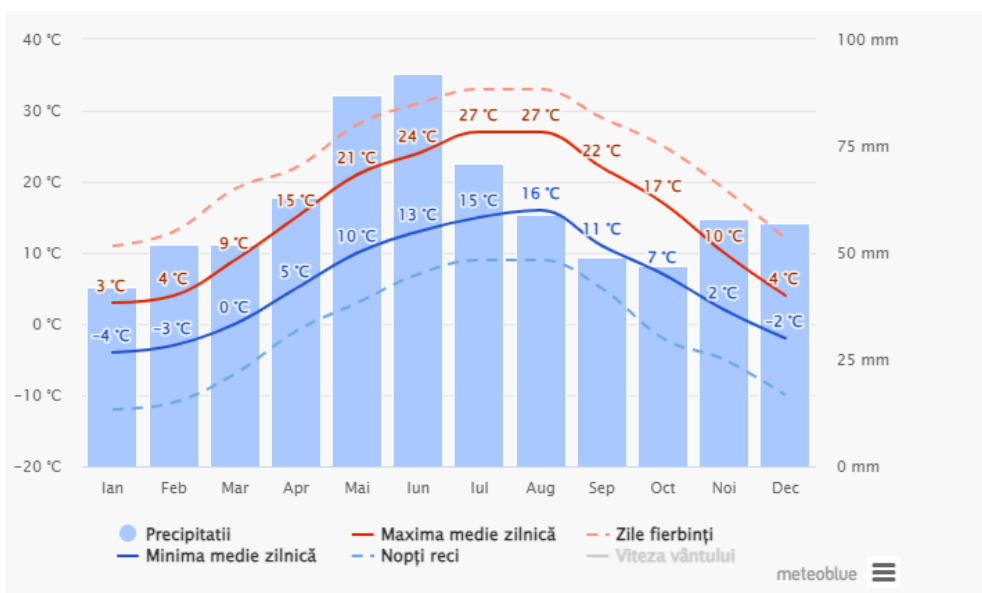


Evoluția temperaturii medii lunară, medie pe țară, din România, în anul 2022, comparativ cu mediana intervalului climatologic standard (1991 - 2020)

Conform graficelor de mai sus se poate observa ca:

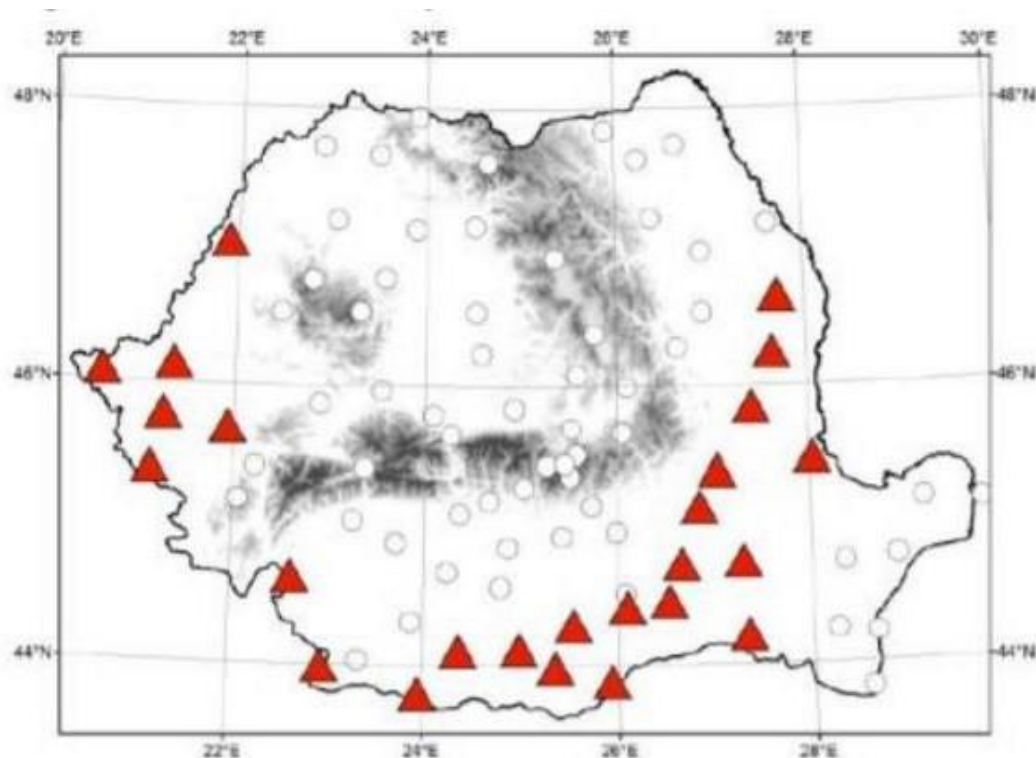
- in luna ianuarie 2023, abaterea temperaturii medii fata de media multianuala din perioada 1961 – 2022 a fost de $-1,9 - 0,0^{\circ}\text{C}$
- in luna aprilie 2022, abaterea temperaturii medii fata de media multianuala din perioada 1961 – 2022 a fost de $0,1 - 0,5^{\circ}\text{C}$
- in luna iulie 2022, abaterea temperaturii medii fata de media multianuala din perioada 1961 – 2022 a fost de $> 22,0^{\circ}\text{C}$
- in luna octombrie 2022, abaterea temperaturii medii fata de media multianuala din perioada 1961 – 2022 a fost de $> 12,0^{\circ}\text{C}$.

In ceea ce privește evoluția temperaturilor la nivelul stației meteo relevante, media temperaturilor minime si maxime lunare înregistrate in ultimii 30 de ani este reflectata in graficul de mai jos.



In concordanta cu datele prezentate in raportul "Schimbări climatice - de la bazele fizice la riscuri si adaptare" (ANM, 2015), in orizontul 2021- 2050 se va înregistra o creștere a numărului de zile de încălzire, comparativ cu perioada 1971-2000. Creșterea numărului de zile cu impact generat

de valurile de căldura va fi pronunțat la nivelul întregului continent, România ca și unitate geografică de plan terțiar fiind influențată direct de tendința generală.

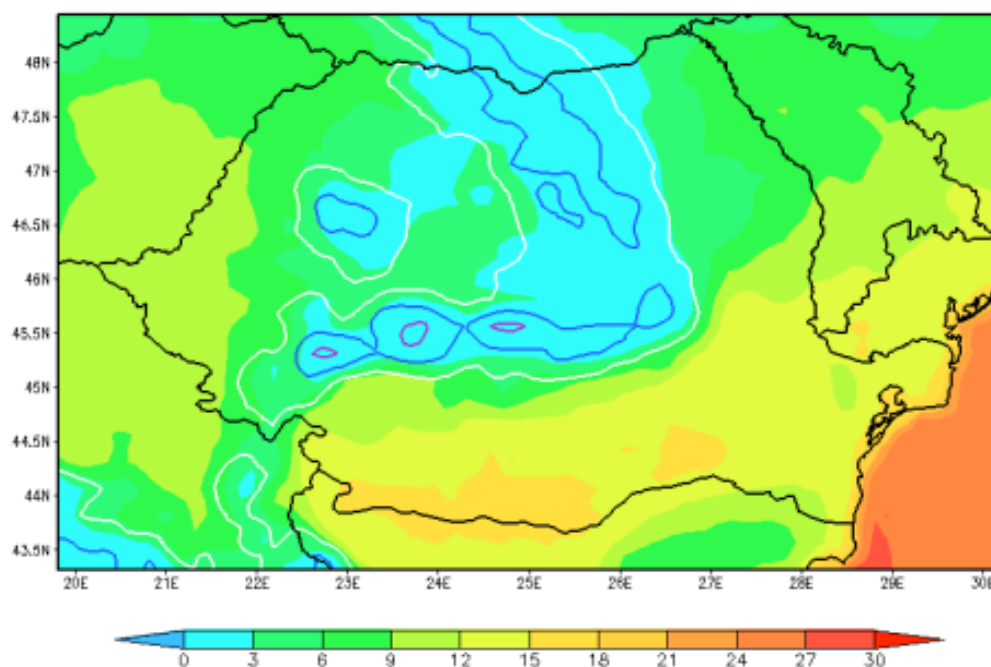


Conform figurii de mai sus, există mai multe zone în România, supuse riscului creșterii semnificative a numărului de zile cu temperaturi ridicate (aceste zone de creșteri semnificative a numărului de zile cu temperaturi ridicate fiind marcate cu triunghiuri roșii pe harta). Cu toate acestea, reamintim cele menționate anterior și anume - România este considerată ca un tot unitar din punct de vedere climatic, toate datele analiza fiind specifice climei temperat continentale.

Figura de mai jos arata diferențele în numărul de zile pe an cu temperatura minimă mai mare de 20°C (indicele nopților tropicale) în intervalul 2021-2050 față de intervalul 1971-2000 în condițiile scenariului RCP 4.5. Au fost folosite rezultatele a 4 experimente numerice cu 4 modele regionale din programul EuroCORDEX (tabelul 7). Liniile de contur ilustrează topografia modelului (contur alb – până la 500 m, contur albastru – până la 1000 m, contur violet – până la 1500 m).

Tendențele viitoare ale numărului de zile cu temperatura minimă mai mare de 20°C (indicele nopților tropicale), conform configurației spațiale a mediei ansamblului format din 4 modele

regionale (CLM, WRF, RACMO și RCA4), indică o creștere pe tot teritoriul României, terenul pe care va fi amplasata investiția încadrându-se în **intervalul de 12 pana la 15 zile nopți** tropicale mai mult pe an, față de intervalul de referință – în acest caz 1971-2000.



Având în vedere tipul de proiect care face obiectul acestei analize, o variație a temperaturilor extreme pozitive poate avea efecte negative asupra echipamentului (în cazul în care nu vor exista dotările necesare de răcire și menținere a unei temperaturi optime de funcționare) însă va avea și un efect pozitiv asupra surselor de stocare a energiei prin asigurarea nivelului energetic (se va asigura producerea de energie din sursele regenerabile, sistemul de stocare alimentându-se din parcul fotovoltaic atașat).

În concluzie, se identifică în două elemente relevante analizate:

- riscul ca proiectul să se regăsească într-o zonă supusă riscului de creștere a temperaturii;
- creșterea numărului de zile tropicale;

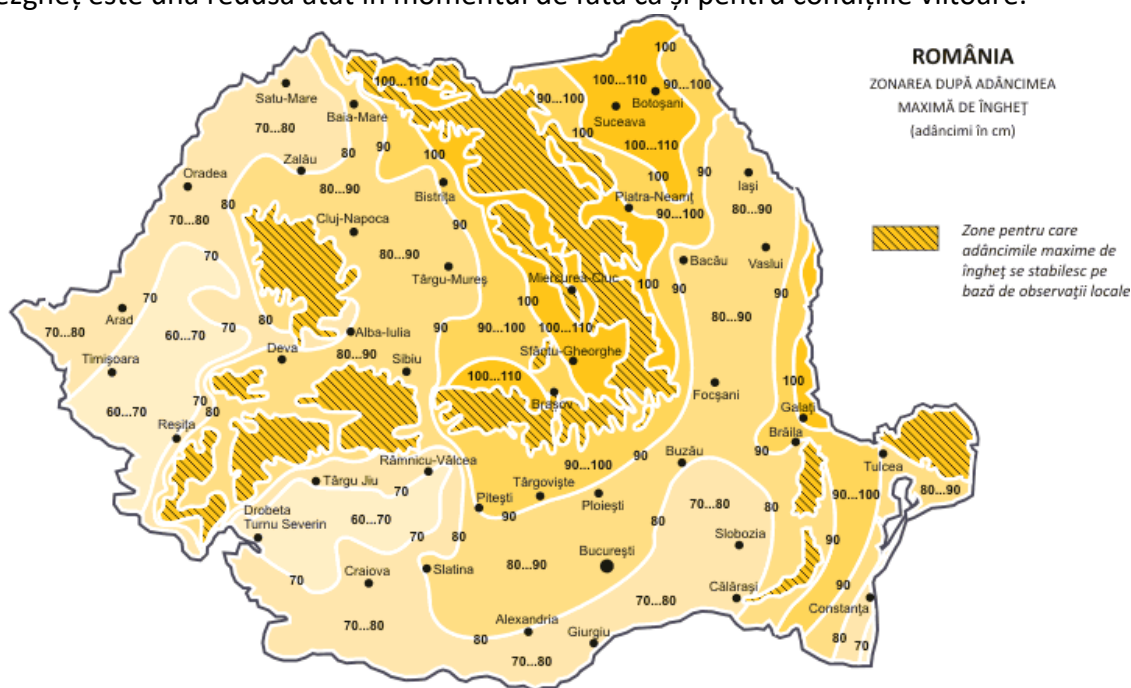
Element 1 - locația de implementare a proiectului este România și se poate afirma că proiectul se regăsește în arealul predisus de creștere semnificative a numărului de zile cu temperaturi ridicate.

Element 2 - numărul de zile ridicate este previzionat la 12-15 în intervalul 1971 - 2000. Se poate considera faptul că echipamentele ce sunt produse în prezent (2024) iau în calcul realitatea ultimilor ani, iar modul în care sunt concepute elementele de protecție ale infrastructurii de stocare includ și măsuri care fac ca creșterea temperaturii să fie resimțită ca risc climatic la variații mai ridicate. Se poate considera așadar în mod rezonabil că riscul ca în următorii 20-25 de ani să se producă o variația a temperaturii care să genereze impact asupra infrastructurii este unul redus, probabilitatea fiind așadar estimată corect.

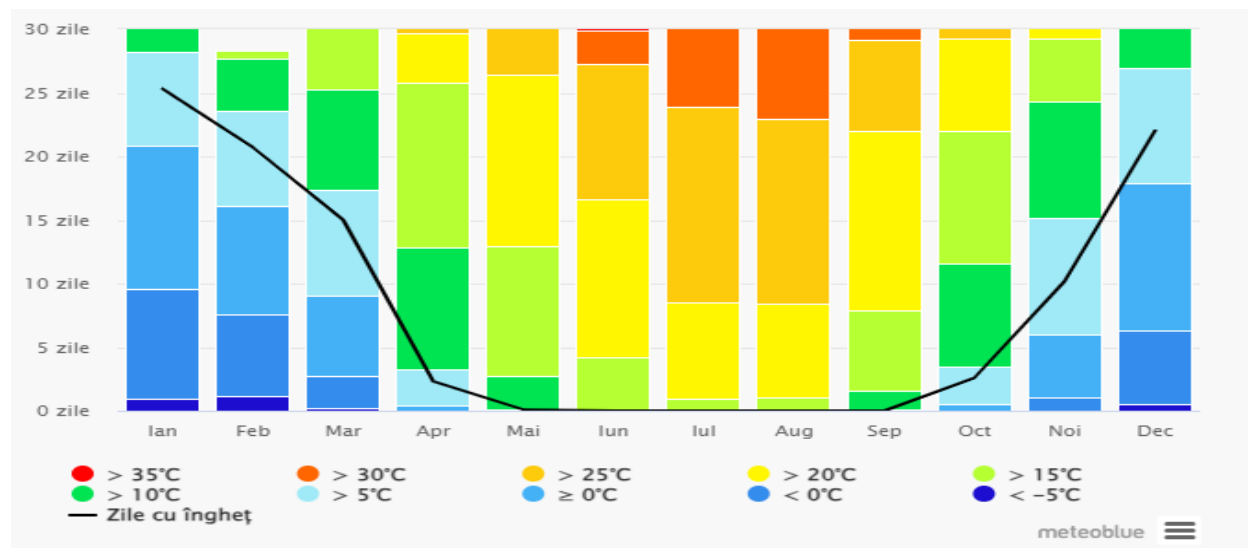
- **Fenomenul îngheț - dezgheț**

Înghețul este cel mai important fenomen climatic de iarna și este definit prin coborârea temperaturii aerului și a solului sub 0°C. La fel de important mai ales în condițiile implementării unui astfel de proiect este și regimul înghețului.

Ținând cont de datele disponibile precum și de faptul ca temperatura are în general o tendință de creștere se poate considera ca expunerea actuala a proiectului la fenomenul de îngheț – dezgheț este una redusă atât în momentul de fata ca și pentru condițiile viitoare.



Locația de implementare a proiectului este situată într-o zonă cu climat temperat-continental caracterizat printr-o adâncimea maximă de îngheț de 0,90 m.



Valurile de îngheț – dezgheț pot conduce la înregistrarea unor efecte negative asupra echipamentelor, similar cu cele din perioadele cu temperaturi extreme negative (în lipsa asigurării unor temperaturi optime de funcționare a echipamentelor) dar și o scădere a performanțelor economice, prin scăderea nivelului de energie stocată. Încălzirea globală manifestată în ultimii ani conform datelor prezentate anterior au făcut ca iernile să fie foarte blânde, înregistrându-se în general temperaturi pozitive, conform graficului https://www.meteoblue.com/ro/vreme/historyclimate/climatemodelled/c%C3%A2mpina_rom%C3%A2nia_681862, valabil pentru cea mai apropiată stație meteo.

În concluzie, dat fiind în special trendul de creștere al temperaturilor aerului (analizat în paragrafele anterioare), se poate considera că riscul apariției de temperaturi extreme negative pe perioade de timp îndelungate este redus spre aproape inexistent. Se va menține probabilitatea de risc redus.

- **Incendii de vegetație**

Incendiile de vegetație apar în zone cu suficientă vegetație și în amplasamente expuse unor temperaturi ridicate timp îndelungat. Așa cum a fost prezentat anterior, zilele cu temperaturi extreme sunt extrem de puține pe terenul amplasamentului. În plus, terenul pe care va avea loc amplasamentul este lipsit de vegetație, iar lângă acesta aflându-se în apropiere chiar și un curs de apă care ajută la menținerea unor temperaturi optime chiar și în zilele călduroase, astfel că riscul de expunere a proiectului la acest fenomen climatic prezintă un **risc redus**.

Concluzie: probabilitatea de apariție a riscului rămâne redusă.

- **Alunecări de teren**

Nu s-au pus în evidență, la momentul studierii terenului, **alunecări de teren active** în perimetrul studiat sau în vecinătatea acestuia. Pe baza concluziilor studiului geotehnic, acesta indică un risc **redus în zona amplasamentului**.

Concluzie generală: probabilitatea de apariție a riscurilor cu cel mai mare impact (intensitate) a fost evaluată corect.

Etapă 2: Evaluarea riscurilor climatice și a vulnerabilității pentru a se determina dacă riscurile climatice fizice sunt semnificative pentru activitatea economică respectivă

În continuare, pentru a putea determina dacă vreunul din riscurile analizate anterior **sunt semnificative** pentru activitatea economică, acestea au fost notate în funcție de categoria din care fac parte.

Punctaj:

Probabilitate risc		Intensitate risc	
Inexistentă	0	N/A	0
Redusă	1	Scăzută;	1
Medie	2	Medie;	2
Ridică	3	Ridică;	3
Iminentă	4	Devastatoare	4

Pentru ca un anumit risc climatic să fie considerat semnificativ, acesta trebuie să obțină un punctaj minim de 5 puncte, în urma sumei celor două elemente analizate – probabilitate și intensitate.

În tabelul următor sunt prezentate scorurile obținute de riscurile analizate anterior în funcție de cele două elemente analizate – riscul și intensitatea.

	NOTĂ RISC	NOTĂ INTENSITATE	NOTĂ FINALĂ
Riscuri cronice legate de temperatură			

Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)	1	2	3
Stresul termic	1	1	2
Variabilitatea temperaturii	1	1	2
Topirea permafrostului	0	0	0
Riscuri acute legate de temperatură			
Val de căldură	1	4	4
Val de frig/îngheț	1	4	4
Incendiu forestier	1	4	4
Riscuri cronice legate de vânt			
Schimbarea regimului vântului	1	3	4
Riscuri acute legate de vânt			
Ciclon, uragan, taifun	0	2	2
Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	2	1	3
Tornadă	1	2	3
Riscuri cronice legate de ape			
Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	0	0	0
Precipitații sau variabilitate hidrologică	0	0	0
Acidificarea oceanelor	0	0	0
Intruziunea salină	0	0	0
Creșterea nivelului mării	0	0	0
Stresul hidric	0	0	0
Riscuri acute legate de ape			
Secetă	0	0	0

Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	1	2	3
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	0	0	0
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	0	0	0
Riscuri cronice legate de masa solidă			
Eroziunea costieră	0	0	0
Degradarea solului	2	1	3
Eroziunea solului	0	0	0
Solifluxiune	0	0	0
Riscuri acute legate de masa solidă			
Avalanșă	0	0	0
Alunecare de teren	1	4	4
Subsidență	0	0	0

Se observă așadar că nu există nici un risc semnificativ pentru activitatea economică desfășurată care să necesite luarea unor măsuri suplimentare. Toate riscurile au un scor mai mic de 5 puncte, efectul producerii acestor riscuri fiind luat în calcul în previzionarea veniturilor activității economice.

În concluzie – în urma evaluării riscurilor climatice și a vulnerabilităților nu a fost identificat nici un risc

a cărui probabilitate și intensitate a impactului să necesite adaptarea infrastructurii la schimbările climatice, altele decât cele deja luate în calcul și vizibile în evoluția indicatorilor financiari ai activității desfășurate.

Pentru riscurile asociate cu schimbările climatice specifice acestui tip de proiect (stocare energie din surse regenerabile) identificate în etapa anterioară au fost propuse o serie de măsuri de adaptare.

- ✓ Măsuri pentru adaptarea riscului la temperaturi extreme pozitive

- utilizarea materialelor rezistente la oscilațiile de temperatura
- dotarea cu sisteme de stingere a incendiului (pentru situațiile cu temperatură ridicată care pot conduce la apariția de scurt circuite urmate de incendii)
- monitorizarea / urmărirea constantă a comportării sistemului / echipamentului la acest factor climatic
- ✓ Măsurile pentru adaptarea la fenomenul de îngheț – dezgheț
- utilizarea materialelor rezistente la oscilațiile de temperatură
- monitorizarea / urmărirea constantă a comportării sistemului / echipamentului la acest factor climatic

Având în vedere soluțiile tehnice adoptate, riscurile asociate schimbărilor climatice se reduc la un **nivel acceptabil**, care poate fi gestionat prin dezvoltarea și respectarea unor reguli de operare adecvate.

Se observă așadar că nu există nici un risc semnificativ pentru activitatea economică desfășurată care să necesite luarea unor măsuri suplimentare. Toate riscurile au un scor mai mic de 5 puncte, efectul producerii acestor riscuri fiind luat în calcul în previzionarea veniturilor activității economice.

În concluzie – în urma evaluării riscurilor climatice și a vulnerabilităților nu a fost identificat nici un risc

a cărui probabilitate și intensitate a impactului să necesite adaptarea infrastructurii la schimbările climatice, altele decât cele deja luate în calcul și vizibile în evoluția indicatorilor financiari ai activității desfășurate.

În cazul în care pe termen scurt sau mediu se identifică modificări semnificative ale ipotezelor folosite în realizarea proiecțiilor climatice în cadrul unei serii de scenarii viitoare (descrise la începutul prezentului paragraf) – conducerea societății are în vedere identificarea unor soluții de adaptare parcurgând următoarele etape:

- Realizarea unei evaluări a **soluțiilor de adaptare** care pot reduce riscul climatic fizic identificat.

- Punerea în aplicare a soluțiilor fizice și nefizice („soluții de adaptare”) identificate, care reduc în mod substanțial cele mai importante **riscuri climatice fizice semnificative** pentru activitatea economică respectivă.
- Asumarea faptului că soluțiile identificate **nu afectează în mod negativ eforturile de adaptare sau nivelul de reziliență la riscurile fizice legate de climă a altor persoane, a naturii, a altor active și/sau a altor activități economice și că acestea sunt în concordanță cu planurile și strategiile naționale de adaptare la schimbările climatice de la nivel local, zonal, regional sau național.**

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

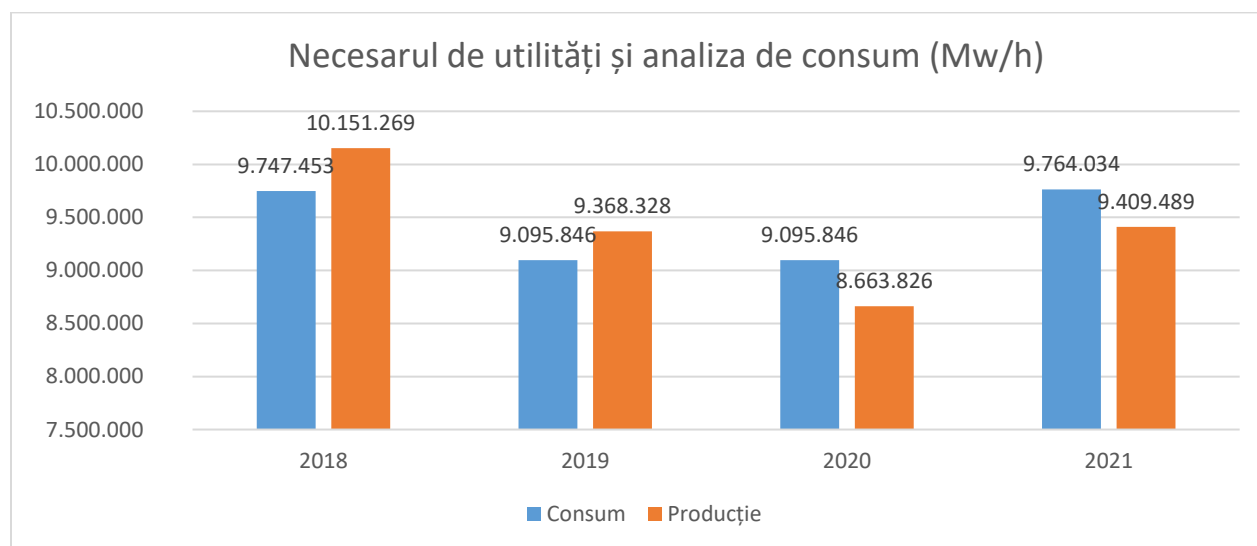
- necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;

Nu este cazul - Nu sunt necesare relocări / protejări de utilități.

Necesarul de utilități și analiza de consum se realizează ținând cont de analiza de consum existentă la nivel macro - economic, necesară pentru acea componentă de producție energie regenerabilă realizată în vederea revânzării către Sistemul Electric Național;

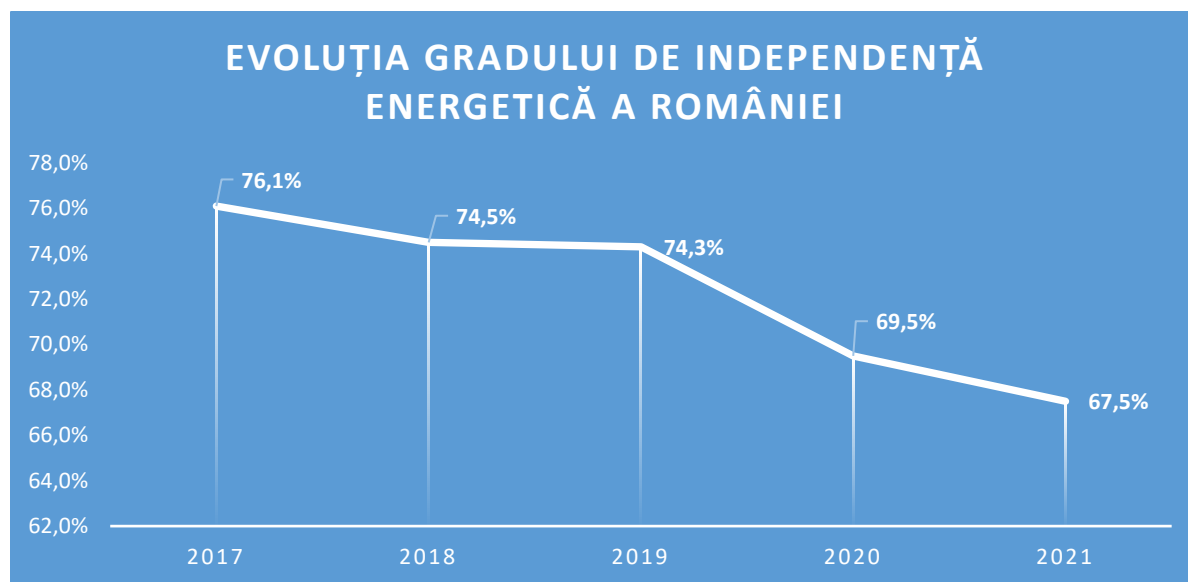
Necesarul de utilități și analiza de consum – nivel macroeconomic

În tabelul următor se regăsește necesarul de utilități respectiv analiza de consum a României în intervalul 2018-2021. Se poate observa ca anual, necesarul de utilități este de peste 9 milioane Mw/h, producția variind între 10,1 milioane Mw/h n anul 2018 și 9,4 milioane Mw/h în anul 2021.



Sursa: Sistemulenergetic.ro

Principala problemă în cazul energiei electrice nu o reprezintă discrepanța dintre energia produsă și cea consumată (acestea fiind relativ similare) ci gradul de independență energetică a țării. Conform datelor prezentate de INSSE.RO, gradul de independență energetică este în scădere, de la 76,1% în anul 2017 la aproximativ 67,5% în anul 2021.



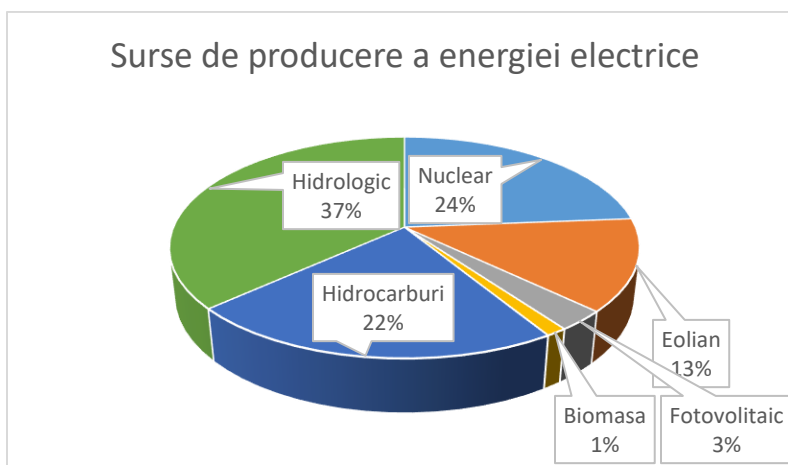
SURSA: INSSE.RO

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Alimentarea cu energie electrică a obiectivului se va face din rețeaua electrică de distribuție ce aparține Operatorului de Distribuție zonal, conform Avizului Tehnic de Racordare ce va fi eliberat de către acesta.

Soluții pentru asigurarea utilităților necesare:

În tabelul următor se regăsesc sursele de producere a energiei electrice din România. După cum se vede, principala sursă o reprezintă energia hidrologică, urmată de cea nucleară și de cea bazată pe hidrocarburi, toate 3 surse convenționale.



Sursa: Sistemulenergetic.ro

Energia fotovoltaică are o pondere mai degrabă neînsemnată, doar 3% din necesarul național fiind generat din acest tip de energie. Astfel, în vederea creșterii gradului de independență energetică se poate considera faptul că proiectul de față este util, cei **4.463 MW/h** ce vor fi comercializați anual ca urmare a implementării proiectului contribuind atât la creșterea ponderii energiei regenerabile curate în producția națională de energie precum și în ameliorarea gradului de independență energetică al României.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Proiectul respecta toate prevederile legate cu privire la principiile egalității de gen. Implementarea proiectului va presupune crearea unui nou loc de munca, lucru ce va fi realizat în conformitate cu Legea 202/2002 (dar și cu restul legislației în vigoare) privind egalitățile de șanse. Astfel, noii angajați ai companiei vor fi aleși pe baza performanțelor și a capacității intelectuale de a face față rigorilor impuse, nicidecum pe baza unor criterii precum sexul. Toate persoanele vor avea șanse egale în ocuparea postului din viitoarea organigramă, departajarea făcându-se exclusiv pe criterii de competente și abilitați profesionale.

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

În perioada realizării investiției, responsabilitatea forței de muncă va cădea în sarcina furnizorului produselor ce urmează a fi instalate. Din punct de vedere numeric se estimează între 2 și 7 persoane direct implicate în faza de realizare a investiției. Operarea investiției se va realiza cu personalul existent la nivelul SC. MITROFAR S.R.L.

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

Impactul asupra factorilor de mediu este unul minimal, locația de implementare a proiectului este situată în aria administrativă a localității Tulcea, jud. Tulcea, terenurile fiind identificate cu numerele cadastrale 50443, 50448, 50429, 50437 și 50433.

Investiția propusă va contribui la îmbogățirea producției de energie nepoluantă, regenerabilă, pe teritoriul României. Centrala electrică fotovoltaică propusă nu este de natură să polueze aerul sau solul. Producerea energiei electrice nu generează zgomote.

Terenul fiind amplasat într-o zonă agricolă periferică localității, nu există flora sau fauna locală care să fie afectată. Impactul vizual este neglijabil, construcțiile și echipamentele având înălțimi de maximum 5 metri.

Totodată, investițiile proiectului de față nu vor afecta:

- terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității subterane,
- terenuri care să fie recunoscute că au o valoare ridicată a biodiversității și terenuri care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) și
- terenuri forestiere (acoperite sau nu de copaci), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau în întregime sau destinate să fie acoperite de copaci, chiar dacă acești copaci nu au atins încă dimensiunea și acoperirea necesare pentru a fi clasificate ca păduri sau alte terenuri împădurite, astfel cum sunt definite în conformitate cu definiția FAO a pădurii.

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

Nu este cazul.

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

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume.

Reiterând cele menționate în capitolele anterioare, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, dar totuși, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

Creșterea înregistrată în 2021 a fost total inedită. Prețurile importurilor de energie, deși destul de volatile, nu s-au modificat în trecut cu mai mult de aproximativ 30% pe an, în timp ce între decembrie 2020 și decembrie 2021 importurile de energie au costat mai mult decât dublu față de anul precedent.

Agresiunea militară a Rusiei împotriva Ucrainei, care a început la 24 februarie 2022, a perturbat și mai mult piețele energiei, sporind presiunea asupra prețurilor, în special a gazelor și petrolului, și generând preocupări cu privire la securitatea aprovizionării cu energie în UE.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă. Prin implementarea unui proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile, se urmărește creșterea performanțelor financiare ale S.C MITROFAR S.R.L., cât și reducerea impactului asupra mediului.

4.6. Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară

Scopul elaborării analizei financiare este de a:

- calcula indicatorii de performanță financiară pentru cele două scenarii detaliate în cadrul prezentului Studiu de fezabilitate denumite generic Scenariul 1 și Scenariul 2, pentru a determina care dintre acestea este optim din punct de vedere financiar, în vederea implementării
- Evalua profitabilitatea investiției;
- Verifica sustenabilitatea financiară a proiectului.

Structura prezentei secțiuni este următoarea:

- a) prezentarea metodologiei și a ipotezelor generale de analiza
- b) evaluarea rentabilității financiare a investiției
- c) evaluarea sustenabilității financiare

a) Metodologie și ipoteze generale

Analiza financiară este elaborată conform instrucțiunilor prezentate în ghidul solicitantului precum și în conformitate cu documentele de referință: „Guidance on the methodology for carrying out cost-benefit analysis, Working document no.4” respectiv „Guide to cost-benefit analysis of investment projects – manualul CE privind ACB”

Analiza financiară se va efectua asupra variantei investitoriale optime și anume investiție cu finanțare europeană (scenariul cu proiect). Astfel, se mențin toate ipotezele pe baza cărora s-a construit respectiva variantă, și anume: bugetul investiției (deviz general, devize pe obiect), finanțarea investiției și delimitarea cheltuielilor în eligibile și neeligibile (buget indicativ), prognoza veniturilor, a cheltuielilor, proiecția fluxului de numerar atât pe perioada de implementare cât și pe perioada de funcționare. Pentru analiza financiară, conform instrucțiunilor din materialele suport, fluxul de numerar va cuprinde numai acele categorii de ieșiri/intrări specifice tipului de analiză: **determinarea indicatorilor de performanță ai proiectului (VANF/C, RIRF/C) respectiv evaluarea sustenabilității financiare a proiectului.**

Prezentăm structura fluxurilor de numerar luate în considerare la calculul indicatorilor de performanță conform Manualului CE privind elaborarea ACB:

ANALIZA FINANCIARĂ (sumar)

	RIRF/(C)	Sustenabilitatea	RIRF/(K)
TOTAL COST INVESTIȚIONAL			
Teren	-	-	
Construcții	-	-	
Echipamente	-	-	
Necorporale	-	-	
alte cheltuieli investiționale	-	-	
variația capitalului de lucru	-(+)	-(+)	
VALOAREA REZIDUALĂ	+		+
TOTAL COSTURI DE OPERARE			
materii prime	-	-	-
Salarii	-	-	-
energie, utilități	-	-	-
întreținere și operare	-	-	-
costuri administrative	-	-	-
reparații, costuri înlocuire*	-	-	-
alte ieșiri de numerar			
Dobânzi		-	-
rambursări de credite		-	-
impozite și taxe		-	
VENITURI OPERAȚIONALE			
produs X	+	+	+
produs Y	+	+	+
Servicii	+	+	+
SURSE DE FINANȚARE			
asistență UE		+	
buget de stat		+	_**
capital privat		+	-
împrumuturi		+	
alte resurse (ramburs TVA)		+	
* nu se suportă din costul investițional, nu sunt prevăzute în devizul general al investiției			
** numai în cazul indicatorilor de performanță la nivelul capitalului investițional			

Pentru fiecare tip de analiza vom prezenta fluxul de numerar cuprinzand numai acele elemente necesare a fi luate in calcul, conform tabelului de mai sus.

Fluxurile de numerar intocmite conform recomandarilor nu coincid cu fluxul de numerar aferent organizatiei in scenariul ales in capitolul precedent. Fluxurile ce stau la baza analizei sunt la nivel de proiect si respecta instructiunile din tabelul de mai sus, respectiv includerea sau excluderea anumitor fluxuri pentru fiecare analiza in parte.

Intr-adevar, ele au la baza fluxurile de numerar la nivel de companie pe baza carora se identifica fluxul de numerar aferent proiectului.

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**.

Indicatorii rentabilității financiare a investiției se calculează pe baza **fluxului de numerar net incremental**, care se calculează ca **diferență între fluxul de numerar net generat de scenariul cu proiect și fluxul de numerar net generat de scenariul contrafactual**.

Metoda incrementală

Metoda incrementală presupune identificarea fluxurilor de numerar asociate exclusiv proiectului de investiții prin diferența între fluxurile de numerar generate de operator în scenariul cu proiect (o dată cu realizarea investiției) și fluxul de numerar la nivelul operatorului în scenariul contrafactual. Prin diferența celor două se obțin exclusiv fluxurile de numerar generate de proiect (nu de solicitant sau de întreaga activitate desfășurată). În funcție de situație, scenariul contrafactual poate fi astfel:

- **Varianta „do nothing/business as usual”**, cea mai utilizată și potrivită celor mai multe situații
- **Varianta „do minimum”**
- **Varianta unei investiții alternative**, când situația impune această abordare.

Așa cum am spus, **alegerea scenariului contrafactual** depinde de situația și de caracteristicile proiectului de investiții:

- În cazul în care investiția propusă este o alegere de dezvoltare a companiei într-o anumită direcție, este o investiție fără de care activitatea curentă poate fi desfășurată oricum din punct de vedere tehnic sau legislativ, dacă este o investiție nouă într-un domeniu nou de activitate, dacă este o investiție de diversificare – **atunci scenariul contrafactual este cel fără investiție, respectiv „do nothing sau business as usual”, cum sunt definite în manualul CE privind ACB**
- În cazul în care de exemplu, activitatea curentă se confruntă cu o situație tehnică sau operațională care este imperios necesară a fi rezolvată, iar în cazul în care nu se rezolvă activitatea nu ar putea continua – atunci un scenariu contrafactual poate fi varianta „do minimum”. De exemplu, în cazul în care un echipament sau instalație din fluxul tehnologic existent nu mai este funcțional, sau se apropie de finalul perioadei de funcționare, din punct de vedere tehnic sau moral, iar proiectul de investiții presupune achiziția unei noi instalații: varianta do nothing

nu este una fezabila; fara rezolvarea situatiei activitatea ar fi compromisa; astfel, varianta alternativa pentru analiza incrementala va fi de exemplu scenariul in care se fac investitii de reparatii si intretinere a respectivei instalatii pentru marirea perioadei de viata. In aceste cazuri se impune scenariul „do minimum”

- Ultima varianta, cea mai putin intalnita – de a considera scenariul contrafactualo varianta alternativa de investitie se impune in anumite cazuri cand de exemplu, o autoritate, un cadru legislativ, o decizie ce trebuie pusa in aplicare – obliga operatorul la realizarea unei investitii; de exemplu, autoritatea de mediu impune unui operator sa constituie o capacitate de a depozita sau prelucra deseurile generate de activitate: varianta do nothing este exclusa, pentru ca activitatea ar fi compromisa, inchisa; varianta do minimum de asemenea nu este potrivita pentru ca am presupus ca in cadrul organizatiei nu exista deja o capacitate de prelucrare, care poate fi modernizata, extinsa sau reabilitata; astfel evaluarea incrementala trebuie sa ia in calcul pe langa scenariul de investitie analizat, o alta varianta investitionala, diferita din punct de vedere tehnic si/sau financiar dar care sa atinga scopul propus. Astfel, in conditiile in care solicitantul este oricum obligat sa realizeze o investitie (nu are varianta de a nu face nimic, de a continua activitatea fara realizarea proiectului) atunci avantajele scenariului ales se vor evalua comparativ cu scenariul alternativ.
- Conform ghidului pentru analiză cost beneficiu (cba guide 2020) – scenariul 0 NU este recomandat doar în situația în care ”a nu face nimic” reprezintă un scenariu catastrofic. (exemplu – construirea unei infrastructuri de sănătate, unde a nu face nimic generează inclusiv pierderi de vieți omenești). În cazul de față, a nu face nimic este o varianta posibila si viabila – nefiind vorba de o situație catastrofică situația în care beneficiarul proiectului nu va deține o centrală de producere energie electrică fotovoltaică.

Astfel, in cazul prezentului proiect, fiind vorba de crearea unei capacitati noi de productie energie care nu conditioneaza tehnic activitatea curenta, care nu este impusa de o decizie cu obligativitatea de a fi implementata si care este in fapt o investitie care urmareste cresterea performantei companiei si diversificarea – **scenariul contrafactual este varianta fara proiect („business as usual/do nothing”).**

Avem asadar cele doua scenarii necesare realizarii analizei prin metoda incrementala:

- **Scenariul 1 – realizarea proiectului in scenariul tehnic ales, identificat in SF**
- **Scenariul 2 – contrafactual – varainta fara investitie (do nothing/business as usual)**

Prin diferenta dintre cele doua se obtin fluxurile de numerar generate exclusiv de proiectul de investitii. Aceste fluxuri de numerar obtinute stau la baza calculului indicatorilor de performanta financiari (si economici) prin prelucrarea conform tabelului prezentat in debutul sectiunii: pentru calculul indicatorilor de proiect se iau in calcul fluxurile operationale (nu si cele financiare sau cu taxarea), pentru sustenabilitate se considera absolut toate fluxurile iar pentru evaluarea performantei capitalului se dau la o parte fluxurile de intrare din finantarea nerambursabila inasa se considera costurile financiare (cu dobanzi).

Fluxul de numerar net reprezintă diferența dintre intrările de numerar și ieșirile de numerar.

Ieșirile de numerar

- 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 înlocuire – includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mica decât perioada de referință a proiectului;
- Costurile de operare – includ toate costurile generate de operarea și întreținerea noii infrastructuri.

Intrările de numerar

- Veniturile din operare – includ intrările de numerar plătite direct de utilizatori pentru energia produsa. Veniturile vor fi determinate pe baza cantităților vândute sau a economiilor la costurile de funcționare generate de operațiune previzionate pe perioada de referință a proiectului și pe baza prețurilor specifice.

Ipoteze generale (aplicabile intregii analize):

Orizontul de analiza: 20 ani

Orizontul de analiza reprezintă numărul maxim de ani pentru care se fac previziuni.

Având în vedere caracteristicile proiectului de investiții propus, previziunile vor acoperi o perioadă de 20 ani, în conformitate cu Ghidul privind Analiza Cost Beneficiu a proiectelor de investiții, întocmit de Comisia Europeană, pentru proiectele din sectorul energetic, aceasta incluzând și perioada de implementare a proiectului.

Anul 2025 va fi considerat anul 1 al investiției – an de implementare a proiectului. Anul 2027 este considerat primul an de funcționare a investiției. În analiza cost beneficiu, toți ani vor fi prezentați numeric: anul 1, anul 2, etc.

Perioada de implementare: 2 ani (24 luni)

Factori legislativi

Ipoteza referitoare la influența factorilor legislativi asupra derulării acestui proiect de investiții presupune existența unui cadru legislativ solid care să încurajeze noile investiții în următorii ani, în sectorul energetic. Având în vedere faptul că resursele de energie convenționale sunt epuizabile, investițiile în producerea energiei din surse regenerabile vor beneficia de politici fiscale favorabile.

Factori economici

Pentru realizarea analizei financiare și economice s-au utilizat preturi constante, care au fost actualizate ulterior cu rata recomandată de Ghidul de realizare a Analizei Cost Beneficiu.

Rata de actualizare financiară – 4%

Rata de actualizare economică – 5%

Rata de actualizare financiară utilizată este de 4% în termeni reali, conform recomandărilor pe când rata de actualizare în termeni reali, folosită în analiza economică este de 5%.

Cursul valutar: 4,9683 lei/Eur

În cazul estimării costurilor investiționale, s-a folosit Cursul mediu de schimb de 4,9683 lei prevăzut în ghidul solicitantului respectiv cursul inforeuro din luna precedentă lansării apelului de proiecte.

Valoarea reziduală

În cazul prezentului proiect, durata de viață a parcului fotovoltaic este de 20-25 de ani (conform specificațiilor uzuale date de producători/furnizori) durata ce depășește perioada de referință, astfel ca valoarea reziduală va fi determinată prin calcularea valorii nete actualizate 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 având în vedere faptul ca veniturile depășesc costurile de operare și mentenanță a investiției.

Alte ipoteze generale de analiza:

- Proiecțiile financiare sunt realizate în lei;
- Valoarea TVA – 19%;
- Rata de actualizare este estimată în conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomandă utilizarea ratei de actualizare financiară de 4%, a ratei de actualizare socială de 5% pentru proiecte majore în țările beneficiare ale Fondului de coeziune
- Analiza este realizată la prețuri constante
- Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației; în analiza indicatorilor inflația și alți indicatori de trend sunt incluși în rata de scont utilizată (4% pentru analiza financiară și 5% pentru analiza economică)
- Prețurile (nivelurile de venit și cost) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză în conformitate cu prevederile analizei Ghidului pentru analize cost- beneficiu care recomandă această metodă în cazul în care evoluția prețurilor este imprevizibilă și nu poate fi determinată cu un grad adecvat de acuratețe. În cazul de față, în care durata de analiză este de 20 de ani (în contextul pandemiei COVID tocmai încheiate și a conflictului ruso-ucrainean care cresc gradul de imprevizibilitate) este important ca ipotezele utilizate să fie prudente și fundamentarea lor să fie făcută pe analize istorice de intervale mari. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență în determinarea indicatorilor proiectului. Aspectul de față este tratat și în cadrul analizei de risc – ”evoluțiile preconizate ale prețurilor relative pentru inputuri cheie în proiect ar trebui luate în considerare în cadrul evaluării de risc ”

- Analiza este realizată în conformitate cu principiul economic al prudenței – nu sunt considerate ipoteze optimiste cu privire la evoluția preturilor sau costurilor.
- Analiza evaluează exclusiv proiectul de investiție (rezultat al metodei incrementale și al principiilor ACB), și nu evaluează activitatea la nivelul companiei (care este evaluată din perspectiva eligibilității sau a capacității de cofinanțare). Proiectul este așadar o unitate de analiză independentă, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.

b) Evaluarea rentabilității financiare a investiției (VANF/C; RIRF/C)

Rentabilitatea financiară a unei investiții este evaluată prin estimarea valorii actualizate nete financiare și a ratei de rentabilitate financiară a investiției [VANF/C și RIRF/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.

Indicatorii rentabilității financiare a investiției se calculează pe baza fluxului de numerar net incremental, care se calculează ca diferență între fluxul de numerar net generat de scenariul cu proiect și fluxul de numerar net generat de scenariul contrafactual, fara proiect/

Costurile proiectului sunt specifice pentru fiecare scenariu în parte și sunt compuse din următoarele categorii de cheltuieli:

- 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); acestea se manifesta in anul 1 de analiza, respectiv perioada de implementare.
- Costurile de înlocuire – includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mică decât perioada de referință a proiectului; N/A;
- Costurile de operare – includ toate costurile generate de operarea și întreținerea noii infrastructuri sau a infrastructurii modernizate; acestea se manifesta in perioada de operare a investitiei, respectiv in anii 2-20 de analiza.

Costurile de operare și mentenanță au fost evidențiate pe componente variabile și fixe. Pentru costurile fixe s-au luat în calcul: costuri cu întreținerea și reparațiile, costurile cu personalul, costurile administrative, costurile cu redevența și alte costuri cu taxe și licențe de operare.

În cazul costurilor variabile, s-a avut în vedere evoluția prețurilor la materia primă, costurile cu certificatele CO2 fundamentate pe calculul de emisii CO2, costuri materiale, costuri cu utilitățile, costuri cu serviciile prestate de terți. Totodată aceste costuri sunt direct corelate veniturilor societății, urmând trendul acestora dar și ipotezele respectiv recomandările ghidului CBA referitor la păstrarea constantă a ipotezelor asumate în contextul situației actuale.

Costurile investitionale

În tabelul următor sunt prezentate costurile cu investiția defalcate pe categorii de cost:

nr. Crt	Categorie cheltuiala	Valoare (RON)
1	Amenajarea terenului	10.000,0
2	Studiu de fezabilitate	12.000,0
3	Proiect tehnic	35.000,0
4	Detalii de executie	25.000,0
5	Consultanta management de proiect neeligibil	50.000,0
6	Audit financiar	5.000,0
7	Asistenta tehnica	25.000,0
8	Lucrari de constructii investitia de baza	1.079.114,8
9	Lucrari de constructii conexe	400.941,8
10	montaj	327.411,0
11	echipamente cu montaj(parc)	8.092.532,5
12	STOCARE	1.500.000,0
13	dotari neeligibile	6.000,0
14	AC + ISC	33.600,0
15	Diverse si neprevazute	80.000,0
16	informare si publicitate	5.000,0
	TOTAL BUGET (lei fara TVA)	11.686.600,0

Aceste costuri reprezintă valoarea investiției și se realizează o singură dată – pe durata a doi ani calendaristici denumiți perioada de implementare a proiectului. În documentele anexate perioada de implementare a proiectului sunt anii 1 și 2.

Costurile de înlocuire

Infrastructura tehnică de producere a energiei regenerabile este formată din mai multe componente tehnice – fiecare cu o durată de viață distinctă. La momentul de față nu se cunoaște furnizorul sau modelul de echipament ce va fi achiziționat, motiv pentru care nu poate fi

determinat cu acuratețe care este perioada de timp pentru care echipamentele vor funcționa. Majoritatea tehnologiilor disponibile în prezent ofera însă o perioadă de garanție de peste 20 ani. Astfel, este greu de spus când și dacă va fi cazul ca anumite componente investitoriale vor fi înlocuite pe orizontul analizat de 20 ani (din care 18 de funcționare).

Costurile de înlocuire au un impact semnificativ asupra proiecțiilor și pot cu ușurință influența rezultatul în funcție de valoarea pe care o considerăm pentru acestea.

Conform metodologiei de realizare a ACB propusă de CE se recomandă ca orizontul analizat pentru investiții să nu fie mai mare decât durata de viață normată sau estimată a investiției și în consecință în analiza financiară să nu fie necesară includerea acestor costuri. În cazul nostru, perioada de analiză propusă prin ghid este similară cu perioada estimată de viață a tehnologiei astfel încât considerăm ca este potrivit să NU fie incluse în fluxurile de numerar costuri de înlocuire. Aceasta nu reprezintă o ipoteză optimistă (adică nu se presupune ca nu vor fi necesare sub nicio formă) ci din contra se dorește doar ca analiza să nu fie influențată artificial și indicatorii reglați prin introducerea unei sume de conveniență într-un an de conveniență astfel încât să se obțină fix indicatorii doriți.

Deci, datorită perioadei de analiză similare cu durata de viață a instalațiilor, NU vom considera costuri de înlocuire pe orizontul analizat. Considerăm ca eventuale înlocuiri ar fi normale și se vor realiza cu precădere după un orizont de funcționare de 20 ani.

În schimb, pentru ca analiza să respecte principiul prudenței se vor considera costuri perpetue (anuale) de întreținere și reparații pentru investiție astfel încât ipoteza ca pe orizontul analizat să nu se efectueze înlocuiri să fie susținută. Aceste cheltuieli sunt detaliate în secțiunea de costuri operaționale.

Costuri operaționale

Costurile de operare sunt acele costuri necesare pentru ca infrastructura tehnică să poată funcționa la parametrii optimi pe întreaga durată de analiză. Aceste costuri se vor realiza în cei 18 ani de operare și anume, între anul 3 și anul 20.

Costurile de operare sunt împărțite în două categorii după cum urmează:

- Costuri fixe – independente de capacitatea instalată sau de cantitatea de energie pe care sistemul fotovoltaic o va produce;

- Costuri variabile – dependente fie de puterea instalată a parcului fie de cantitatea de energie pe care sistemul o va produce anual.;

Costurile fixe:

S-au identificat următoarele categorii de costuri fixe după cum urmează:

- **Cheltuieli salariale:** proiectului de investitii ii vor fi alocate 2 persoane din cadrul firmei, dupa cum urmeaza:,

nr. Crt	Cheltuieli cu personalul	salariu Brut - lei	Contributie angajator	Total cheltuieli / lunar
	Personal tehnic	7.452	191,20	7.643,65
	Personal comercial	7.452	191,20	7.643,65
	Total cheltuieli de personal - lunar			15.287,30
	Total cheltuieli de personal - anual			183.447,60
	din care:			
	salarii			178.858,80
	contributii			4.588,80

- **Cheltuielile cu asigurarea la risc a instalatiilor:** aceste cheltuieli sunt estimate la 2.500 euro anual per MW instalat; in total, cheltuielile cu asigurarile vor fi in valoare de 55.893,38 lei/an

Asigurare reprezintă costurile pe care beneficiarul infrastructurii le suportă pentru a avea constant puterea instalată a rețelei disponibilă. Fiind vorba de elemente care se amplasează în mediul exterior, acestea sunt supuse interperțiilor – existând periodic riscul de deteriorare a celulelor fotovoltaice și implicit de reducere a cantității de energie electrică produsă

- **Impozitele, taxele si varsamintele asimilate:** reprezinta taxele locale pe imobilizari; sunt cuantificate la 1,2% din valoarea lucrarilor de C+M din bugetul investitional.
- **Cheltuielile operationale cu consumabile si utilitati:** reprezinta cele mai mici costuri operationale si acopera un nivel minim de activitate administrativa. Aceste cheltuieli se ridica la un nivel de 42.840 lei anual distribuite astfel:

Categorie de cheltuiala:	RON/an
materii prime si mat consumabile	21.420
alte cheltuieli materiale	12.852
alte cheltuieli din afara (en si apa)	8.568

Costurile variabile:

- **Cheltuielile cu tertii** pentru securitate, operare si mentenanta: 696.229 lei/an reprezentand in principal servicii de operare si mentenanta preventiva a parcului (20% din venituri) - aceste costuri sunt dimensionate strict în funcție de gabaritul investiției si rezultatele produse, fiind de asemenea similare în cazul ambelor scenarii tehnice evaluate.

Activitățile de mentenanta preventiva includ urmatoarele:

Activități corective ocazionale/la nevoie, situații neprevăzute

- Intervenții corective: constatare, înlocuire echipamente.
- Control la distanta, configurări și setări in timp real.
- Upgrade firmware invertoare;

Activități semestriale pentru mentenanța preventive

- Testarea funcționării corespunzătoare a monitorizării la distanta.
- Examinarea prin eșantionare a elementelor de fixare ale modulelor, înlocuirea acestora daca este necesar.
- Inspectarea prin eșantionare a elementelor de fixare si asamblare a structurii de susținere a panourilor.
- Inspecție vizuala a factorilor ce ar putea determina daune la sistemul de izolare a stringurilor din sistem.
- Inspectarea/mentenanța preventiva a echipamentelor meteo instalate.
- Raport complet cu fotografii ale constatărilor.

Activități anuale pentru mentenanța preventive

- Măsurători de izolație a stringurilor.
- Verificarea cu camera de termoviziune a cablurilor si conectorilor.
- Verificarea cu camera de termoviziune a panourilor fotovoltaice + raport.
- Teste funcționale ale ventilatoarelor si sistemelor de răcire ale invertoarelor.
- Testarea întrerupătoarele de circuit și comutatoarele de alimentare.
- Măsurarea Voc si Isc pe un eșantion de 10% din stringuri si 1% din fiecare tip de module fotovoltaice.
- Măsurarea prizelor de pământ realizată cu echipamente si personal certificat (PRAM), urmată de buletine de măsurare.

- Verificarea etanșeității conexiunilor terminale (tablouri, cutii de siguranțe) curățare internă la nivel de invertor.

Costuri cu dezechilibrele:

Costurile cu dezechilibrele – sunt denumite generic astfel si reprezinta pierderi de venit fie prin plata unui supra pret pentru a compensa pentru producerea unei cantitati mai mici decat estimate fie prin primirea unui pret foarte mic in cazul in care se produce si livreaza peste cantitatea estimata si raportata.

Conform legislației în vigoare, orice producător de energie are obligația încheierii un contract pe Piața Responsabilă cu Echilibrarea și reprezintă costurile pe care beneficiarul infrastructurii le va plăti anual pentru dezechilibrele de rețea.

Având în vedere faptul ca în bugetul proiectului ESTE previzionata achiziția bateriilor de stocare – aceste costuri sunt estimate la un **nivel de 1%** din valoarea energiei furnizate în SEN.

Suplimentar costurilor de operare mai avem doua categorii de cheltuieli:

- Cheltuieli (contabile) cu amortizarea
- Cheltuieli financiare (cu dobanzaile aferente creditului pentru cofinantare)

Cheltuielile cu amortizarea

Amortizarea la nivelul companiei include amortizarea curenta a companiei cumulata cu amortizarea generata de proiectul de investitii.

Prezentam metodologia de calcul a amortizarii pentru activitatea cu proiect. Amortizarea cu proiect include cheltuielile cu amortizarea aferenta activelor achizitionate prin proiect.

Ca si metodologie contabila, pentru activele finantate din ajutor regional x%, in contrapartida cu inregistrarea amortizarii activelor se inregistreaza si venituri din subventii pentru investitii, reprezentand x% din valoarea amortizarii (unde x reprezinta procentul de finantare nerambursabila raportat la valoarea eligibila a proiectului). Astfel, cheltuiala neta efectiva cu amortizarea reprezinta (1-x)% din valoarea amortizarii totale, pentru activele finantate.

In proiectia bilantului, amortizarea aferenta achizițiilor din subventii se deduce din valoarea subventiilor, pe masura amortizarii activelor.

Prezentam calculul amortizarii:

Detalierea cheltuielilor cu amortizarea

An achizitie	Elemente buget	Valore RON	Eligibil	Neeligibil	Perioada de amortizare	Amortizare totala anuala	Amortizare anuala contributie proprie	amortizare subventie
		RON	RON	RON	ani	RON	RON	RON
2	Amenajarea terenului neel	10.000	0	10.000	20	500,00	500,00	0,00
2	Proiectare si asistenta tehnica (cap 3) neel	152.000	0	152.000	20	7.600,00	7.600,00	0,00
2	Construcții și instalații	1.480.057	1.079.115	400.942	20	74.002,83	49.874,29	24.128,54
2	Montaj	327.411	327.411	0	20	16.370,55	9.049,78	7.320,77
2	Utilaje cu montaj	9.592.532	8.092.532	1.500.000	20	479.626,62	298.681,10	180.945,52
2	Dotari - neeligibil	6.000	0	6.000	20	300,00	300,00	0,00
2	Comisioane, cote, taxe	33.600	0	33.600	20	1.680,00	1.680,00	0,00
2	Cheltuieli diverse și neprevăzute	80.000	0	80.000	20	4.000,00	4.000,00	0,00
2	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000	0	5.000	20	250,00	250,00	0,00
		0	0	0	20	0,00	0,00	0,00
	TOTAL	11.686.600				584.330	371.935	212.395

Cheltuielile cu servicii asociate proiectului de investitii sunt incluse in costul investitional si supuse procesului contabil de amortizare odata cu mijloacele fixe carora le sunt asociate (in cazul nostru, capacitatea de productie de energie).

Veniturile generate de proiect

Veniturile din operare – includ intrările de numerar plătite direct de utilizatori pentru energia produsă. Veniturile vor fi determinate pe baza cantităților vândute sau a economiilor la costurile de funcționare generate de operațiune previzionate pe perioada de referință a proiectului și pe baza prețurilor specifice.

Veniturile pe care societatea le va obține ca urmare a implementării proiectului se realizează pe perioada de operare – anii 3 -20 din cadrul analizei anexate. Veniturile infrastructurii vor fi prezentate luând în calcul cele 4 elemente fundamentale ale acestora și anume produsul, sezonabilitatea, cantitatea și prețul.

Ca și în cazul costurilor – prețurile de vânzare vor fi păstrate constante (conform prevederilor Ghidului Solicitantului) iar eventuala evoluție a acestora este luată în considerare în cadrul analizei de risc.

Veniturile sunt similare în cazul ambelor variante tehnice analizate în cadrul SF.

Produsul :

Implementarea proiectului va genera la nivelul societății, un singur tip de produs: energia produsă de capacitatea fotovoltaică.

Energia electrică produsă în urma realizării investiției se valorifică **intr-un singur mod:**

- **Venituri din producție energie electrică – vândute către SEN;**

Produsele generatoare de venituri sunt astfel:

- **energie livrată în rețea**

Sezonabilitatea:

Sezonabilitatea producției se manifestă în interiorul unui an calendaristic, producția fiind mai ridicată în lunile mai clăduroase (martie-septembrie) în conformitate cu curba de producție a capacității fotovoltaice instalate.

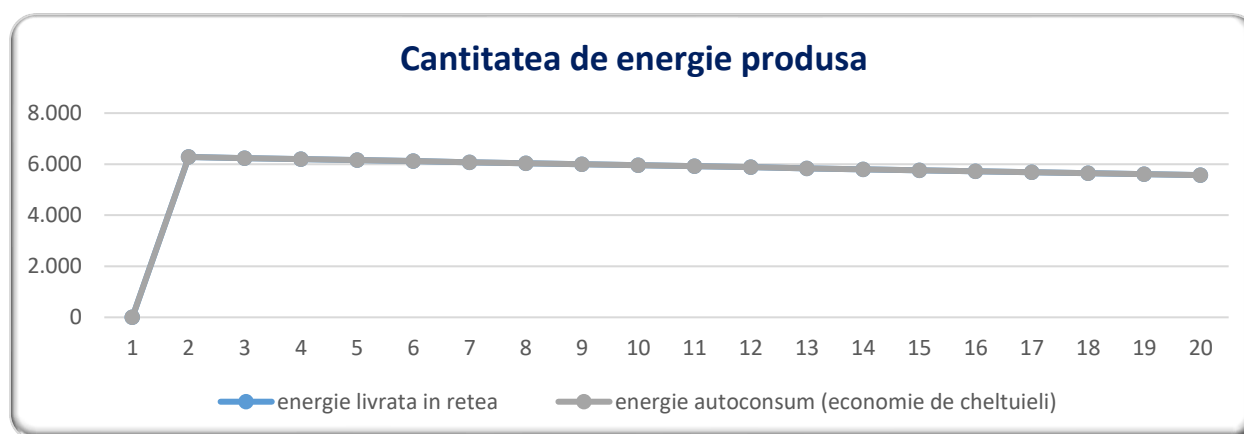
Ținând cont că analiza se realizează la nivel de an, sezonabilitatea nu influențează proiecțiile financiare.

Cantitatea:

Cantitatea de energie produsă este determinată de capacitatea instalată și de parametrii de radiație solară la nivelul amplasamentului. În conformitate cu datele specifice aferente proiectului avem următorii parametri de venit:

	indicator	Valoare	u.m.
	capacitate instalata	4,500	MW
	cantitatea totala de energie produsa	5.693	MWh/an
	cantitatea de energie produsa per MW instalat	1.265	MWh/MW
	echivalent ore de functionare peak power anual	1.265	ore
	factor de capacitate	14,44%	
	distribuire productie realizata pe categorii:		
100,00%	energie livrata in SEN	5.693,00	MWh/an
0,00%	energie autoconsum	0,00	MWh/an

Subliniem faptul ca anual cantitatea produsa se diminueaza cu factorul de depreciere tehnica anuala a capacitatii de 0,66%/an.



Prețul:

Prețul reprezintă cel mai important element al întregii analize financiare, o supraestimare sau subdimensionare a acestuia putând cauza decizii investiționale greșite. În determinarea prețului s-a ținut cont de următoarele aspecte:

- Evoluția numărului de consumatori de energie rezidențiali și non rezidențiali (evoluție demografică, evoluția gradului de conectare la rețeaua de termoficare, etc);
- Consumul specific pe tip de consumator și evoluția acestui indicator în condițiile schimbărilor climatice și a lucrărilor de reabilitare a locuințelor;
- Evoluția indicatorilor macroeconomici relevanți și a altor factori care influențează consumul de energie electrică;

În determinarea prețului pe care beneficiarul proiectului îl va solicita s-a plecat de la prețul mediu anual al energiei electrice pentru intervalul 2019 - 2024 (mai). În tabelul următor sunt prezentate valorile obținute:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Preț mediu Lei/ Mwh	251	197	539	1.329	524	371

Sursa:Opcom

Având în vedere faptul că anul 2022 reprezintă o valoare extrem de ridicată comparativ cu restul valorilor din șir, cu un potențial ridicat de a denatura calculele obținute, aceasta a fost exclusă din determinarea prețului mediu al energiei electrice pentru intervalul 2019-2024, valoarea obținută fiind **de 376,4 lei/ MWh**.

Datorita volatilitatii pretului, pentru o analiza si o evaluare prudenta, considera o marja de prudenta de 20% din pretul mediu calculat si consideram in analiza financiara un pret mediu pe orizontul de analiza de 80% din pretul mediu ponderat, respectiv 301 lei/Mwh

Astfel, parametru de pret pentru vanzare in SEN este:

Pret vanzare SEN: 301 lei/MWh

Justificare pret energie autoconsum – N/A (nu se aplica)

Pretul pentru energia valorificata prin autoconsum este calculat pornind de la aceasta valoare reprezentativa prin aplicarea corectiilor si parametrilor necesari si tinand cont de asemenea de:

- principiul „poluatorul plătește”, ținând seama de caracterul rezonabil al acestora;
- principiul recuperării integrale a costurilor care în cazul proiectelor care vizează producția de energie trebuie reconciliat cu analiza suportabilității de plată a beneficiarilor finali;
- aplicarea subvențiilor de preț conform reglementărilor în vigoare;
- modalitatea stabilirii prețurilor sau tarifelor (pe piață, bilaterale, reglementate) la energia electrică produsă și livrată în Sistemul energetic național.

Pretul pentru energia valorificata prin autoconsum este echivalent cu pretul estimat cu care s-ar fi achizitionat energia din SEN. Acest pret, fata de pretul de vanzare (care reprezinta pret de achizitie pentru un furnizor de energie) suporta suplimentar cote, taxe, accize, tarife de distributie, etc.

Astfel, valorile suplimentare adaugate unui pret reprezentativ de achizitie (pentru un furnizor), pentru a se obtine pretul final de vanzare catre consumator sunt:

- 50 lei/MWh – tarif de distributie
- 30 lei/MWh – tarif de transport general
- 72,5 lei/Mwh – contravaloare certificate verzi
- 25,5 lei/MWh – contributie pentru cogenerarea de inalta eficienta

- 2,7 lei/MWh – acciza

In total, la pretul de achizitie al energiei, furnizorul adauga in medie, un total de 180,7 lei/Mwh.

Asupra pretului de vanzare catre consumatorul final exista o limitare legislativa dar care la nivelul furnizorului este compensata prin subventie. Practic, se subventioneaza pretul de achizitie al energiei astfel incat la nivel de consumator sa nu se resimta eventualele cresteri ale pretului de tranzactionare in piata a energiei.

Pretul estimat a fi platit pe orizontul analizat de un consumator pentru energia consumata din SEN este asadar **301** (pret de baza, cost pentru furnizor) + 180,7 (valoare adaugata) = **481.7** lei.

Astfel, parametru de pret pentru energie autoconsum este:

Pret energie autoconsum: 481,7 lei/MWh

Avand detalitati toti parametrii de costuri si de venituri putem prezenta centralizat proiectia veniturilor, cheltuielilor la nivel de proiect precum si a celorlalte situatii bilantiere:

Tabel 1 **VENITURI - perioada de operare (3-20)**
Proгноza veniturilor PROIECT

4,98

Nr. Crt.	Categoria	Pret in RON/UM	UM	an 3	an 4	an 5	...	an 19	an 20
Vanzari FIZICE previzionate									
1	energie livrata in retea	301	MWh	5.693,00	5.655,43	5.618,10	...	5.120,68	5.086,88
2	energie autoconsum (economie de cheltuieli)	481,7	MWh	0,00	0,00	0,00	...	0,00	0,00
Vanzari valorice previzionate									
3	energie livrata in retea		RON	1.713.593	1.702.283	1.691.048	...	1.541.325	1.531.152
4	energie autoconsum (economie de cheltuieli)		RON	0	0	0	...	0	0
Venituri din energie - total				1.713.593	1.702.283	1.691.048	...	1.541.325	1.531.152

Tabel 2 **CHELTUIELI OPERATIONALE**
Proгноza cheltuielilor PROIECT

Nr. Crt.	Categoria	UM	an 3	an 4	an 5	...	an 19	an 20
1	Cheltuieli cu materiile prime si cu materialele consumabile	RON	21.420	21.420	21.420	...	21.420	21.420
2	Alte cheltuieli materiale	RON	12.852	12.852	12.852	...	12.852	12.852
3	Alte cheltuieli din afara (cu energia si apa)	RON	8.568	8.568	8.568	...	8.568	8.568
4	Cheltuieli privind marfurile	RON	0	0	0	...	0	0
5	Cheltuieli materiale – total	RON	42.840	42.840	42.840	...	42.840	42.840
6	Cheltuieli cu personalul angajat	RON	178.859	178.859	178.859	...	178.859	178.859
7	Cheltuieli cu asigurarile si protectia sociala	RON	4.588	4.588	4.588	...	4.588	4.588
8	Cheltuieli cu personalul – total	RON	183.447	183.447	183.447	...	183.447	183.447
9	Cheltuieli cu amortizarile	RON	0	371.935	371.935	...	371.935	371.935
10	Alte cheltuieli de exploatare	RON	671.264	671.151	671.039	...	669.542	669.440
11	Prestatii externe	RON	632.319	632.319	632.319	...	632.319	632.319
12	impozite, taxe, varsa	RON	21.810	21.810	21.810	...	21.810	21.810
13	PIERDERI DEZECHILIBRE	RON	17.136	17.023	16.910	...	15.413	15.312
14	Cheltuieli pentru exploatare - total	RON	897.551	1.269.373	1.269.261	...	1.267.763	1.267.662

Tabel 3

CPP PREVIZIONAT - PROIECT

Nr. Crt.	Categoria		Implementare	an 3	an 4	an 5	...	an 19	an 20
	Venituri din exploatare		ani 1 - 2						
1	Cifra de afaceri	RON	0	1.713.593	1.702.283	1.691.048	...	1.541.325	1.531.152
2	Variatia stocurilor (+ pentru C; - pentru D)	RON	0	0	0	0	...	0	0
3	Venituri din productia realizata pentru scopuri proprii si capitalizata	RON	0	0	0	0	...	0	0
4	Alte venituri din exploatare	RON	0	0	0	0	...	0	0
5	Venituri din exploatare – total	RON	0	1.713.593	1.702.283	1.691.048	...	1.541.325	1.531.152
	Cheltuieli pentru exploatare			0	0	0	0	0	
6	Cheltuieli materiale – total	RON	0	42.840	42.840	42.840	...	42.840	42.840
7	Cheltuieli cu personalul – total	RON	0	183.447	183.447	183.447	...	183.447	183.447
8	Cheltuieli cu amortizarile	RON	0	0	371.935	371.935	...	371.935	371.935
9	Alte cheltuieli de exploatare	RON	0	671.264	671.151	671.039	...	669.542	669.440
10	Cheltuieli pentru exploatare - total	RON	0	897.551	1.269.373	1.269.261	...	1.267.763	1.267.662
11	Rezultatul din exploatare	RON	0	816.042	432.910	421.788	...	273.561	263.490
	Venituri financiare – total				0	0	0	0	
12	Venituri financiare – total	RON	0	0	0	0	...	0	0
	Cheltuieli financiare, din care				0	0	0	0	
13	Cheltuieli privind dobanzile	RON	607.703	303.852	299.740	278.549	...	0	0
14	Alte cheltuieli financiare	RON	0	0	0	0	...	0	0
15	Cheltuieli financiare - total	RON	607.703	303.852	299.740	278.549	...	0	0
16	Rezultatul financiar	RON	-607.703	-303.852	-299.740	-278.549	...	0	0
17	Rezultatul brut	RON	-607.703	512.191	133.170	143.238	...	273.561	263.490
18	Impozitul pe profit / cifra de afaceri	RON	0	81.950	21.307	22.918	...	43.770	42.158
19	Rezultatul net al exercitiului financiar	RON	-607.703	430.240	111.863	120.320	...	229.792	221.332

Tabel 4

BILANT PREVIZIONAT - PROIECT

Nr. Crt.	Categoria	Implementare an 1 -2	an 3	an 4	an 5	...	an 19	an 20
1	Active imobilizate - brute	11.686.600	11.686.600	11.686.600	11.686.600	...	11.686.600	11.686.600
2	Valoarea amortizarii cumulate	0	0	584.330	1.168.660	...	9.349.280	9.933.610
I	Active imobilizate - nete (1-2)	11.686.600	11.686.600	11.102.270	10.517.940	...	2.337.320	1.752.990
3	Stocuri	0	0	0	0	...	0	0
4	Creante	0	0	0	0	...	0	0
5	Casa si conturi la banci	1.606.367	2.036.607	2.264.638	2.396.051	...	6.567.400	7.160.667
II	Total active circulante (3+4+5)	1.606.367	2.036.607	2.264.638	2.396.051	...	6.567.400	7.160.667
		0	0	0	0	...	0	0
	TOTAL ACTIV (I+II)	13.292.967	13.723.207	13.366.908	12.913.991	...	8.904.720	8.913.657
III	Datorii ce trebuie platite intr-o perioada de pana la un an	0	0	0	0	...	0	0
6	Imprumuturi si datorii la institutii de credit	0	0	0	0	...	0	0
7	Datorii comerciale	0	0	0	0	...	0	0
8	Alte datorii, inclusiv fiscale si la asigurari sociale	0	0	0	0	...	0	0
IV	Datorii ce trebuie platite intr-o perioada mai mare de un an	9.652.774	9.652.774	9.397.007	9.036.164	...	4.978.134	4.978.134
9	Imprumuturi si datorii la institutii de credit	4.674.640	4.674.640	4.418.873	4.058.030	...	0	0
10	Datorii comerciale	0	0	0	0	...	0	0
11	Alte datorii, inclusiv fiscale si la asigurari sociale	4.978.134	4.978.134	4.978.134	4.978.134	...	4.978.134	4.978.134
V	Subventii pentru investitii	4.247.897	4.247.897	4.035.502	3.823.107	...	849.579	637.184
12	Capital social	0	0	0	0	...	0	0
13	Rezultatul exercitiului financiar	-607.703	430.240	111.863	120.320	...	229.792	221.332
14	- repartizare profit la dividende	0	0	0	0	...	0	0
15	- repartizare profit la la rezerve	0	0	0	0	...	0	0
16	Rezerve	0	-607.703	-177.463	-65.600	...	2.847.216	3.077.007
VI	Total capitaluri proprii	-607.703	-177.463	-65.600	54.720	...	3.077.007	3.298.339
	TOTAL PASIV	13.292.967	13.723.207	13.366.908	12.913.991	...	8.904.720	8.913.657
		0	0	0	0	0	0	0

Toate tabelele prezentate cuprinzand proiectiile financiare la nivelul proiectului, identificate prin metoda incrementala si validate si prin metoda de calcul directa, **se regasesc in format complet, pentru fiecare dintre anii 1-20 in ANEXELE financiare ale ACB.**

Avand proiectate toate situatiile financiare ale proiectului se proiecteaza fluxul de numerar care sta la baza calculului tuturor indicatorilor relevanti de proiect respectiv indicatorii de performanta ai proiectului (RIRF/C, VANF/C) si sustenabilitatea (pe perioada de implementare si operare)

Pentru calculul indicatorilor de performanta este necesar sa prezentam si modul de calcul a valorii reziduale.

Valoarea reziduală:

Conform Ghidului Solicitantului, în cazul în care valoarea de viață a investiției depășește perioada de referință a analizei (20 de ani) este obligatorie calcularea valorii reziduale. În cazul de față, valoarea de viață a investiției este estimată la 20-25 de ani pe când anii de operare prezentați în analiza cost beneficiu sunt 19, rezultând aproximativ 5 ani de funcționare suplimentară.

Pentru a putea determina valoarea reziduală a unei investiții exista trei metode, detaliate în paragrafele următoare:

- **Metoda A**– se face luând în considerare valoarea de piață reziduală a activelor fixe, ca și cum ar fi vândute la finalul orizontului de timp avut în vedere, și a pasivelor nete rămase (Comisia Europeană 2008:36).

Datorită orizontului lung de utilizare, datorită gradului ridicat de tehnologie înglobat de echipamente, datorită amplasării lucrărilor și statutului juridic al zonei, este de așteptat ca valoarea acestora pe piață după 20 ani de folosire să fie nulă.

- **Metoda B**–prin calcularea valorii reziduale a tuturor activelor și pasivelor, pe baza unei formule de amortizare economică și contabilă standard , metodă recunoscuta de Comisia Europeană (2008:36) și susținută de membrii mai multor asociații profesionale din România (mai ales CECCAR).

Această metodă a fost una dintre cele mai populare metode utilizate, chiar dacă specialiștii în implementarea proiectelor majore au desprins concluzii negative cu privire la eficacitatea ei. Această metodă este singura acceptată pentru acele infrastructuri publice care sunt pe domeniul public și care nu au voie să fie vândute sau privatizate (precum drumuri, conducte de apă,etc).

- **Metoda C**–prin calcularea valorii nete actuale a fluxurilor de numerar în anii de viață rămași ai proiectului

Metoda C are două etape :

- Prima etapă constă în previzionarea fluxurilor de numerar viitoare;
- A doua etapă constă în calcularea ratei de actualizare. Previzionarea

fluxurilor de numerar trebuie să țină cont de ipotezele corecte, mai ales în evitarea veniturilor foarte optimiste.

Această metodă are ca dezavantaj faptul că nu se pretează pentru investiții care au un puternic caracter socio-economic și în care partea financiară este mai puțin relevantă.

Dincolo de prezentarea celor 3 metode, manualele de specialitate recomandă folosirea unei metode sau a alteia, în funcție de natura și domeniul investiției.

Conform Articolului 18 din cadrul **REGULAMENTUL DELEGAT (UE) NR. 480/2014 AL COMISIEI**, se menționează următoarele:

- *Dacă activele unei operațiuni au o durată de viață care depășește perioada de referință menționată la articolul 15 alineatul (2), valoarea reziduală a acestora se determină prin calcularea valorii actuale nete a fluxurilor de numerar pentru durata de viață rămasă a operațiunii. **Alte metode pentru calcularea valorii reziduale pot fi utilizate în circumstanțe justificate în mod corespunzător.***

În cazul de față, considerăm că cea mai bună metodă pentru a se calcula valoarea reziduală este metoda C, cea care presupune **calcularea valorii nete actuale a fluxurilor de numerar**. Deși nici această metodă nu este una fără neajunsuri, aceasta are cele mai mici dezavantaje comparativ cu celelalte două metode.

- **METODA A** are dezavantajul că la nivel național, nu există nici o infrastructură similară care să se fi vândut (pentru a exista vreun termen de comparație) nici ca un tot unitar și nici pe componente. Operarea parcurilor fotovoltaice este o activitate relativ nouă, nu există parcuri care să fi fost operate în anul 2002 și care să fi fost vândute în prezent.
- **METODA B** are dezavantajul că formulele contabile sunt folosite pentru calcule ce țin în special de fiscalitate și mai puțin pentru determinarea valorii reziduale a unui activ.

De asemenea, **METODA C** este folosită și în calculul necesarului de finanțare iar folosirea aceleiași formule va aduce inclusiv un caracter de unitate între analiza cost-beneficiu și respectivul document.

Pentru această metodă formula este **$FN(n+1)/(r-g)$** .

- r reprezintă rata de actualizare, care are valoarea de 4%;
- g reprezintă creșterea/descrerea estimată în perpetuitate;
- $FN(n+1)$ – reprezintă fluxul de numerar estimat pentru anul $n+1$ (anul ulterior orizontului de analiza)

În cazul nostru, ținând cont că analiza este pentru 19 ani de operare iar perioada de viață estimată este de 20 -25 ani, considerăm $g = -50\%$, respectiv o descrescere în perpetuitate cu 50% anual (respectiv înjumătățirea succesivă a fluxurilor de numerar), astfel într-un termen de 3-4 ani

investitia isi finalizeaza etapa de depresiune.

Practic $VN(n+1)/54\%$

Valoarea reziduala calculata este: 1.628.594 lei

Calcul indicatori de performanță – rentabilitatea financiara a proiectului (RIF/C, VANF/C)

Rentabilitatea financiară a investiției se poate evalua prin estimarea valorii financiare nete actuale (VAN) și a ratei rentabilității financiare a investiției (RIR). Acești indicatori arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate.

Pentru ca un proiect să poată fi considerat eligibil pentru acordarea cofinanțării din Fonduri, **indicatorii de performanta financiara a proiectului trebuie sa denote NECESITATEA FINANTARII – VANF/C** trebuie să fie negativ și RIRF/C trebuie să fie mai mic decât rata de actualizare folosită pentru analiză; cu alte cuvinte, acest proiect FARA FINANTARE nu este unul fezabil de realizat din fonduri proprii.

Profitabilitatea financiara a investiției a fost determinată prin estimarea ratei financiare de rentabilitate a investiției (RIRF/C) iar pe baza fluxului de numerar net actualizat cu rata de actualizare de 4% prin calcularea venitului net actualizat al investiției .

Rata internă a rentabilității financiare a investiției este calculată luând în considerare costurile totale ale investiției ca o ieșire (împreună cu costurile de exploatare), iar beneficiile (inclusiv valoarea reziduala) ca o intrare.

Fluxurile de numerar luate în calculul RIRF/C respectiv VANF/C se regăsesc detaliate în cadrul Anexelor financiare ale Analizei Cost beneficiu.

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt următoarele:

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{-I_i - CF_i}{(1+r)^i} + \frac{VR}{(1+r)^{n+1}}$$

pentru calculul Valorii actualizate nete respectiv

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{-I_i - CF_i}{(1+RIR)^i} + \frac{VR}{(1+RIR)^{n+1}} = 0$$

pentru calculul Ratei interne de rentabilitate economice a proiectului

unde: VANF – valoarea actualizată netă financiară;

I – Valoarea investitiei;

FN – fluxul net de numerar degajat de investiție pe parcursul perioadei de exploatare previzionată de 20 ani, care include toate încasările și toate plățile operaționale;

r – rata de actualizare/scont; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF este de 4%.

i – numărul de ani ai perioadei de realizare a investiției (anul i);

n – numărul de ani ai perioadei de investitie si exploatare previzionate, luați în considerare pentru calculul VANF; ia valori de la 1 la 20;

VR = valoarea reziduala

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

- a) baza este investiția inițială, dată de valoarea totală a bugetului investițional;
- b) valoarea reziduală este valoarea finală a investiției la sfârșitul perioadei de prognoze;
- c) fluxul de numerar: cu specificitățile calculului VANF și RIRF în conformitate cu metodologia de elaborare conform manualului CE (fără fluxuri de taxe, fluxuri financiare, etc. doar fluxurile operaționale și investiția)
- d) rata de actualizare realizează aducerea fluxurilor de numerar (inițial, final și anuale) viitoare la valorile momentului de bază al investiției, anul 0;
- e) fluxul de numerar actualizat reprezintă corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de bază al investiției.

Prezentăm fluxurile de numerar și calculul indicatorilor de performanță financiară a proiectului.

Fluxul de numerar pentru calculul VANF/C si RRF/C

OPERATIUNEA/PERIOADA	Implementare an 1	an 2	an 3	an 4	...	an 19	an 20	N+1
iesiri investitionale	11.686.600							
Intrari operationale		1.713.593	1.702.283	1.691.048	...	1.541.325	1.531.152	
Valoare reziduala (prin metoda perpetuitatii, k=-50%, g=4%)					...			1.628.594
iesiri operationale	0	897.551	897.438	897.325	...	895.828	895.828	
Flux de numerar net aferent calcul VANF/C (=-rd1+rd2+rd3-rd4)	-11.686.600	816.042	804.846	793.723	...	645.497	635.324	1.628.594

VANF/C (r=4%)	-1.543.763	LEI
RRF/C	2,34%	
Raportul cost/beneficiu	1,05	

Toate tabelele prezentate cuprinzand proiectiile financiare la nivelul proiectului, identificate prin metoda incrementala si validate si prin metoda de calcul directa, se regasesc in format complet, pentru fiecare dintre anii 1-20 in ANEXELE financiare ale ACB.

Avem asadar urmatoorii indicatori de performanta financiara:

Scenariul selectat:	
VANF/C	-1.543.763
RIRF/C	2,34%
Raportul cost/beneficiu	1,05

Din indicatorii calculati rezulta o lipsa de performanta financiara pentru investitia propusa, in contextul lipsei de finantare (VAN negativ si RIR mai mic decat rata de scont). Acest rezultat denota si **NECESITATEA FINANTARII** pentru proiect

c) Evaluarea sustenabilitatii financiare

- Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;
- Fluxurile de numerar nete care sunt luate în considerare în acest sens au ținut cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de rambursările obligațiilor financiare ale entității precum și de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;
- În determinarea sustenabilității financiare, NU s-a ținut seama de valoarea reziduală, activul nefiind lichidat în ultimul an de analiză.
- Totodată, sustenabilitatea financiară este corelată cu:
 - o graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției;
 - o 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.

Prezentam fluxurile de numerar aferente perioadei de implementare (lunar) si implementare + operare (anual, 20 ani). Aceste situatii fac obiectul anexelor financiare si se regasesc si anexate ACB-ului.

PROIECT: Construire unitate de productie si stocare energie regenerabila solara

Tabel 5 Cash Flow IMPLEMENTARE		Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna	Luna
Flux de numerar - IMPLEMENTARE		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
I. OPERATIUNEA/PERIOADA													
A. Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.247.897
A1. Aport la capitalul societatii (imprumuturi de la actionari/asociati)													
A2. Vanzari de active, inclusiv TVA													
A3. Credite pe termen lung, din care: (A.3.1. + A.3.2.)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
A.3.1. Imprumut - cofinantare la proiect													
A.3.2. Alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare													
A4. Ajutor nerambursabil (inclusiv avans)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.247.897
B. Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)		984.229	984.229	984.229	984.229	984.229	984.229	0	102.340	19.833	0	8.925	0
B1. Achizitii de active fixe corporale, inclusiv TVA		834.978	834.978	834.978	834.978	834.978	834.978	0	7.140	0	0	2.975	0
B2. Achizitii de active fixe necorporale, inclusiv TVA		2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	0	0	19.833	0	5.950	0
B3. Cresterea investitiilor in curs		146.772	146.772	146.772	146.772	146.772	146.772	0	95.200	0	0	0	0
C. Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)		0	0	75.963	0	0	75.963	0	0	75.963	0	0	3.575.963
C1. Rambursari de Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.1.1.+ C.1.2.)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.500.000
C.1.1. Rate la imprumut - cofinantare la proiect		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
C.1.2. Rate la alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare													3.500.000
C2. Plati de dobanzi la Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.2.1.+C.2.2.)		0	0	75.963	0	0	75.963	0	0	75.963	0	0	75.963
C.2.1. La imprumut - cofinantare la proiect		0	0	75.963	0	0	75.963	0	0	75.963	0	0	75.963
C.2.2. La alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare													
D. Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)		-984.229	-984.229	-1.060.192	-984.229	-984.229	-1.060.192	0	-102.340	-95.796	0	-8.925	671.934
II.													
E. Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA													
F. Incasari din activitatea financiara pe termen scurt													
G. Credite pe termen scurt													
H. Total intrari de numerar (E+F+G)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I. Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I1. Materii prime si materiale													
I2. Alte materiale													
I3. Energie si apa													
I4. Marfuri													
I5. Aferente personalului angajat													
I6. Asigurari si protectie sociala													
I7. Prestatii externe													
I8. Impozite, taxe si varsaminte asimilate													
I9. Alte plati aferente exploatarei		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
J. Flux brut inainte de plati pentru impozit pe profit /cifra de afaceri si ajustare TVA (H-I)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
K. Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)		0	0	0	0	0	-942.875	0	0	0	0	0	-20.932
K1. plati TVA													
K2. rambursari TVA		0	0	0	0	0	942.875	0	0	0	0	0	20.932
K3. impozit pe profit/cifra de afaceri													
L. Rambursari de credite pe termen scurt													
M. Plati de dobanzi la credite pe termen scurt													
N. Dividende													
O. Total plati, exclusiv cele aferente exploatarei (K+L+M+N)		0	0	0	0	0	-942.875	0	0	0	0	0	-20.932
P. Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)		0	0	0	0	0	942.875	0	0	0	0	0	20.932
III. FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q. Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)		-984.229	-984.229	-1.060.192	-984.229	-984.229	-117.317	0	-102.340	-95.796	0	-8.925	692.865
R. Disponibil de numerar al perioadei precedente		6.234.989	5.250.759	4.266.530	3.206.338	2.222.109	1.237.880	1.120.563	1.120.563	1.018.223	922.427	922.427	913.502
S. Disponibil de numerar la sfarsitul perioadei (Q+R)	0	5.250.759	4.266.530	3.206.338	2.222.109	1.237.880	1.120.563	1.120.563	1.018.223	922.427	922.427	913.502	1.606.367
		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

BENEFICIAR: S.C. MITROFAR S.R.L.

PROIECT: Construire unitate de productie si stocare energie regenerabila solara

Tabel 6		Cash Flow PROIECT - IMPLEMENTARE SI OPERARE																		
Flux de numerar - previziuni - RON		Implementare an 1-2	an 3	an 4	an 5	an 6	an 7	an 8	an 9	an 10	an 11	an 12	an 13	an 14	an 15	an 16	an 17	an 18	an 19	
I. OPERATIUNEA/PERIOADA																				
A.	Total intrari de lichiditati din: (A1+A2+A3+A4)	17.400.670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
A1. Aport la capitalul societatii (imprumuturi de la actionari/asociati)		4.978.134																		
A2. Vanzari de active, inclusiv TVA		0																		
A3. Credite pe termen lung, din care: (A.3.1 + A.3.2.)		8.174.640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
A.3.1. Imprumut - cofinantare la proiect		4.674.640																		
A.3.2. Alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare		3.500.000																		
A4. Ajutor nerambursabil (inclusiv avans)		4.247.897																		
B.	Total iesiri de lichiditati prin investitii: (B1+B2+B3)	13.900.670	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B1. Achizitie de active fixe corporale, inclusiv TVA		11.817.823																		
B2. Achizitie de active fixe necorporale, inclusiv TVA		180.880																		
B3. Cresterea investitiilor in curs		1.901.967																		
C.	Total iesiri de lichiditati prin finantare (C1+C2)	4.107.703	303.852	555.507	639.392	639.392	639.392	639.392	639.392	639.392	639.392	639.392	604.416	157.292	0	0	0	0	0	
C1. Rambursari de Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.1.1 + C.1.2.)		3.500.000	0	255.767	360.843	384.875	410.509	437.849	467.011	498.114	531.290	566.674	604.416	157.292	0	0	0	0	0	
C.1.1. Rate la imprumut - cofinantare la proiect		0	0	255.767	360.843	384.875	410.509	437.849	467.011	498.114	531.290	566.674	604.416	157.292	0	0	0	0	0	
C.1.2. Rate la alte Credite pe termen mediu si lung, leasinguri, alte datorii financiare		3.500.000																		
C2. Plati de dobanzi la Credite pe termen mediu si lung, din care: (C.2.1+C.2.2.)		607.703	303.852	299.740	278.549	254.517	228.883	201.543	172.381	141.278	108.102	72.718	0	0	0	0	0	0	0	
D.	Flux de lichiditati din activitatea de investitii si finantare (A-B-C)	-607.703	-303.852	-555.507	-639.392	-639.392	-639.392	-639.392	-639.392	-639.392	-639.392	-639.392	-604.416	-157.292	0	0	0	0	0	
II. Flux de numerar din activitatea de exploatare, inclusiv TVA																				
E.	Incasari din activitatea de exploatare, inclusiv TVA	0	2.039.176	2.025.717	2.012.347	1.999.066	1.985.872	1.972.765	1.959.745	1.946.811	1.933.962	1.921.198	1.908.518	1.895.922	1.883.408	1.870.978	1.858.629	1.846.363	1.834.177	
F.	Incasari din activitatea financiara pe termen scurt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
G.	Credite pe termen scurt	0																		
H.	Total intrari de numerar (E+F+G)	0	2.039.176	2.025.717	2.012.347	1.999.066	1.985.872	1.972.765	1.959.745	1.946.811	1.933.962	1.921.198	1.908.518	1.895.922	1.883.408	1.870.978	1.858.629	1.846.363	1.834.177	
Plati pentru activitatea de exploatare, inclusiv TVA (dupa caz), din care:		0	1.029.087	1.028.952	1.028.819	1.028.686	1.028.554	1.028.423	1.028.293	1.028.163	1.028.035	1.027.907	1.027.780	1.027.654	1.027.529	1.027.405	1.027.281	1.027.159	1.027.037	
I1.	Materii prime si materiale	0	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	25.490	
I2.	Alte materiale	0	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	15.294	
I3.	Energie si apa	0	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	10.196	
I4.	Maruri	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I5.	Aferente personalului angajat	0	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	178.859	
I6.	Asigurari si protectie sociala	0	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	4.588	
I7.	Prestatii externe	0	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	752.459	
I8.	Impozite, taxe si varsaminte asimilate	0	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	21.810	
I9.	Alte plati aferente exploatarii	0	20.392	20.257	20.123	19.991	19.859	19.728	19.597	19.468	19.340	19.212	19.085	18.959	18.834	18.710	18.586	18.464	18.342	
J.	Flux brut inainte de plati pentru impozit pe profit /cifa de afaceri si ajustare TVA (H-I)	0	1.010.089	996.765	983.529	970.380	957.318	944.343	931.452	918.647	905.927	893.291	880.737	868.267	855.879	843.573	831.348	819.204	807.140	
K.	Plati/incasari pentru impozite si taxe (K1-K2+K3)	-2.214.070	275.997	213.227	212.724	212.702	212.962	213.520	214.394	215.605	217.172	219.117	227.059	223.392	219.748	216.129	212.533	208.961	205.413	
K1.	plati TVA	0	194.047	191.919	189.806	187.707	185.621	183.549	181.491	179.447	177.416	175.398	173.394	171.403	169.425	167.460	165.508	163.569	161.643	
K2.	rambursari TVA	2.214.070																		
K3.	impozit pe profit/cifa de afaceri	0	81.950	21.307	22.918	24.995	27.341	29.970	32.903	36.158	39.756	43.718	53.665	51.989	50.323	48.666	47.025	45.392	43.770	
L.	Rambursari de credite pe termen scurt	0																		
M.	Plati de dobanzi la credite pe termen scurt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
N.	Dividende	0																		
O.	Total plati, exclusiv cele aferente exploatarii (K+L+M+N)	-2.214.070	275.997	213.227	212.724	212.702	212.962	213.520	214.394	215.605	217.172	219.117	227.059	223.392	219.748	216.129	212.533	208.961	205.413	
P.	Flux de numerar din activitatea de exploatare (J-O)	2.214.070	734.092	783.538	770.965	757.678	744.357	730.823	717.058	703.043	688.755	674.174	653.678	644.876	636.131	627.444	618.815	610.243	601.727	
III. FLUX DE LICHIDITATI (CASH FLOW)																				
Q.	Flux de lichiditati net al perioadei (D+P)	1.606.367	430.240	228.031	131.413	118.286	104.964	91.431	77.666	63.651	49.363	34.782	49.262	487.584	636.131	627.444	618.815	610.243	601.727	
R.	Disponibil de numerar al perioadei precedente	0	1.606.367	2.036.607	2.264.638	2.396.051	2.514.337	2.619.301	2.710.732	2.788.398	2.852.048	2.901.412	2.936.194	2.985.456	3.473.040	4.109.171	4.736.615	5.355.430	5.965.673	
S.	Disponibil de numerar la sfarsitul perioadei (Q+R)	0	1.606.367	2.036.607	2.264.638	2.396.051	2.514.337	2.619.301	2.710.732	2.788.398	2.852.048	2.901.412	2.936.194	2.985.456	3.473.040	4.109.171	4.736.615	5.355.430	5.965.673	

BENEFICIAR: S.C. MITROFAR S.R.L.

Din analiza fluxurilor de numerar înregistrate la sfârșitul fiecărui an, reiese faptul că, ***proiectul este viabil existând disponibilitatea surselor de finanțare pentru acoperirea costurilor proiectului in fiecare perioada de analiza (flux de numerar cumulat pozitiv pe tot orizontul analizat)***

Subliniem de asemenea ca anexam studiului de fezabilitate situatiile financiare proiectate si indicatorii de performanta calculati pentru fiecare varianta analizata. Prezentam situatia sintetica:

Denumire indicator	Scenariul nr. 1	Scenariul nr. 2
Capacitatea instalata	4,5	4,5
Productie estimata	5.693,00	5.687,00
Valoarea totală a investiției (lei)	13.900.670,00	14.489.720,00
Rata actualizare	5%	5%
Orizont analiză (ani)	20	20
VNAF/C (lei)	-1.543.763	-2.160.554
RIRF/C	2,34%	1,74%
Raportul C/B	1,054	1,083
VANE (lei)	11.928.237	11.296.417
RIRE	16,28%	15,35%
Raportul C/B economic	0,460	0,483

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 .

Conform prevederilor HG 907, în cazul, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor [Legii nr. 500/2002](#) privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, **se elaborează analiza cost-eficacitate**. Având în vedere prevederile clare ale Ghidului Solicitantului – care precizează ” Analiza cost – eficacitate care se va regăsi în structura Studiului de Fezabilitate **nu este suficientă pentru a justifica un proiect**, chiar dacă furnizează **informații în scopul de a selecta o opțiune**, aceasta nu prevede nimic cu privire la sustenabilitatea financiară a proiectului / alternativei selectate. În acest sens este necesar ca documentul Analiză Cost Beneficiu să fie elaborat în **conformitate cu prevederile Ghidului ACB al CE 2014 -2020**. ”

În concluzie, la capitolul de față se va realiza o **analiză economică** (sau analiza de tip cost-eficacitate), rezultatele acesteia furnizând informațiile necesare în **vederea selectării unei opțiuni**. Scopul prezentului capitol (și implicit al studiului de fezabilitate) va fi atins – rezultatele finale permițând **realizarea unei selecții de opțiune**.

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punct de vedere al societății. Obiectivul analizei economice este de a demonstra că proiectul are o **contribuție netă pozitivă pentru societate** și, în consecință, merită să fie finanțat din fonduri publice. Analiza fezabilității prezentată anterior a luat în considerare exclusiv efectele financiare directe ale investiției asupra patrimoniului beneficiarului. Având în vedere faptul că proiectul de investiții nu are asociat în exclusivitate un obiectiv lucrativ propriu-zis, se impune acordarea unei importante sporite

Metodologia folosită pentru evaluarea contribuției proiectului la bunăstarea economică și socială a populației ca urmare a implementării investiției, este în conformitate cu **Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020**. Pașii luați în calcul pentru determinarea indicatorilor de rentabilitate economică sunt prezentați în paragrafele următoare:

- ***Efectuarea corecțiilor fiscale***

În evaluarea intrărilor și ieșirilor taxa pe valoarea adăugată precum și plățile asigurărilor sociale au fost excluse din calcul. Aceste valori nu au fost luate în calcul în nici un punct al prezentei Analize Cost beneficiu. Suplimentar, ca și în cazul analizei financiare, nu a fost luată în calcul influența inflației sau a creșterii prețurilor de consum.

- **Corecția externalităților**

Aceasta are drept obiectiv determinarea beneficiilor și costurilor externe (externalizări) , care nu au fost luate în considerare în realizarea analizei financiare. Deși acestea pot fi ușor identificate, ele sunt greu de cuantificat și, în această situație, trebuie enumerate pentru a oferi factorului de decizie elemente în vederea adoptării deciziei. Ca regulă generală, fiecare cost sau beneficiu social care se răsfrânge asupra altor subiecți în absența compensării trebuie contabilizat în această etapă. Conform prevederilor **Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020** de pentru investiția de față, factorii de corecție ai externalizărilor recomandați sunt de **1**.

- **Evaluarea intrărilor și ieșirilor în preturi contabile**

În afara influențelor de ordin fiscal și al externalităților, prețurile reale sunt distorsionate de mecanismele de piață. Evaluarea intrărilor și ieșirilor în prețuri contabile se realizează folosind factori de conversie. Utilizarea factorilor de conversie se datorează faptului că prețurile de intrare și de ieșire nu reflectă întotdeauna valoarea lor socială, datorită distorsiunii de piață (monopol, bariere comerciale și altele).

Factorii de conversie pot fi determinați pe baza diferenței dintre prețurile de piață și valorile economice reale, iar aceștia reflectă modul în care prețurile de piață trebuie ajustate pentru a reflecta adevăratele costuri și beneficii.

În cazul de față, se va folosi un factor standard de conversie, bazat pe valoarea importurilor și a exporturilor realizate în anul 2023.

Factorul standard de conversie

$$SCF = (M + X) / [(M + Tm) + (X - Tx)]$$

- M: IMPORTURI TOTALE : 122,04 mld lei;
- X: Exporturi totale: 93,09 mld lei;
- TM- Taxe de import : 6,04 mld lei;
- TX - Taxe de export : 5,89 mld lei;

Prin aplicarea formulei prezentate anterior, rezultă un **factor de conversie de 1**.

Suplimentar de cele menționate anterior, pentru a valida valoarea calculată, se poate lua în calcul ipoteză că cel puțin la nivel național, piața energiei electrice produse din surse regenerabile este una relativ nouă, datele existente fiind în cel mai bun caz - contradictorii. **În** acest caz, valoarea

obținută prin calculul anterior ar fi similară cu scenariul "date contradictorii" având în vedere faptul că ghidul CBA menționează *"In the absence of evidence of market failures, the CFs should be set equal to 1."*

În concluzie, atât prin metoda de calcul a factorului de conversie, dar și ținând cont de cele menționate de ghidul CBA , considerăm rezonabilă o abordare simplificată a elaborării analizei economice, urmând a folosi **factorul de conversie 1. (sau 100%)**.

Factorul de conversie va fi folosit atât pentru transformarea în prețuri umbră ale valorii investiției cât și pentru transformarea fluxurilor de numerar (prezentate în cadrul analizei financiare).

În paragrafele următoare sunt reluați pașii prezentați anterior, specific pentru proiectul de față.

Evaluarea externalităților

În cazul proiectului de față au fost identificate atât externalități pozitive precum și externalități negative. De altfel, acest lucru este perfect normal, nici un proiect neavând exclusiv părți pozitive.

În paragrafele următoare va fi realizată o analiză a celor două categorii de externalități, inclusiv o prezentare a modului prin care acestea sunt transformate din valori financiare în valori economico – sociale.

Externalități negative:

Singura **externalitate negativă** a analizei este valoarea economică a **costurilor investiționale**, corectate fiscal conform indicatorilor prezentați în finalul prezentului capitol. Practic, pentru a obține toate beneficiile pe care proiectul de față le generează sunt necesare costuri investiționale care pot fi oricând direcționate către alte obiective strategice. Dacă din punct de vedere financiar, impactul acestora a fost calculat în rubrica anterioară, din punct de vedere economic acestea vor fi incluse în secțiunea următoare, reprezentând un element negativ în determinarea indicatorilor de performanță.

Externalități pozitive

Reprezintă toate elementele care contribuie într-o manieră pozitivă la obținerea rentabilității economice a proiectului. În cazul de față – au fost identificate două beneficii socio-economice majore:

Fluxul de numerar pozitiv – transformat în venituri economice;

Reducerea emisiilor de CO₂ – ca urmare a obținerii de energie provenită din surse regenerabile;

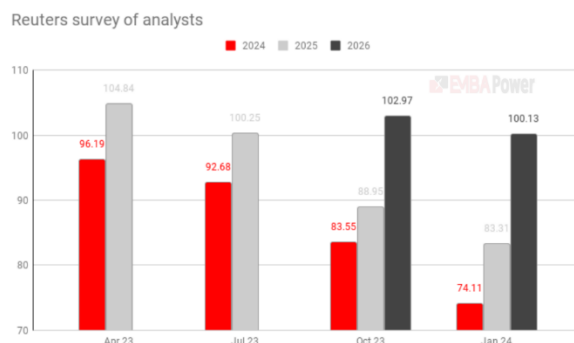
Reducere cantitate CO₂

Ca urmare a implementării proiectului, infrastructura va realiza energie electrică din surse regenerabile rezultând o reducere a emisiilor de CO₂ produse în cazul unor infrastructuri similare convenționale.

Conform prevederilor Ghidului Solicitantului, pentru fiecare Mwh energie electrică realizată din surse regenerabile rezultă o reducere a cantității de **CO₂ de 0,6119 tone**.

Preț:

Cel de-al doilea element relevant în cazul determinării valorii externalităților este valoarea socială a acestora - mai exact prețul. În cazul de față, în vederea determinării prețului unei tone de CO₂ economisită - va fi folosit "*prețul carbonului*" sau "*prețul certificatelor verzi de carbon*". Ca și fundamentare a prețului a fost folosită o analiză a "Reuters", care , estimează un preț al certificatelor verzi de carbon pentru anul 2024 de aproximativ **74,11 euro/tonă ne-emisă**. (varianta aferentă lunii ianuarie 2024).



Sursa: <https://www.embapower.ro/2024/01/25/reuters-analistii-au-revizuit-in-scadere-estimariile-de-pret-pentru-certIFICATELE-DE-CARBON/>

Analiza prezintă mai multe scenarii ale evoluției acestui cost - dar în conformitate cu principiul prudenței și ținând cont de caracterul social al acestei valori, se va lua în calcul prețul cel mai scăzut și anume 74,11 euro - cost social al tonei de CO₂.

Considerăm așadar valoarea de 74,11 de euro drept una rezonabilă pentru a previziona care este valoarea financiară a unei tone de CO₂- neemise ca urmare a implementării prezentului

proiect. În tabelul următor se poate vedea valoarea socială a unei tone de CO₂, valabilă pentru ambele scenarii.

Valoare to CO ₂	
Valoare Euro	Valoare Lei
74,11	368,2

Având în vedere faptul că există date concrete referitoare la valoarea financiară a unei tone de carbon, considerăm costul de 74,11 de euro amintit anterior drept "**valoarea socială**" la care nu mai este necesară aplicarea nici unui alt factor de conversie.

S-a luat așadar în calcul inclusiv o rezervă de prudență, beneficiile economice fiind ușor subestimate în corelație cu principiul prudenței.

Indicator	Valoare	u.m.
Valoare financiară reducere to Co ₂	368.2	lei
Factor conversie	100%	
Valoare economică reducere To Co ₂	368,2	lei

Astfel, având toate corectiile și adaptările fluxului de numerar financiar putem constitui fluxul de costuri și beneficii economice pentru calculul indicatorilor de performanță economică.

Pentru calculul indicatorilor economici ai proiectului sunt utilizate relații similare de calcul pentru VAN și RIR, doar că sunt aplicate fluxurilor economice de intrări și ieșiri (beneficii și costuri economice):

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{-I_i - CF_i}{(1+r)^i}$$

pentru calculul Valorii actualizate nete respectiv

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{-I_i - CF_i}{(1+RIR)^i} = 0$$

Total costuri economice/ total venituri economice pentru calculul raportului cost/beneficiu;

Rezultatele analizei economico - sociale sunt prezentate detaliat in anexele financiare. Indicatorii economici arată că proiectul de investiții are o rentabilitate ridicată din punct de vedere economic iar raportul beneficiu - cost este unul supra – unitar, beneficiile depășind clar costurile.

Rentabilitatea ECONOMICA a proiectului

factor de scont	5,00%
factor conversie investitiei	100%
factor conversie operational/externalitati	100%

Fluxul de numerar pentru calculul VANE si RRE

OPERATIUNEA/PERIOADA	Implementare an 1	an 2	an 3	an 4	...	an 19	an 20	N+1
Costul economic aferent masurii propuse (al investitiei) (VI *FCV inv)	11.686.600				...			
Venituri economice aferente operarii (FN financiar *FCV op)		816.042	804.846	793.723	...	645.497	635.426	
Costuri si beneficii economico-sociale cuantificate monetar (direct)					...			
economie emisii CO2 (tone)		3.483,55	3.460,56	3.437,72	...	3.133,34	3.112,66	
cost financiar CO2 (pret LEI/tona) - echivalent 70 euro/to	368,2				...			
extenralitati pozitive din reducere CO2 (LEI)		1.282.642	1.274.176	1.265.767	...	1.153.697	1.146.083	
Venituri economice aferente externalitatilor de CO2 (corectie FCV 67,4%))		1.282.642	1.274.176	1.265.767	...	1.153.697	1.146.083	
Valoare reziduala								5.889.285
Costuri economice operationale	0	0	0	0	0	0	0	0
					...			
Flux de numerar net ECONOMIC - aferent VANE (= -rd1+rd2+rd3-rd4)	-11.686.600	2.098.684	2.079.022	2.059.490		1.799.194	1.781.509	5.889.285

VANE(r=5%)	11.928.237	LEI
RIRE	16,28%	
Raportul cost/beneficiu	0,46	

Toate tabelele prezentate cuprinzand proiectiile financiare la nivelul proiectului, identificate prin metoda incrementala si validate si prin metoda de calcul directa, se regasesc in format complet, pentru fiecare dintre anii 1-20 in ANEXELE financiare ale ACB.

Avem asadar urmatoorii indicatori de performanta financiara:

Scenariul selectat:	
VANE(r=5%)	11.928.237
RIRE	16,28%
Raportul cost/beneficiu	0,46

Asa cum se observa **proiectul este performant din punct de vedere economic si social: VANE>0, RIRE>5% si Beneficii>Costuri.**

Beneficiile indirecte sunt beneficiile care nu influențează direct utilizatorii infrastructurii, însă au un impact mai larg, prin oportunitățile sociale și economice pe care le creează înființarea infrastructurii. Exemple de beneficii indirecte:

- Creșterea eficienței energetice, prin reducerea consumului de resurse naturale;
- Creșterea calității vieții;
- Scăderea gazelor cu efect de seră;
- Prevenirea și combaterea poluării;
- Conservarea mediului ambiant – prin eliminarea surselor alternative de energie (în special gazul necesar producției de energie electrică)

Subliniem de asemenea ca anexam studiului de fezabilitate situatiile financiare proiectate si indicatorii de performanta calculati pentru fiecare varianta analizata. Prezentam situatia sintetica:

Denumire indicator	Scenariul nr. 1	Scenariul nr. 2
Capacitatea instalata	4,5	4,5
Productie estimata	5.693,00	5.687,00
Valoarea totală a investiției (lei)	13.900.670,00	14.489.720,00
Rata actualizare	5%	5%
Orizont analiză (ani)	20	20
VNAF/C (lei)	-1.543.763	-2.160.554
RIRF/C	2,34%	1,74%
Raportul C/B	1,054	1,083
VANE (lei)	11.928.237	11.296.417
RIRE	16,28%	15,35%
Raportul C/B economic	0,460	0,483

4.8. Analiza de senzitivitate¹

Similar secțiunilor anterioare, analiza de senzitivitate se regăsește anexat prezentei documentații în cadrul ANALIZEI COST BENEFICIU.

Prezentăm succint rezultatul analizei de senzitivitate:

Analiza variabilei Valoare Investiție în raport cu Valoarea actualizată netă – economică (VANE)

Se vor varia pe rând valoarea investiției cu +1%, +5% respectiv +10%. Noii indicatori de performanță variază după cum urmează:

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investiție	11.686.600	11.803.466	12.270.930	12.855.260
VAN/E	11.928.237	12.067.161	12.622.856	13.317.476
Elasticitate indicator		1,16%	5,82%	11,65%

Se poate observa că în cazul de față avem de-a face cu o elasticitate supraunitară a VI în raport cu VANE elasticitatea fiind de **1.16%** pentru fiecare punct procentual de comutare. Cu toate acestea valoarea investiției **nu este o variabilă critică**, variația fiind sub 5%/ punct procentual comutat, pragul minim pentru definirea variabilelor critice.

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

Metodologie

Riscurile se pot defini ca și probabilități de producere a unor pierderi în proiect.

Din punct de vedere tehnic riscurile, pentru obiectivele investiționale sunt următoarele:

- existența unor porțiuni de teren care să solicite lucrări suplimentare;
- condiții meteo nefavorabile execuției lucrărilor care pot afecta graficul de execuție;
- riscurile, direct legate de proiect și care pot apărea în timpul și/sau ulterior fazei de implementare;
- executarea slabă a unor activități din proiect;

Riscurile financiare care pot apărea sunt:

- lipsa capacității financiare a beneficiarului de a susține activitatea proiectului;
- creșterea costurilor operaționale și de întreținere a băncii de gene.

Riscurile asumate constau în variația nefavorabilă a veniturilor și cheltuielilor de operare și investiționale luate în calcul analizei cost-beneficiu.

Riscurile de natură instituțională:

- stabilirea eronată a etapelor activităților în neconcordanță cu programul de desfășurare a lucrărilor;

¹ Prin excepție de la prevederile pct. 4.7 și 4.8, în cazul obiectivelor de investiții a caror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, se elaborează analiza cost-eficacitate.

- fluxul informațional slab între entitățile implicate în implementarea proiectului.

Eventualele abateri de la prevederile legale pot conduce la stoparea pentru un anumit timp al lucrărilor cu efecte nefavorabile asupra termenului de dare în exploatare sau chiar la imposibilitatea implementării proiectului.

Riscuri identificate în perioada de implementare

Pe perioada implementării proiectului putem identifica următorul risc financiar:

- Costurile de investiție vor fi mai mari decât bugetul alocat.

Pentru reducerea acestui risc se pot aplica următoarele măsuri:

- Monitorizarea continuă a prețurilor de piață;
- Ajustarea investiției;
- Atragerea de fonduri complementare;

În cadrul licitațiilor organizate în vederea achiziției echipamentelor, utilajelor și lucrărilor de execuție a proiectului pot apărea următoarele riscuri:

- Obligatoritatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului redus de oferte conforme primite – lucru ce va influența în mod negativ planul de acțiune al proiectului;
- Nerespectarea termenelor de execuție stabilite - din cauza unor motive ce depind sau nu de executant;

Riscuri interne:

Această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare al activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- a) Etapizarea eronată a lucrărilor;
- b) Erori în calculul soluțiilor tehnice;
- c) Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- d) Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare
- e) Comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executanții contractului execuție a lucrărilor de construcție și dotare a centrului.

Riscuri externe:

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- a) Obligatoritatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la licitații;
- b) Obligatoritatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul licitațiilor;
- c) Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilajele și echipamentele implicate în proiect;

Administrarea riscurilor interne ale proiectului:

- a) În planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele mai importante ale proiectului;
- b) Se va pune mare accent pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- d) Managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului;
- e) Responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;
- f) Se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- g) Se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- h) Datorită creșterii gradului de poluare pe parcursul executării lucrărilor de construcție, se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător .

Administrarea riscurilor externe proiectului:

- a) Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje;
- b) Estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor pe piață.

Pentru analiza proiectului de investiții s-au luat în considerare riscurile ce pot apărea atât în perioada de implementare a proiectului cât și în perioada de exploatare a obiectului de investiție.

Riscuri tehnice

Această categorie de riscuri depinde direct de modul de desfășurare al activităților prevăzute în planul de acțiune al proiectului, în faza de proiectare sau în faza de execuție:

- Etapizarea eronată a lucrărilor;
- Erori în calculul soluțiilor tehnice;
- Executarea defectuoasă a unei/unor părți din lucrări;
- Nerespectarea normativelor și legislației în vigoare
- Dificultăți în angajarea și instruirea personalului specializat în întreținerea și exploatarea noilor instalații;

Administrarea acestor riscuri constă în:

- În planificarea logică și cronologică a activităților cuprinse în planul de acțiune au fost prevăzute marje de eroare pentru etapele mai importante ale proiectului;
- Se va pune mare accent pe etapa de verificare a fazei de proiectare;
- Managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului; activitatea dirigintului de șantier va fi monitorizată; în Caietul de sarcini pentru contractul de Consultanță în managementul investiț se vor face precizări privind monitorizarea calității lucrărilor;

- Responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu; se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;
- Se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;
- Se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;
- Se va solicita furnizorilor echipamentelor și instalațiilor instruirea personalului responsabil cu întreținerea și exploatarea acestora. Procesul de recrutare a personalului va avea în vedere calificarea corespunzătoare posturilor.

Riscuri financiare

- Creșterea nejustificată a prețurilor de achiziție pentru utilajele și echipamentele implicate în proiect;
- Creșterea peste limitele de 1% - 5% analizate în proiect a prețurilor materialelor;
- Modificări majore ale cursului de schimb.

Administrarea riscurilor financiare:

- a) Asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piața, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziție lucrări, echipamente și utilaje;
- b) Estimarea cât mai realistă a creșterii prețurilor pe piață;
- c) Includerea în proiect a unor sume pentru cheltuieli neprevăzute;

Riscuri legate de eșecul de furnizare

- a) În cadrul procesului de achiziție privind contractul de lucrări se poate să nu existe operatori economici care să dorească să execute contractul în condițiile prevăzute în caietul de sarcini, la prețul maxim specificat, sau în termenul specificat. Aceasta ar însemna reluarea procesului de achiziție, ceea ce ar duce la întârzierea lucrărilor.
- b) O altă situație ar fi aceea a contestațiilor ce ar putea apărea și care atrage întârzierea începerii lucrărilor.

Eșecul în achiziții poate fi gestionat printr-o serie de măsuri, cum ar fi:

- a) respectarea cât mai riguroasă a reglementărilor privind achizițiile, pentru a evita contestațiile;
- b) angajamentul din partea beneficiarului de a include o anumită sumă pentru a evita întârzierile ce ar apărea în cazul în care nici o ofertă nu se încadrează în bugetul aprobat al proiectului;
- c) popularizarea pe scară cât mai largă a proiectului, fără a încălca prevederile privind achizițiile și fără a favoriza vreun agent economic

Riscuri instituționale

- a) Comunicarea defectuoasă între entitățile implicate în implementarea proiectului și executanții contractelor de lucrări și achiziții echipamente și utilaje.

Modul de gestionare a acestor riscuri se realizează prin alegerea executantului în funcție de experiența acestuia.

Riscuri legale

Această categorie de riscuri este greu de controlat deoarece nu depinde direct de beneficiarul proiectului:

- a) Obligatorietatea repetării procedurilor de achiziții datorită gradului redus de participare la acestea;
- b) Obligatorietatea repetării procedurilor de achiziții datorită numărului mare de oferte neconforme primite în cadrul acestora;
- c) Instabilitatea legislativă – frecvența modificărilor de ordin legislativ, modificări ce pot influența implementarea proiectului;

Riscuri de mediu

- a) creșterea gradului de poluare fonică pe timpul lucrărilor;
- b) creșterea gradului de poluare din punct de vedere al prafului;
- c) degradarea mediului prin lucrările ce urmează a fi realizate.

Modalități de gestionare a acestor riscuri:

Toate aceste riscuri pot interveni pe perioada de execuție a investiției.

Se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător; în documentația de achiziție pentru contractul de execuție lucrări se vor face precizări privind minimizarea suprafețelor ocupate temporar, pe perioada lucrărilor ca și precizări privind locul în care se vor depozita deșeurile rezultate din lucrările prevăzute în contract ca și lucrările de refacere a mediului înconjurător (refacerea zonei după terminarea lucrărilor, refacerea terenurilor ocupate temporar pe durata lucrărilor).

Fluxul de derulare a proiectului este compus dintr-o gamă largă de activități, care se finalizează cu obținerea unor rezultate necesare atingerii obiectivelor proiectului. Activitățile proiectului au la bază o serie de ipoteze sau prezumții care trebuiesc în prealabil soluționate pentru derularea în bune condiții a proiectului.

Ipotezele apar ca factori mai presus de controlul direct al proiectului, care sunt necesare să apară pentru ca proiectul să se poată îndeplini, factori definiți pozitiv și în termeni măsurabili, iar incertitudinile apar ca și modificări posibile a elementelor proiectului, dar a căror probabilitate de apariție nu este cunoscută.

Ipotezele formulate pot fi diferențiate pe trei faze:

1. faza de pregătire și elaborare proiect;
2. faza de implementare a proiectului și realizare efectivă a lucrărilor;

3. faza de gestionare și monitorizare a proiectului.

Faza de pregătire și elaborare proiect

- resurse umane cu experiență în implementarea proiectului
- performanța consultantului
Elaborarea documentației de finanțare a fost contractată cu o firmă de specialitate în domeniu,
- asigurarea surselor de finanțare externe
- natura proprietății este clarificată

Faza de implementare a proiectului și realizarea efectivă a lucrărilor

- inflația este cea revizionată
- creșterea economică este cea previzionată
- evoluția ratelor de schimb
- modificările legislative sunt cele previzibile
- armonizarea legislației României cu legislația Uniunii Europene
- climat normal pe durata realizării fizice a lucrărilor
- planul de finanțare va fi respectat
- costul celorlalte utilități este cel preconizat, ținându-se cont de potențialele investiții și în aceste infrastructuri
- creșterea demografică este cea estimată
- personalul instruit este disponibil
- nivelul de suportabilitate al consumatorilor este cel preconizat
- previziunea asupra cererii de apă se confirmă

Faza de gestionare și monitorizare a proiectului

- management performant al operatorului
- practici de muncă eficiente
- continuarea dezvoltării strategiei lucrărilor
- creșterea încrederii în calitatea serviciilor
- creșterea tarifului va fi justificată de creșterea calității serviciilor

Riscuri și flexibilitate. Structura riscurilor

Riscurile se pot defini ca și probabilități de producere a unor pierderi în proiect.

Pentru a proteja rezultatele proiectului de acțiunea riscurilor, se impune parcurgerea următoarelor trei etape:

- identificarea riscurilor pe baza surselor de risc
- estimarea și evaluarea riscurilor pe baza matricei impact/ probabilitate
- gestionarea riscului și îmbunătățirea conceptului proiectului, pe baza Graficului de Management al Riscului

Identificarea riscurilor se realizează prin:

- analiza planului de implementare
- brainstorming
- experiența specialiștilor și a echipei de implementare
- metode analitice (acolo unde este posibil)

Se identifică în structura proiectului două mari surse de risc și anume :

- risc de realizare a proiectului cu efecte directe asupra implementării proiectului
- risc privind beneficiile scontate cu efecte asupra duratei de viață a investiției

Riscurile identificate în cadrul prezentului proiect prin metodele mai sus menționate de identificare a riscurilor sunt:

Riscuri comerciale și strategice:

- schimbările tehnologice
- proprietatea asupra utilităților

Riscuri economice:

- creșterea ratei de actualizare
- creșterea prețului la energie
- schimbarea ratelor de schimb
- creșterea accelerată a inflației
- creșterea costului celorlalte utilități
- creșterea demografică

Riscuri contractuale:

- întârzieri în executarea lucrărilor
- forța majoră
- probleme neprevăzute ale furnizorilor de materiale și echipamente

Riscuri financiare:

- lipsa surselor interne de finanțare
- lipsa surselor externe de finanțare
- majorarea impozitelor
- creșterea cheltuielilor de capital

Riscuri de mediu

- Întârzieri ale proceselor de avizare

Riscuri politice

- retragerea sprijinului politic local
- schimbări politice majore
- renunțarea la derularea proiectului în urma presiunilor politice sau a reorientării investiționale

Riscuri sociale:

- apariția grupurilor de presiune
- Înselarea așteptărilor comunității
- răspuns negativ la consultarea comunității

Riscuri naturale:

- cutremure
- alunecări de teren
- incendii
- inundații

Riscuri instituționale și organizaționale:

- management de proiect neadecvat
- greve
- angajarea celor interesați în alte împrumuturi
- lipsa de resurse și de planificare

Riscuri tehnice:

- lipsa de personal specializat și calificat
- nerespectarea reglementărilor și standardelor tehnice de execuție
- erori în documentația de achiziție
- evaluări geotehnice neadecvate
- control defectuos al calității
- lipsa de ritmicitate în livrarea de utilaje
- întârzieri de finalizare

După identificarea riscurilor pe baza surselor de risc se pune problema evaluării impactului pe care l-ar avea riscurile respective asupra proiectului în cazul producerii lor precum și a estimării probabilității producerii riscurilor. Evaluarea riscurilor oferă soluții în ceea ce privește măsurile care trebuie luate pentru gestionarea riscurilor.

Abordarea analizei riscurilor se bazează astfel pe:

- dimensionarea riscului – se determină impactul, mărimea riscului
- măsurarea riscului – se determină probabilitatea producerii riscului

Analiza de risc a proiectului

Având în vedere rezultatele analizei de sensibilitate și ținând cont de incertitudinile legate de aspectele care nu sunt în mod direct reflectate în calculele realizate în cadrul analizei cost-beneficiu, a fost pregătită o matrice a riscurilor în vederea identificării măsurilor de prevenire și atenuare a riscurilor.

O Probabilitate de apariție (P) este atribuită fiecărui eveniment nefavorabil. Mai jos, o clasificare a probabilității de apariție a riscurilor în etapele de implementare ale proiectului:

- A: Foarte puțin probabil (probabilitate 0–10 %)
- B: Improbabil (probabilitate 10–33 %)
- C: Probabilitate medie (probabilitate 33–66 %)
- D: Probabil (probabilitate 66–90 %)
- E: Foarte probabil (probabilitate 90–100 %)

Fiecărui efect îi este atribuit un impact (S) de la I (niciun efect) la VI (catastrofic), în baza costului și/sau pierderii bunăstării sociale generate de proiect. Aceste numere permit o clasificare a riscurilor, asociată cu probabilitatea lor de apariție.

Clasificarea riscului în funcție de impact

Clasificare	Semnificație
I	Niciun efect semnificativ asupra bunăstării sociale, chiar și fără măsuri de remediere
II	Reducere nesemnificativă a bunăstării sociale generată de proiect, afectând foarte puțin efectele pe termen lung ale proiectului. Cu toate acestea, sunt necesare măsuri de remediere sau corective.
III	Moderat: reducere a bunăstării sociale generată de proiect, în mare parte de natură financiară, chiar și pe termen mediu-lung. Măsurile de remediere ar putea corecta problema.
IV	Critic: Reducere semnificativă a bunăstării sociale generată de proiect; apariția riscului determină o pierdere a funcției(funcțiilor) primare a proiectului. Măsurile de remediere, chiar și pe scară largă, nu

sunt suficiente pentru a evita daune grave.

V Catastrofal: Eșecul proiectului poate duce la pierderi grave sau totale ale funcțiilor proiectului. Principalele efecte pe termen mediu-lung ale proiectului nu se materializează.
Sursa: "Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economica pentru politica de coeziune 2014-2020"

Nivelul riscului este combinația dintre Probabilitate si Impact (P*S).

Nivelurile de risc având în vedere impactul și probabilitatea - general

Impact / Probabilitate	I	II	III	IV	V
A	Scăzut	Scăzut	Scăzut	Scăzut	Moderat
B	Scăzut	Scăzut	Moderat	Moderat	Ridicat
C	Scăzut	Moderat	Moderat	Ridicat	Ridicat
D	Scăzut	Moderat	Ridicat	Foarte Ridicat	Foarte Ridicat
E	Moderat	Ridicat	Foarte Ridicat	Foarte Ridicat	Foarte Ridicat

Matricea de prevenire a riscurilor

Descrierea riscului	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc (=PxS)	Masuri de prevenire/ diminuare a riscului	Risc rezidual după masurile de prevenire/ diminuare
Depășirea costurilor de investiție	C	III	Moderat	Costurile de investiție estimate la faza de proiectare - studiu de fezabilitate se bazează pe preturile pieței pentru anul în care s-a realizat studiul de fezabilitate. Atenție sporită construirii bugetului, verificarea suplimentară a ofertelor.	Redus
Întârzieri ale proiectului datorate procedurilor administrative	B	II	Redus	Echipa de implementare a proiectului va asigura legătura cu autoritatea finanțatoare pentru deblocarea situațiilor apărute.	Redus
Evaluarea incorectă a valorii investiției și a costurilor de exploatare	C	III	Moderat	Consultarea cu experți si/sau furnizori din domeniu în vederea planificării investiției.	Redus
Riscul de abandon a lucrărilor de către constructor	B	II	Redus	Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscul de a nu se respecta graficul de execuție	C	III	Moderat	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscuri legate de contractant (faliment, lipsa resurselor)	B	II	Redus	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Monitorizarea ca resursele specificate în oferta de Antreprenor să fie alocate în implementarea contractului de acesta.	Redus
Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează prețul energiei	D	III	Moderat	Informare frecventă și continuă privind apariția unor eventuale reglementari noi în domenii aplicabile proiectului. Monitorizarea periodică a propunerilor de modificare a cadrului legislativ/de reglementare cu impact în sectorul energiei.	Redus

Evoluția preconizată a prețurilor pentru inputurile cheie ale proiectului este incorectă	B	III	Redus	Aplicarea principiului prudenței atât în determinarea costurilor precum și în determinarea veniturilor. Păstrarea ipotezelor corelate astfel încât scăderea veniturilor ar genera și o scădere a costurilor, la nivelul fluxului de numerar impactul fiind minim.	Redus
--	---	-----	-------	---	-------

Analiza de risc arată ca riscurile reziduale pentru proiect sunt reduse ca rezultat al măsurilor prevăzute pentru prevenirea apariției riscurilor identificate și/ sau diminuare a impactului acestora în cazul în care acestea se materializează. Nivelul general al riscului rezidual se consideră a fi acceptabil. Așadar, se poate concluziona că probabilitatea ca proiectul să nu își atingă obiectivele este una foarte redusă, luând în considerare ca măsurile de diminuare/ prevenire din matricea de mai sus sunt implementate corespunzător

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

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

Din punct de vedere tehnic, desi scenariile propuse aduc aproximativ acelasi rezultat, **consideram scenariul 1 ca fiind mai bun din punct de vedere financiar, chiar daca avand costuri similare, aducand beneficii mai mici financiare si economice:**

Denumire indicator	Scenariul nr. 1	Scenariul nr. 2
Capacitatea instalata	4,5	4,5
Productie estimata	5.693,00	5.687,00
Valoarea totală a investiției (lei)	13.900.670,00	14.489.720,00
Rata actualizare	5%	5%
Orizont analiză (ani)	20	20
VNAF/C (lei)	-1.543.763	-2.160.554
RIRF/C	2,34%	1,74%
Raportul C/B	1,054	1,083
VANE (lei)	11.928.237	11.296.417
RIRE	16,28%	15,35%
Raportul C/B economic	0,460	0,483

Comparația scenariilor din punct de vedere al sustenabilității:

Proiectul este considerat sustenabil din punct de vedere financiar dacă nu comportă riscul de a intra în încetare de plăți în viitor, respectiv să aibă suficiente lichidități pentru a acoperi obligațiile exigibile.

Fluxul de numerar cumulat reprezintă suma cumulativă, de la an la an, a fluxurilor financiare nete neactualizate generate de proiect. Acesta este pozitiv pe durata întregii perioade de referință luată în calcul, respectiv pe cei 20 ani analizați, pentru ambele variante analizate.

Comparația scenariilor din punct de vedere al riscurilor:

Variantele studiate prezintă riscurile tehnice și financiare prevăzute la capitolul 4.9. Scenariul nr. 2 prezintă riscuri tehnice mai mari decât Scenariul nr. 1.

Din punct de vedere tehnic, în cadrul Scenariului 1:

- Distribuția panourilor oferă singura posibilitate de a produce maximumul de energie electrică, folosind suprafața acoperișului existent si suprafata la sol propusa;

- Energia produsă de CEF este suficientă ca să asigure scăderea amprente de CO₂ a beneficiarului

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

Având în vedere rezultatele obținute în urma dimensionării și simulării instalației proiectate, **se recomandă Scenariul 1**, deoarece:

- Pentru ambele scenarii distribuția panourilor oferă singura posibilitate de a produce maximumul de energie electrică, folosind expunerea la sol;
- Raportul de performanță al sistemului din Scenariul 1 este mult mai ridicat decât cel propus în scenariul 2.
- Asigură o cantitate mai mare de energie electrică, prin folosirea aceleiași număr de panouri fotovoltaice.
- Asigură o reducere mai mare a amprente de carbon.

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

Obiectivul de investiții **Construire unitate de producere și stocare energie regenerabilă solară**, specificat în prezentul document va fi amplasat în extravilanul municipiului Tulcea, jud. Tulcea pe terenurile deținute de beneficiar în baza Contractului de constituire a unui drept de suprafață încheiat între persoanele fizice: Dima Maria, Sultan Elena, Condrat Andriana, Dima Gheorghe, Dima Niculina, Badarau Georgeta Mihaela, Dima Marian și Dima Georgian Petrica, Caba Mihai, Caba Adrian și Caba Dragos – Aurelian în calitate de proprietari și S.C. MITROFAR S.R.L. în calitate de suprafață, contract autentificat notarial sub nr. 180/30.01.2024.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Terenurile pentru care S.C. MITROFAR S.R.L. deține drepturi reale de folosință se află în extravilanul municipiului Tulcea și beneficiază de utilitățile existente în zonă.

Pentru funcționalitatea obiectivului este necesar ca obiectivul să fie racordat la rețea. În momentul de față acesta nu este racordat la rețeaua electrică a operatorului regional.

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

Scenariul 1: Sistem fotovoltaic su structura cu grad de inclinatie 20°

Instalația Fotovoltaică are în componență următoarele echipamente:

- 9380 buc – Module fotovoltaice 550 Wp;
- 15 buc – Invertoare de putere unidirecționale trifazate, putere nominală 300 kW;
- 1 Ansamblu structura de montaj din aliaj pentru montajul modulelor fotovoltaice pe sol de tip omega inclinatie 20°
- Sistemul de monitorizare SCADA;
- Sistem de stocare
- Sisteme de securitate video
- Echipamente electrice de conexiune (curent continuu și alternativ)
- Conectarea la rețeaua de distribuție locala

Descriere componente si lucrari electrice

Centrala electrica fotovoltaica va avea o capacitate de 5,1 MWp si va fi compusa din 9.380 panouri fotovoltaice, fiecare dintre ele cu o capacitate de 550 Wp, racordate la 15 de invertoare cu o putere nominala 300 kW/bucata.

Parcul va avea stringuri ce vor asigura o mai buna gestionare a interconectarii invertoarelor cu posturile de transformare.

Panourile fotovoltaice vor fi conectate intre ele folosindu-se cabluri cu conductori izolati din cupru cu sectiunea centrala de 2x4 mm², intre capatul sirurilor si cutiile de protectie siruri se vor folosi conductori izolati din cupru PV1-F cu sectiunea de 2x6 mm² pozati pe jgheaburi metalice montati pe stelaje.

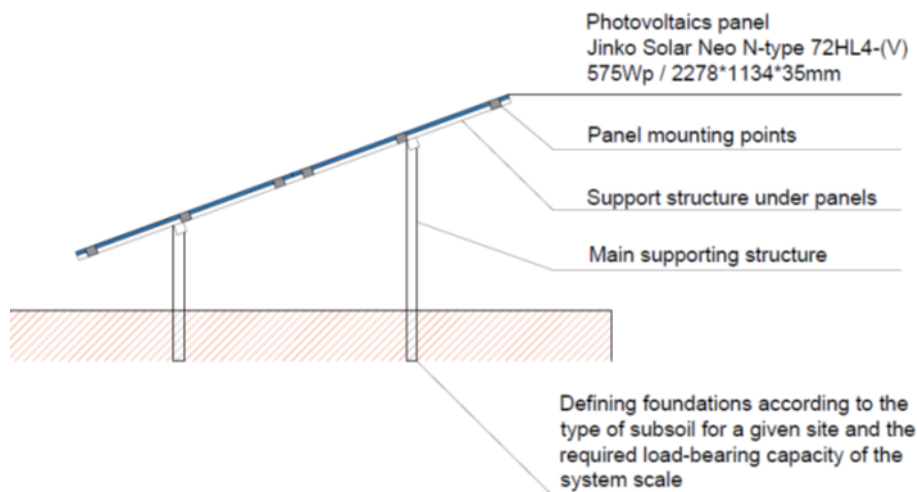
Panourile vor fi grupate in siruri montate pe cate un suport metalic de sustinere. Repartitia string-urilor de panouri fotovoltaice pe invertoare, se face prin calcule, pentru a mentine invertoarele incarcate in mod echilibrat.

Descriere lucrari civile

Aceste panouri se grupeaza in module de panouri, pe o structura metalica, realizata din profile din otel zincat. Structura de sustinere a unui modul se ancoreaza in sol prin intermediul unor ancore metalice cu lungimea de 2000 mm, prevazute cu discuri elicoidale necesare fixarii in pamant.

Pilonii structurii de sustinere a unui modul se ancoreaza in sol prin intermediul unor ancore metalice cu lungimea de 1600 – 2000 mm, prevazute cu discuri elicoidale necesare fixarii in pamant. Suprastructura consta in profile orizontale din OL-Zn prinse cu piese de fixare de stalpii verticali,

panourile fotovoltaice sunt fixate cu cleme speciale de sinele de aluminiu. Structura va avea 2 randuri de panouri fotovoltaice amplasate in mod portrait (2x26 buc PV/suport).



Pentru pozarea cablurilor subterane se vor practica santuri cu adancimea de 0.90 – 1.20 m si latimea de 0.5 – 0.8 m. Dupa pozarea cablurilor pe pat de nisip santurile se vor umple cu pamant compactat refacandu-se astfel forma initiala a terenului.

Instalatia de iluminat exterior perimetral, se va realiza cu corpuri de iluminat in constructie etansa, montate pe stalpi metalici, avand o inaltime de 7-9 m.

Realizare drumuri interioare cu latimea de 4 m, ce vor fi pietruite.

Dupa terminarea lucrarilor de constructii, suprafata totala a terenului va fi intretinuta ca spatiu verde.

d) probe tehnologice și teste

Se vor realiza probe tehnologice și teste specifice instalațiilor proiectate în conformitate cu Fișele Tehnice ale echipamentelor și a normelor tehnice în vigoare.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

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

DEVIZ GENERAL

Categorie	Total fara TVA	TVA	Total cu TVA
TOTAL GENERAL	11.686.600,0	2.214.070,0	13.900.670,0
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	1.817.467,5	345.318,83	2.162.786,37

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

Indicator analizat (UM)	Scenariul 1
Număr panouri fotovoltaice (buc)	9380
Energie electrică produsă anual (MWh/an)	5693
Raport de performanță (%)	14,44%
Reducere emisii de CO2 anual (to)	3.483,55

Detalierea acestor indicatori se regăsește în analiza ACB anexată prezentului studiu.

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

Indicator analizat (UM)	Scenariul 1
Valoare totală investiție fără TVA (lei)	11.686.600,0
Durata de execuție (luni)	24

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

Indicator analizat (UM)	Scenariul 1
Durata de execuție (luni)	24

De-a lungul celor 24 luni de execuție a investiției propuse vor fi parcurse următoarele etape:

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

Conformarea cu reglementările specifice în vigoare se face respectând Legea 50/1991 cu modificări și completări ulterioare, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, procedurile privind recepția la terminarea lucrărilor, recepția la punerea în funcțiune și recepția finală.

Realizarea instalației fotovoltaice, trebuie să asigure satisfacerea unor cerințe și nevoi, după cum urmează:

- Îmbunătățirea eficienței energetice și valorificarea resurselor regenerabile de energie în vederea reducerii efectelor schimbărilor climatice
- Reducerea semnificativă a costurilor de mentenanță/întreținere;
- Funcționarea și exploatarea în condiții de siguranță deplină și de eficiență economică a infrastructurii;
- Îmbunătățirea standardelor de siguranță la nivelul societății;
- Îndeplinirea obiectivelor standardizate;
- Ridicarea gradului de civilizație, a confortului și a calității vieții;
- Îmbunătățirea condițiilor de mediu, prin reducerea emisiilor CO2 generate de noua tehnologie.
- Realizarea unui raport optim calitate/cost pentru perioada de derulare a contractului de cooperare și un echilibru între riscurile și beneficiile asumate prin contract (structura și nivelul tarifelor practicate vor reflecta costul efectiv al prestației și vor fi în conformitate cu prevederile legale);
- Susținerea și stimularea dezvoltării economico-sociale a societății;
- Funcționarea și exploatarea în condiții de siguranță, rentabilitate și eficiență economică a infrastructurii aferente serviciului.

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

Sursele de finanțare a investițiilor se constituie în conformitate cu legislația în vigoare și constau din fonduri proprii, credite bancare, fonduri de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile și alte surse legal constituite.

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III)	13.900.670,00
	din care TVA	2.214.070,00
II	Valoarea neeligibilă a investiției	4.401.611,81
III	Valoarea eligibilă a investiției	9.499.058,19
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	4.247.896,50
2	Contribuția solicitantului (2=I-1)	9.652.773,50
2.1	Surse proprii	4.978.133,50
2.2	Credit	4.674.640,00

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

A fost obținut Certificatul de urbanism nr. 25/22.01.2024 emis de UAT Municipiul Tulcea.

Pentru obtinerea autorizatiei de construire au fost solicitate urmatoarele avize si acorduri:

1. Alimentare cu energie electrica; Securitatea la incendiu; Sanatatea populatiei;
2. Studii de specialitate: Studiu geotehnic; Studiu topografic vizat de OCPI;
3. Avize/acorduri specifice ale administratiei publice centrale si ale serviciilor descentralizate ale acestora: Directia Judeteană pentru Cultura Tulcea, Statul Major General, in conditiile HG nr. 62/1996, Enel Distributie Dobrogea SA, Agentia Nationala de Imbunatatiri Funciare Dovada scoaterii din circuitul agricol;
4. Punctul de vedere/ actul administrativ al autoritatii competente pentru protectia mediului;

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

Anexat prezentului studiu sunt extrasele de Carte Funciara pentru numerele cadastrale:

50443, 50448, 50429, 50437 si 50433 – UAT Municipiul Tulcea, jud. Tulcea.

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

In urma solicitarii cu nr. 1742/05.02.2024 in vederea obtinerii acordului de mediu, Agentia pentru Protectia Mediului Tulcea a emis **Decizia etapei de incadrare**, ca act final pentru obtinerea aprobarii de dezvoltare a proiectului cu inregistrata cu nr. 195/20.05.2024.

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

In urma finalizarii etapei de dezvoltare beneficiarul va solicita emiterea Avizului tehnic de Racordare conform Ordinului nr. 59 din 02.08.2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.

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

Atasat prezentului studiu.

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

Nu este cazul

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Principalele date de identificare ale Beneficiarului, care va fi responsabil de implementarea investiției sunt următoarele:

S.C. MITROFAR S.R.L.

Înregistrat în Registrul Comerțului J36/737/27.10.1994 CIF: 6364264

Sediu social: Municipiul Tulcea, str. Mihai Eminescu, nr. 7, camera 5, etaj 1, județ Tulcea

Cod CAEN principal: 4213 – Construcția de poduri și tuneluri

Sediu secundar: Municipiul Tulcea, str. Portului nr. 46, județ Tulcea

Cod CAEN secundar: 3511 – Producția de energie electrică

Cod CAEN secundar: 3514 – Comercializarea energiei electrice

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare

Așa cum s-a menționat anterior, proiectul “**Construire unitate de producere și stocare energie regenerabilă solară**” are ca scop abordarea principalelor provocări ale sectorului energetic din România în ceea ce privește decarbonizarea și poluarea aerului, respectiv asigurarea tranziției verzi și a digitalizării sectorului energetic prin promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului prin instalarea unei capacități noi de producere de energie fotovoltaică, de capacitate **4,5 MW**.

Proiectul presupune realizarea a 3 tipuri de activități:

I. Activități de dezvoltare proiect:

1. Obținere aviz tehnic de racordare, avize și acorduri, după caz;
2. Activități obligatorii de informare și publicitate;
3. Activități de audit
4. Proiectare și inginerie sistem fotovoltaic

II. Activități de construire/montaj:

1. Achiziție și montaj sistem fotovoltaic

III. Punere în funcțiune:

1. Recepție și punere în funcțiune instalație de utilizare

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

În vederea implementării și exploatării cu succes a facilităților proiectului au fost întreprinse următoarele demersuri:

- asigurarea drepturilor de folosință asupra terenurilor pe care se va amplasa sistemul fotovoltaic, contractele de suprafață fiind depuse ca anexă la prezentul formular de ofertă;
- solicitarea și obținerea din partea primăriei locale a Certificatului de Urbanism în acest sens fiind depusă la prezenta ofertă documentația aferentă;

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

În vederea unei bune implementări a proiectului, se va apela la serviciile unei companii specializate de consultanță care va asista beneficiarul S.C. MITROFAR S.R.L. atât tehnic cât și din punct de vedere al managementului de proiect, pe toată durata de implementare a investiției.

8. Concluzii și recomandări

Astfel, implementarea proiectului la nivelul companiei va aduce un real beneficiu economic prin contribuția către obiectivele privind producție majorată a energiei din surse regenerabile solare prin instalarea de noi capacități de producere a energiei din surse regenerabile, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România în cadrul în cadrul programului Fondul pentru Modernizare în România, **Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei** *Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile.*

ANEXE

- Fise tehnice echipamente
- Plan suport topografic
- Planul de amplasament

(B) PIESE DESENATE

Au fost atasate prezentului studiu:

PIESE DESENATE

- Plan încadrare in zona/Plan amplasament in zona
- Plan amplasament panouri fotovoltaice si unitate de stocare
- Schema electrica monofilară - scenariul 1

Data: Iulie 2024