

STUDIU DE FEZABILITATE

PENTRU OBIECTIVUL

SUNNY GLADE S.R.L. - C.E.F. IN LOCALITATEA TELESTI, JUD. GORJ



Beneficiar:

S.C. SUNNY GLADE S.R.L.

Str. Luncilor, Nr.60, Targu Jiu, Jud Gorj

Telefon: 0729.057.479

E-mail: dan@laraconsulting.ro

Pagina de semnături

**AUTORITATEA
CONTRACTANTA**

S.C. SUNNY GLADE S.R.L.

LUCRAREA

**SUNNY GLADE S.R.L. - C.E.F. IN
LOCALITATEA TELESTI, JUD.
GORJ**

NR. CONTRACT

14/20.06.2024

PROIECTANT GENERAL

**LPV SERVICE CONSULT SRL
Str. Colonel Ghe. Costescu, Nr 3,
Sector 4, Bucuresti
Telefon: 0724.358.661
E-mail: office@lpv.ro**

INSTALATII ELECTRICE

Ing. CIUHU DRAGOS

PARTE ECONOMICA

Ec. CIUHU LAURA MIHAELA

FAZA

STUDIU DE FEZABILITATE

DATA ELABORARII

IUNIE 2024

**Director proiect
Ing. Bestoiu Bogdan Ioan**



CUPRINSUL STUDIULUI DE FEZABILITATE

A. PARTE SCRISA	5
1. Informatii generale privind obiectivul de investitii:	5
1.1. Denumirea obiectivului de investitii:	5
1.2. Ordonator principal de credite/investitor	5
1.3. Ordonator de credite (secundar/tertiar).....	5
1.4. Beneficiarul Investitiei	5
1.5. Elaboratorul Studiului de Fezabilitate	5
2. Situatia existenta si necesitatea realizarii obiectivului/ proiectului de investitii	6
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (in cazul in care a fost elaborat in prealabil) privind situatia actuala, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii si scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.	6
2.1.1 Situatia actuala si necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii:	6
2.1.2 Scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.....	8
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislatie acorduri relevante, structuri institutionale si financiare.....	9
2.3. Analiza situatiei existente si identificarea deficientelor	14
2.4. Analiza cererii de bunuri si servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu si lung privind evolutia cererii, in scopul justificarii necesitatii obiectivului de investitii	14
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei	35
3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii	39
3.1. Particularitati ale amplasamentului	39
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, functional-arhitectural si tehnologic:..	48
3.3. Costurile estimative ale investitiei:.....	54
3.4. Studii de specialitate, in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor, dupa caz:	67
3.5. Grafice orientative de realizare a investitiei	70
4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico-economic(e) propus(e).....	72
4.1. Prezentarea cadrului de analiza, inclusiv specificarea perioadei de referinta si prezentarea scenariului de referinta	72
4.2. Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factori de risc, antropici si naturali, inclusiv de schimbari climatice, ce pot afecta investitia	72
4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum:.....	76
4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii:.....	76

4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii	77
4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate; sustenabilitatea financiara	80
4.7. Analiza economica	97
4.8. Analiza de senzitivitate	102
4.9. Analiza de riscuri, masuri de prevenire/diminuare a riscurilor	105
5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(a) optim(a), recomandat(a)	110
5.1. Comparatia scenariilor/optiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilitatii si riscurilor	110
5.2. Selectarea si justificarea scenariului/optiunii optim(e) recomandat(e)	112
5.3. Descrierea scenariului/optiunii optim(e) recomandat(e):	113
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii:	115
5.5. Asigurarea conformitatii cu reglementarile in vigoare	117
5.6. Nominalizarea surselor de finantare a investitiei	121
6. Implementarea proiectului	122
6.1. Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiilor	122
6.2. Strategia de implementare a investitiei	123
6.3. Strategia de exploatare / operare si intretinere	126
6.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale	126
7. Concluzii si recomandari	127
7.1 Concluzii privind cadrul institutional de implementare a proiectului	127
7.2 Recomandari de imbunatatire a aranjamentelor institutionale	127

A. PARTE SCRISA

1. Informatii generale privind obiectivul de investitii:

1.1. Denumirea obiectivului de investitii:

SUNNY GLADE S.R.L. - C.E.F. IN LOCALITATEA TELESTI, JUD. GORJ

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

S.C. SUNNY GLADE S.R.L.

Str. Luncilor, Nr.60, Targu Jiu, Jud Gorj

Telefon: 0729.057.479

Reprezentant: Florea Dan

E-mail: dan@laraconsulting.ro

1.3. Ordonator de credite (secundar/tertiar)

S.C. SUNNY GLADE S.R.L.

1.4. Beneficiarul Investitiei

Beneficiarul investitiei pentru CENTRALA ELECTRICA FOVOLTAICA TELESTI 2 este societatea S.C. SUNNY GLADE S.R.L. cu sediul in Str. Luncilor, Nr.60, Targu Jiu, Jud Gorj cod postal 210177. telefon 0729.057.479, email: dan@laraconsulting.ro

1.5. Elaboratorul Studiului de Fezabilitate

LPV SERVICE CONSULT SRL

Str. Colonel Ghe. Costescu, Nr 3, Sector 4, Bucuresti

Telefon: 0724.358.661

E-mail: office@lpv.ro

2. Situatia existenta si necesitatea realizarii obiectivului/ proiectului de investitii

2.1. Concluziile studiului de fezabilitate (in cazul in care a fost elaborat in prealabil) privind situatia actuala, necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii si scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.

Anterior prezentului studiu de fezabilitate nu s-a intocmit un studiu de fezabilitate.

2.1.1 Situatia actuala si necesitatea si oportunitatea promovarii obiectivului de investitii:

Societatea S.C. SUNNY GLADE S.R.L. , din municipiul cu sediul in Str. Luncilor, Nr.60, Targu Jiu, Jud Gorj, intentioneaza sa realizeze Centrala Electrica Fotovoltaica (CEF) TELESTI 2, avand o capacitate instalata de 2,40 MW, situata in sat TELESTI, judetul Gorj.

Scopul investitiei este de a valorifica potentialul solar al judetului Gorj cu consecinte benefice asupra mediului, prin inlocuirea energiei electrice produse in instalatii termoelectrice (combustibili fosili) cu energie electrica produsa din surse regenerabile. Acest lucru se realizeaza prin construirea centralei electrice fotovoltaice.

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie reprezinta un imperativ al perioadei actuale motivat de necesitatea protectiei mediului, cresterea independentei energetice fata de importuri prin diversificarea surselor de aprovizionare cu energie, precum si motive de ordin economic si de coeziune sociala. Totodata prin implementarea proiectului s-a avut in vedere faptul ca sectorul energetic este unul din principalii producatori de gaze cu efect de sera si in contextul cresterii consumului de energie, se urmareste ca emisiile de CO₂ sa fie plafonate si chiar reduse. In acest sens, se pune accentul pe promovarea producerii energiei pe baza de surse regenerabile.

Tranzitia energetica a Romaniei catre un sistem energetic durabil este definita in Strategia Energetica Nationala (SEN) pentru perioada 2022-2030, avand o viziune strategica extinsa pana in 2050. SEN acorda prioritate investitiilor in energie eoliana si solara, evidentiind rolul lor central in atingerea obiectivelor energetice nationale. Se proiecteaza o crestere a productiei de energie eoliana la 12.571 GWh pana in 2050, in timp ce productia de energie solara este estimata sa ajunga la 7.357 GWh in aceeasi perioada.



În prezent, pe mapamond există o tendință de creștere a prețului combustibililor fosili, cauzată atât de diminuarea rezervelor cunoscute, cât și de o cerere din ce în ce mai mare din partea unor state cu economiile în dezvoltare accelerată.

Pe de altă parte, situația geopolitică în anumite regiuni furnizoare de combustibili fosili poate degenera în conflicte (unele fiind deja în desfășurare), care vor pune și mai mult sub semnul întrebării certitudinea unei furnizări constante de materii prime. Nu în ultimul rând, dependența unei țări, chiar și parțial, față de importurile de energie este într-o mare măsură echivalentă cu o dependență politică față de țările furnizoare. Unul din exemplele cele mai recente este situația din Ucraina. Adăugând argumentelor de mai sus informațiile existente cu privire la ritmul de epuizare al rezervelor de combustibili fosili din România, rezultă că diversificarea exploatării sursei lor de energie neconvențională este o activitate care are mari șanse de a deveni din opțional, necesară.

Diversificarea capacităților de producție a energiei electrice din surse regenerabile

Deși o mare parte din energia electrică furnizată în România provine din hidrocentrale, nu se poate sustine că producerea energiei este tot timpul constantă. În condițiile unor episoade de secetă din ce în ce mai frecvente, riscul funcționării hidrocentrelor la capacitate redusă crește. Apare astfel necesitatea diversificării mijloacelor de producere a energiei din surse regenerabile, care poate fi obținută prin instalarea în zonele favorabile a unor parcuri fotovoltaice. Ca un exemplu, în lunile de iarnă (în care precipitațiile atmosferice, aflate în stare solidă, nu pot fi convertite în energie electrică), deficitul de energie hidroelectrică poate fi compensat prin funcționarea la capacitate mare a unor parcuri fotovoltaice.

Amplasamentul parcului fotovoltaic (localitatea TELEȘTI, județul Gorj) prezintă condiții favorabile pentru realizarea unei asemenea investiții datorită:

- condițiilor excelente de captare a energiei solare;
- existenței spațiului disponibil;
- distanței suficiente față de zonele locuite;
- existenței drumurilor de acces;
- proximității liniei electrice din cadrul SEN;
- sprijinului comunităților locale pentru proiect.

Alegerea locației din zona Comunei Telești, județul Gorj a fost influențată de mai multe variabile dintre care mai importante sunt: caracteristicile reliefului corelate cu distribuția radiațiilor, altitudinea, înclinatia, orientarea versanților. Acestea sunt elementele de care s-a ținut cont în momentul planificării parcului fotovoltaic, stabilindu-se amplasarea modulelor în zonele cele mai favorabile din acest punct de vedere.

Obiectivele stabilite prin strategia energetică se referă la integrarea energiei electrice din surse regenerabile de energie în structura sistemului energetic național, promovarea investițiilor private și facilitarea accesului pe piața energiei electrice din surse regenerabile de energie, asigurând independența consumului energetic al economiei naționale.

Următoarele argumente susțin investițiile în parcuri fotovoltaice:

- Energia solara are un impact redus asupra mediului inconjurator si prin dezvoltarea de astfel de capacitati s-ar putea inchide din centralele ce folosesc combustibili fosili si chiar centralele nucleare.
- Echipamentele utilizate in construirea parcurilor fotovoltaice au o durata lunga de viata de minim 25 ani.
- Costurile de intretinere sunt relativ reduse
- Durata scurta de realizare
- Predictibilitatea energiei solare este destul de mare in comparatie cu energia eoliana.

2.1.2 Scenariile/optiunile tehnico-economice identificate si propuse spre analiza.

Avand in vedere, specificul investitiei, pentru prezentul proiect au fost analizate doua scenarii tehnico-economice, definite in functie de numarul si tipul de panouri fotovoltaice si invertoare folosite, respectiv putere electrica instalata. Pentru aceste scenarii s-au realizat simulari cu privire la cantitatea de energie posibil a fi produsa in locatia analizata.

- **Scenariul 1:** Centrala fotovoltaica cu o capacitate instalata de 2,40 MW

Astfel, se considera o capacitate instalata in invertoare de 2,40 MW. Sistemul fotovoltaic va fi alcatuit dintr-o centrala CEF TELESTI 2 (2,40 MW), ce va avea un numar de 4.080 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un numar de 132 de celule (Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2384 x 1303 x 33 mm si o greutate de aproximativ 37,8 kg.

- **Scenariul 2:** Centrala fotovoltaica cu o capacitate instalata de 2,40 MW + optimizatoare

Optimizatorul de putere (elementul suplimentar al scenariului 2 comparativ cu scenariul 1) este un convertizor DC/DC care se conecteaza pe fiecare modul solar, transformandu-l astfel in modul inteligent. Optimizatoarele de putere cresc productia de energie electrica a modulelor fotovoltaice prin monitorizarea permanenta a punctului de putere maxima (MPPT) a fiecarui modul in parte. In plus, optimizatorul de putere urmareste performanta fiecarui modul si comunica datele culese catre platforma de supraveghere pentru a asigura o mentenanta performanta cu costuri scazute. Fiecare optimizator este echipat cu functia SafeDC care reduce in mod automat tensiunea de DC a modulelor la un nivel de securitate cand invertorul nu functioneaza sau este intrerupta alimentarea cu CA de la retea.

Monitorizarea la nivel de modul a MPPT permite proiectarea unui sistem fotovoltaic flexibil, cu posibilitatea de a avea mai multe orientari ale modulelor aceleiasi sir, sirurile sa contina diferite tipuri de module fotovoltaice, cu inclinari diferite sau cu lungimi diferite ale sirurilor.

In sistemele fotovoltaice, fiecare modul are punctul de putere maxima care ii este propriu. In timpul utilizarii, diferentele dintre module sunt inevitabile. In sistemele care nu folosesc optimizatoare de putere, modulul cu putere mai mica reduce puterea tuturor modulelor din sir la nivelul acestuia.

Cu acest sistem fiecare modul produce la putere maxima si sunt eliminate pierderile de putere datorate diferentelor dintre module.

Cauzele care pot duce la diferente de putere dintre module:

- diferenta de putere datorata tolerantei de fabricatie care poate fi de $\pm 3\%$
- murdarie, umbrire, frunze
- imbatranire inegala a panourilor

Cele doua scenarii au fost analizate comparativ, intreaga analiza reducandu-se la o serie de indicatori financiari, prin comparatia acestora rezultatul fiind ca scenariul 1 este superior din punct de vedere tehnic si financiar.

2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislatie acorduri relevante, structuri institutionale si financiare

Provocari precum cresterea dependentei de importuri, diversificarea limitata, preturi ridicate si volatile la energie, cresterea cererii mondiale de energie, riscurile de securitate care afecteaza tarile producatoare si pe cele de tranzit, amenintarile crescande pe care le reprezinta schimbarile climatice, decarbonizarea, progresul lent spre eficienta energetica, provocarile care decurg din ponderea tot mai mare a energiei regenerabile, precum si nevoia de o mai mare transparenta si de o mai buna integrare si interconectare pe pietele de energie, constituie principalele elemente ce domina contextul actual.

1. Din punct de vedere socio-economic, intre conditiile relevante in Romania, precum si specific in regiunea SUD-VEST OLTENIA mai exact jud. Gorj, localitatea TELESTI, in care este localizat prezentul proiect de investitie, sunt incluse:

- **Dinamica demografica** – populatia este una imbatranita, mai ales in zonele rurale, exista o rata scazuta de natalitate, s-a manifestat si se manifesta tendinta crescanda de parasire a localitatilor rurale, existand o preferinta catre mediul urban, fiind pregnantă chiar si tendinta de parasire a regiunii si a tarii pentru conditii mai bune de trai. Totodata se constata o crestere a nivelului saraciei, o rata ridicata a abandonului scolar, un procent ridicat de populatie roma afectata de saracie etc.
- **Cresterea PIB estimata** conform urmatoarelor prognoze:

Valoarea PIB in regiunea SUD-VEST OLTENIA

- miliarde lei, preturi curente –

Indicatori	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PIB total economie	1.409,8	1.583,5	1.733,8	1.880,6	2.032,3	2.179,0
Regiunea Sud - Vest Oltenia	105,1	116,9	127,5	138,1	149,0	159,5
Dolj	35,1	39,5	43,1	46,6	50,3	53,8
Gorj	21,2	23,4	25,4	27,6	29,8	31,9
Mehedinti	11,3	12,5	13,7	14,9	16,2	17,4
Olt	17,8	19,7	21,4	23,1	24,9	26,6
Valcea	19,7	21,8	23,9	25,9	27,9	29,9

Proiectia principalilor indicatori economico – sociali in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza profil teritorial ianuarie 2024 [https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/]

PIB pe locuitor, pe judete si regiuni

- euro/locuitor –

Indicatori	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PIB total economie	15.012	16.820	18.280	19.663	21.056	22.400
Regiunea Sud - Vest Oltenia	11.461	12.822	13.976	15.120	16.283	17.428
Dolj	11.919	13.448	14.641	15.808	16.994	18.166

Gorj	13.845	15.366	16.718	18.135	19.563	20.957
Mehedinti	9.913	11.038	12.160	13.190	14.270	15.333
Olt	9.512	10.660	11.574	12.508	13.434	14.360
Valcea	11.704	13.003	14.195	15.363	16.558	17.724

Proiectia principalilor indicatori economico – sociali in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza profil teritorial ianuarie 2024 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

Evolutia PIB pe regiuni

- modificari procentuale fata de anul anterior, % -

Indicatori	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total economie						
Produsul intern brut	4,7	2,0	3,4	4,2	4,6	4,1
din care, valoarea adaugata bruta in:						
- industrie	-2,3	-3,1	1,2	3,6	4,4	4,0
- agricultura	-11,6	1,8	5,7	2,9	1,6	1,4
- constructii	11,2	7,8	7,1	9,1	9,0	6,7
- servicii	7,7	3,1	3,5	4,0	4,3	4,1
Regiunea Sud - Vest Oltenia						
Produsul intern brut	4,3	1,0	2,9	4,1	4,4	4,0
din care, valoarea adaugata bruta in:						
- industrie	-2,1	-6,0	0,2	3,3	4,1	3,7
- agricultura	-14,4	2,0	5,8	3,0	1,7	1,4
- constructii	11,2	8,2	7,1	9,1	9,0	6,7
- servicii	9,2	3,7	3,3	3,9	4,2	4,0

Proiectia principalilor indicatori economico – sociali in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza profil teritorial ianuarie 2024 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

Evolutia PIB pe judete

- modificari procentuale fata de anul anterior, % -

Indicatori	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PIB total economie	4,7	2,0	3,4	4,2	4,6	4,1
Regiunea Sud - Vest Oltenia	4,3	1,0	2,9	4,1	4,4	4,0
Dolj	5,6	2,0	3,0	4,0	4,4	3,9
Gorj	5,9	0,2	2,5	4,1	4,5	4,0
Mehedinti	2,1	0,2	3,7	4,5	4,7	4,2
Olt	2,9	0,8	2,4	3,9	4,1	3,7
Valcea	3,0	0,5	3,4	4,2	4,5	4,1

Proiectia principalilor indicatori economico – sociali in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza profil teritorial ianuarie 2024 [<https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>]

- **Conditile pieteii muncii** – in contextul unei populatii imbatranite, a natalitatii scazute, a exodului de tineri, in piata muncii nu exista prea multe optiuni si nici prea diversificate, conditiile fiind unele dificile, ce contribuie la extinderea fenomenului de saracie
- **Tendinta somajului** – Exista somaj pe termen lung ridicat, o rata crescuta a somajului in randul tinerilor, incluziune redusa pe piata muncii, care contribuie la extinderea fenomenului de saracie.

Someri inregistrati, la sfarsitul anului
- mii persoane -

Indicatori	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total economie	239,1	235,0	215,0	200,0	190,0	186,0
Regiunea Sud - Vest Oltenia	39,8	39,0	36,2	33,2	31,0	31,0
Dolj	16,8	16,6	16,0	14,3	14,0	14,0
Gorj	4,3	4,0	3,8	3,3	3,2	3,2
Mehedinti	5,8	5,8	5,0	4,9	4,3	4,3
Olt	8,2	7,9	7,0	6,7	6,0	6,0
Valcea	4,8	4,7	4,4	4,0	3,5	3,5

Proiectia principalilor indicatori economico – sociali in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza profil teritorial ianuarie 2024 [https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/]

Rata somajului inregistrat
- % -

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total economie	3,0	2,9	2,7	2,5	2,3	2,2
Regiunea Sud - Vest Oltenia	5,7	5,4	5,0	4,6	4,3	4,2
Dolj	7,3	7,2	6,8	6,1	6,0	5,9
Gorj	3,5	3,3	3,1	2,7	2,6	2,5
Mehedinti	6,8	6,8	5,8	5,7	5,0	5,0
Olt	6,1	5,9	5,2	5,0	4,4	4,4
Valcea	3,3	3,3	3,0	2,7	2,4	2,4

Proiectia principalilor indicatori economico – sociali in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza profil teritorial ianuarie 2024 [https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/]

Astfel, cele mai importante trei consecinte ale problemelor sociale la nivel regional, avand si un profund caracter economic, sunt:

- diminuarea calitatii vietii,
- scaderea sigurantei si securitatii sociale si
- reducerea coeziunii sociale.

Planul de Dezvoltare a Regiunii SUD-VEST OLTENIA 2021 – 2027 (PDR SUD-VEST OLTENIA) considera drept „bogatiiile naturale” ca premise importante in dezvoltarea economica, **nominalizand resursele regenerabile de energie si cu precadere energia solara ca avand potential ridicat din punct de vedere al rentabilitatii economice**, urmata de biomasa, si de potentialul hidroenergetic.

2. Din punct de vedere politic si institutional, sunt relevante **Politicele economice si planurile de dezvoltare**, care sa raspunda nevoilor identificate.

Politicele economice si planurile de dezvoltare, care sa raspunda nevoilor identificate.

In acest sens, subliniem:

La 14 iulie 2021, Comisia a adoptat un pachet de propuneri intitulat „Realizarea obiectivelor Pactului verde european”, cu scopul de a reduce emisiile cu cel **putin 55% pana in 2030**,

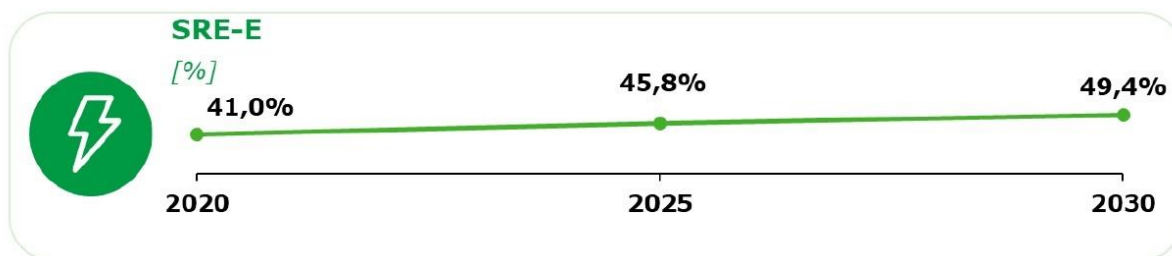
comparativ cu nivelurile din 1990, si de a face ca UE sa devina neutra din punctul de vedere al emisiilor de CO2 pana in 2050.

Contextul in care este propusa investitia actuala vizeaza asadar eficienta energetica, sursele regenerabile de energie, respectiv reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera.

In consecinta, pentru a garanta indeplinirea acestor obiective, fiecare stat membru a fost obligat sa transmita Comisiei Europene un Proiect al Planului National Integrat in domeniul Energiei si Schimbarilor Climatice (PNIESC) pentru perioada 2021-2030. Proiectele PNIESC stabilesc obiectivele si contributiile nationale la realizarea obiectivelor UE privind schimbarile climatice. In Romania propriul proiect PNIESC (2021-2023) a fost aprobat prin Hotararea de Guvern 1.076 din 4 octombrie 2021.

Sursa: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/ro/sheet/68/politica-energetica-principii-generale>

Contributia Romaniei la atingerea tintelor stabilite la nivelul anului 2030 este ilustrata in graficul de mai jos:



Traectoria orientativa a ponderii energiei din surse regenerabile in consumul final brut de energie electrica, 2021 - 2030

Pentru a putea indeplini traectoria cotei SRE globale propusa in PNIESC, noile capacitati nete de productie a energiei din SRE necesar a fi instalate sunt:

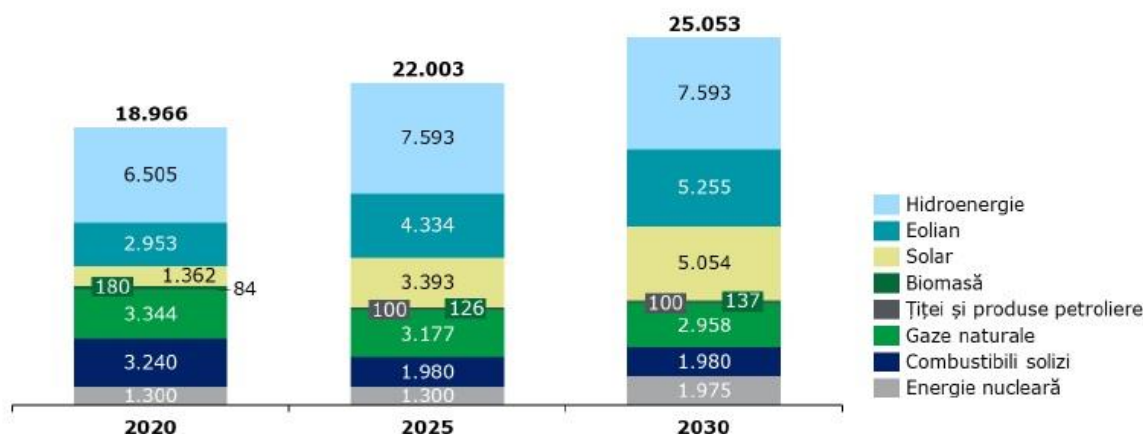
a) Eolian:

- + 822 MW capacitate instalata suplimentar in 2022 fata de 2020;
- + 559 MW capacitate instalata suplimentar in 2025 fata de 2022;
- + 556 MW capacitate instalata suplimentar in 2027 fata de 2025;
- + 365 MW capacitate instalata suplimentar in 2030 fata de 2027.

b) Solar:

- + 994 MW capacitate instalata suplimentar in 2022 fata de 2020;
- + 1.037 MW capacitate instalata suplimentar in 2025 fata de 2022;
- + 528 MW capacitate instalata suplimentar in 2027 fata de 2025;
- + 1.133 MW capacitate instalata suplimentar in 2030 fata de 2027.

Proiectiile la nivelul anului 2030 prevad o crestere a capacitatilor eoliene pana la o putere de 5.255 MW si a celor fotovoltaice de pana la aprox. 5.054 MW,



Traectoria orientativa a capacitatii nete instalate, pe surse, [MW]

- **Initiativa emblematica din Strategia Nationala pentru Dezvoltarea Durabila a Romaniei 2030 - privind „Accelerarea” cresterii durabile – a creat premisele pentru o accelerare a „tranzitiei verzi”.**
- **Directiva 2413/18-oct-2023 de modificare a Directivei (UE) 2018/2001, a Regulamentului (UE) 2018/1999 si a Directivei 98/70/CE in ceea ce priveste promovarea energiei din surse regenerabile si de abrogare a Directivei (UE) 2015/652 a Consiliului,**
- **Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European si a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piata interna de energie electrica si de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare) (Text cu relevanta pentru SEE.)**
- **Directiva 1791/13-sept-2023 privind eficienta energetica si de modificare a Regulamentului (UE) 2023/955 (reformare)**

Aceste 3 Directive contribuie la contextul actual de promovare a utilizarii energiei din surse regenerabile.

Relevante sunt si **Aspectele politice si institutionale**, inclusiv politicile economice existente si planurile de dezvoltare, intre care mai sunt de mentionat si:

- Strategia energetica a Romaniei 2020-2030, cu perspectiva anului 2050
- Strategia de Dezvoltare a Regiunii SUD-VEST OLTENIA 2023-2027
- Planul de Dezvoltare a Regiunii SUD-VEST OLTENIA 2023-2027 (PDR SUD-VEST OLTENIA)
- Strategia nationala privind promovarea egalitatii de sanse intre femei si barbati si prevenirea si combaterea violentei domestice pentru perioada 2022-2027
- Strategia nationala “O societate fara bariere pentru persoanele cu dizabilitati”
- Strategia Nationala pentru Dezvoltare Durabila a Romaniei Orizonturi 2013-2020-2030

STRATEGIA ENERGETICA A ROMANIEI 2025-2035 aflata in dezbatere publica in aceasta perioada (Iunie 2024), CU PERSPECTIVA ANULUI 2050 prevede in cadrul Obiectivului 2 - Energie cu emisii scazute de carbon, urmatoarele:

Decarbonizarea sectorului energetic reprezinta o actiune urgenta si necesara pentru a atinge obiectivele asumate de Romania in domeniul energiei si schimbarilor climatice, care impune o

transformare a sectorului energetic prin cresterea securitatii energetice, sprijinirea dezvoltarii economice, incluziune sociala, crearea de locuri de munca si asigurarea unui pret al energiei echitabil si accesibil pentru consumatori.

Romania si-a asumat o reducere cu 89% a emisiilor de GES in sectorul energetic in 2035, respectiv de 99% la nivelul anului 2050 comparativ cu nivelul emisiilor GES inregistrat in anul 1990. In ceea ce priveste ponderea SRE in consumul final brut de energie, Romania si-a asumat o pondere de 41,1% in 2035, respectiv 86,1% in 2050. ***Tintele vor fi indeplinite, in principal, prin cresterea capacitatii instalate de productie a energiei din surse eoliene, solare, hidroenergetice si geotermale, utilizarea gazelor verzi (biometan, hidrogen, metan sintetic, etc.), precum si prin electrificarea partiala a sistemelor de incalzire si racire.*** Pentru atingerea obiectivelor si tintelor stabilite, procesul de eliminare treptata a combustibililor fosili solizi din mixul energetic reprezinta o actiune necesara, astfel Romania a stabilit anul 2032 ca termen pentru dezafectarea capacitatilor de productie a energiei pe baza de huila si lignit. Odata cu cresterea capacitatilor de productie a energiei electrice din SRE, stocarea energiei in baterii, hidrocentrale cu acumulare prin pompaj si hidrogenul vor juca de asemenea un rol esential pentru cresterea flexibilitatii si echilibrarii sistemului electroenergetic, avand capacitatea de a oferi servicii de reglaj primar, secundar si tertiar.

Contextul se dovedeste a fi unul favorabil din toate punctele de vedere, potrivit celor mentionate anterior.

2.3. Analiza situatiei existente si identificarea deficientelor

Prezentul proiect de investitii consta in valorificarea potentialului fotovoltaic din zona localitatii TELESTI, Jud. Gorj, prin instalarea a 4.080 module fotovoltaice de catre S.C. SUNNY GLADE S.R.L. cu o capacitate instalata de 2,40 MW curent alternativ.

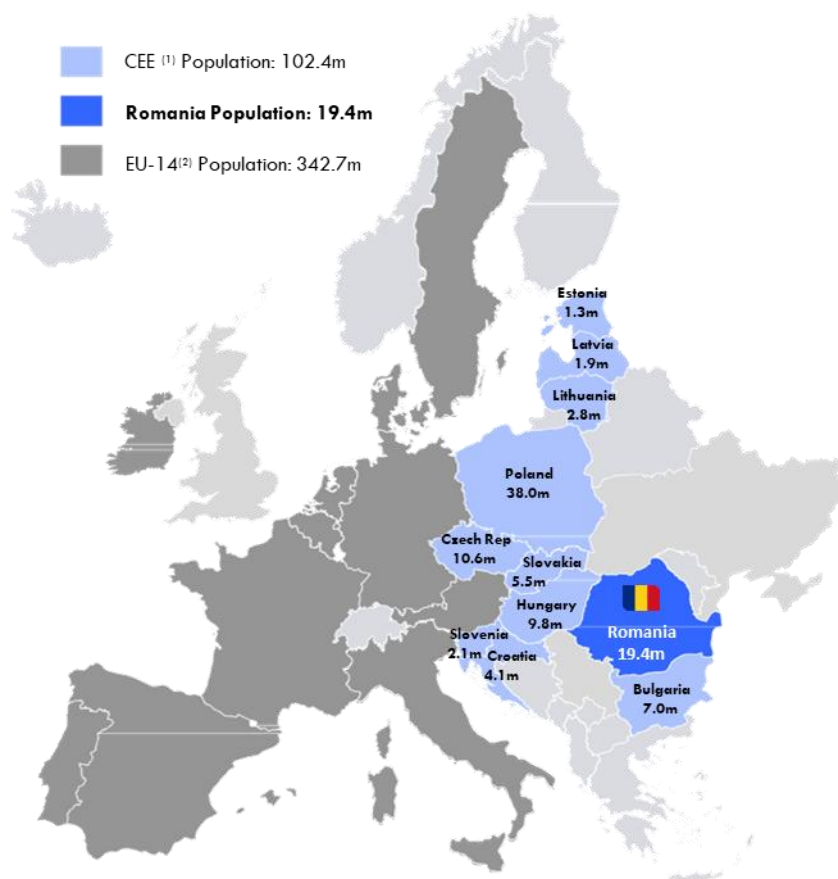
Tinta prezentului proiect consta in imbunatatirea eficientei energetice prin valorificarea potentialului radiatiei solare existente in localitatea TELESTI, Jud Gorj, imbunatatirea calitatii mediului inconjurator prin reducerea emisiilor de gaze cu efect de sera.

Obiectivul principal al proiectului consta in realizarea de catre S.C. SUNNY GLADE S.R.L. a unei investitii intr-o capacitate de productie de energie electrica din surse regenerabile – Centrala electrica fotovoltaica (C.E.F.) cu o capacitate instalata de 2,40 MW, in localitatea TELESTI, jud. Gorj.

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

A. Prezentare generala a pietei de energie electrica din Romania

Romania este a doua cea mai mare economie din CEE, cu investitii straine directe in crestere si perspective solide de viitor.



Piata Atractiva: Romania este, dupa Polonia, a doua cea mai mare tara din CEE

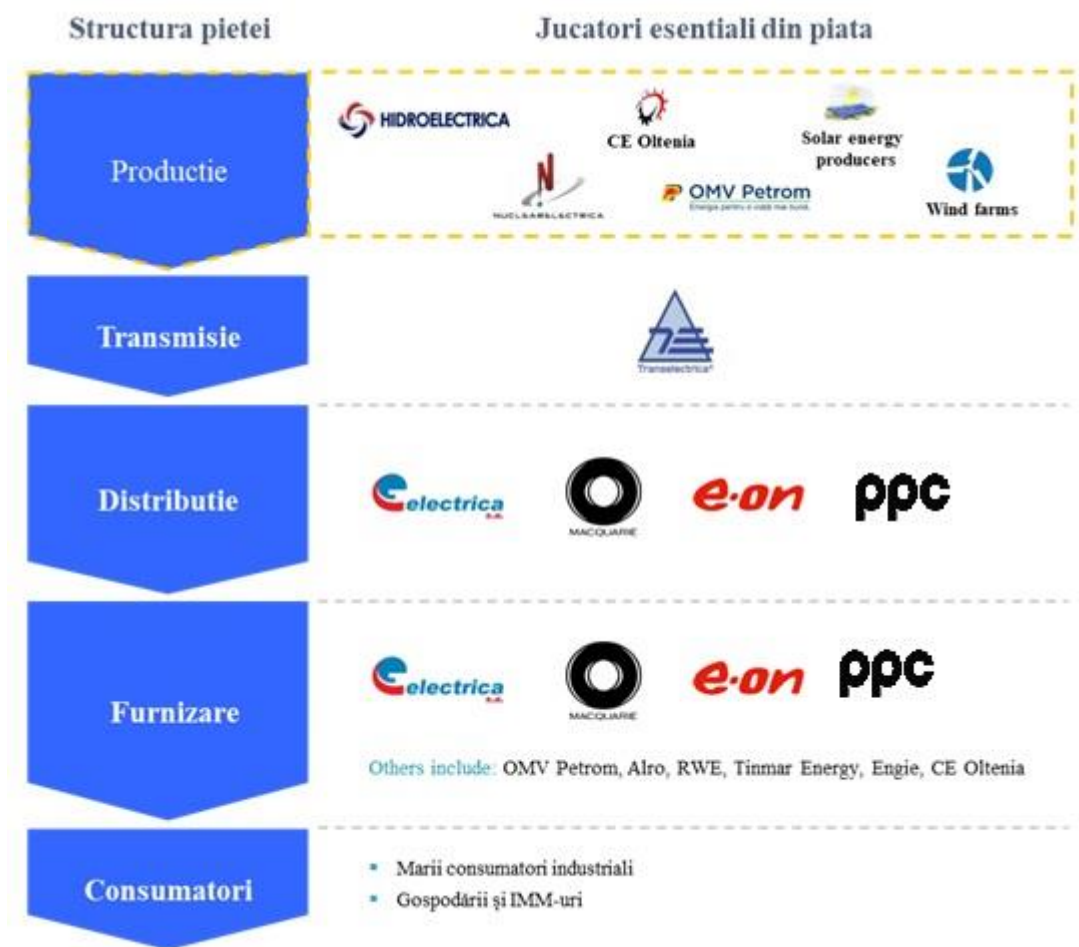
(1) CEE este alcatuita din: Romania, Bulgaria, Ungaria, Polonia, Republica Ceha, Croatia, Estonia, Letonia, Lituania, Slovacia si Slovenia

(2) EU-14 este alcatuita din: Belgia, Danemarca, Germania, Irlanda, Grecia, Spania, Franta, Italia, Luxemburg, Tarile de Jos, Austria, Portugalia, Finlanda, Suedia

Sursa: Eurostat, European Commission - European Economic Forecast, Winter 2021 (Feb 2021), European Commission, Transparency International, World Bank, Bloomberg

A.1 Structura pietei

Sectorul energetic este o prioritate pentru economia si politica de securitate a Romaniei. Tara trece incet de la carbune la gaz, nuclear, hidro si alte energii regenerabile. Piata de energie electrica din Romania este concurentiala, complet liberalizata.



Jucatori esentiali din piata de energie electrica din Romania, sursa: ANRE, Transelectrica, Rapoarte anuale

Productie

Principalele companii de productie a energiei electrice sunt de stat:

- Centrala nucleara de la Cernavoda (2x700 MW capacitate instalata pentru unitatile 1+2, asigurand aproximativ 20% din mixul energetic total - <https://www.nuclearelectrica.ro/cne/en/>),
- 142 hidrocentrale si centrale de pompare – 6.158 MW putere instalata asigurand peste 25% din mixul energetic (<https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/home>),
- centrale pe carbune – detinute de Complexul Energetic Oltenia, Soc. Electrocentrale Craiova, CET Govora, Complex energetic Valea Jiului, UAT Iasi, care asigura aprox. 20% din productia nationala de energie electrica. 8 dintre acestea detin autorizatie de la Agentia de Mediu pana in anul 2024.

Transmiterea Energiei

Sistemul de transport al energiei electrice din Romania si sistemul de interconectare cu tarile invecinate este administrat si operat de compania majoritara de stat Transelectrica SA. De asemenea, gestioneaza functionarea pietei, dezvoltarea retelei si a infrastructurii pietei si securitatea sistemului national de transport de energie. (<https://www.transelectrica.ro/en/web/tel/home>).

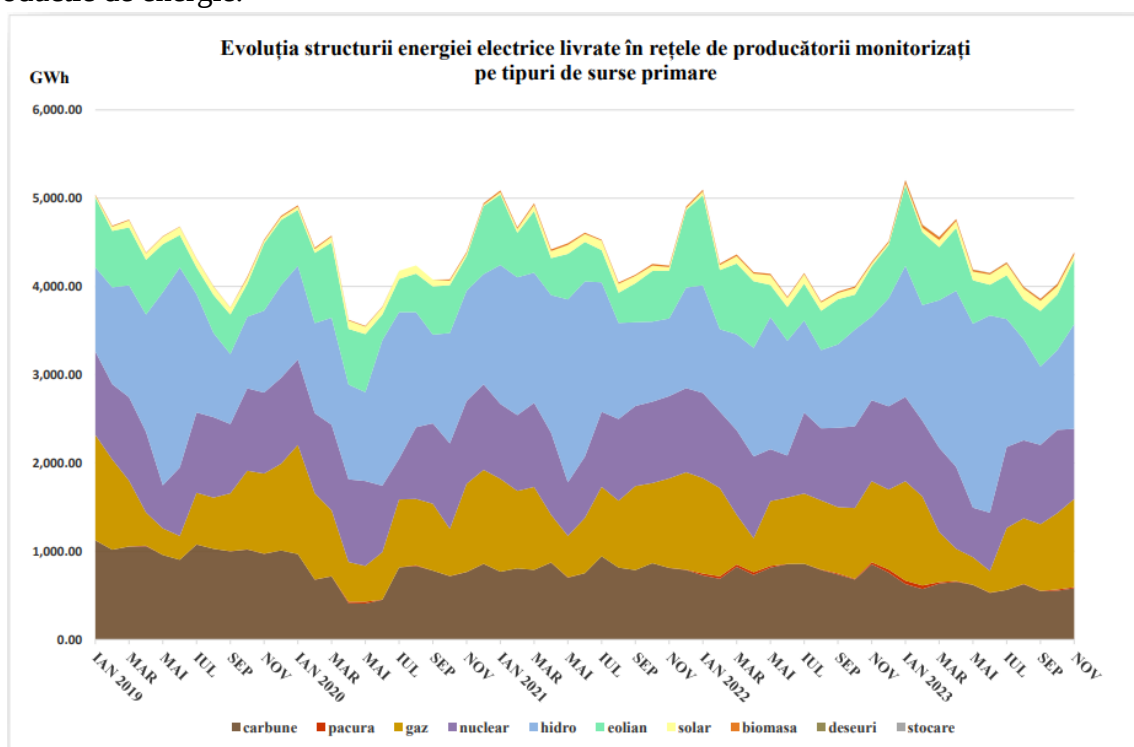
Furnizarea si distributia energiei

Pana in prezent, cinci furnizori/distribuitori majori de energie electrica erau activi in Romania:

1. CEZ (in prezent Macquarie Infrastructure and Real Assets – MIRA)
2. Enel Energie (PPC Energie)
3. Enel Energie Muntenia (PPC Energie Muntenia)
4. E.On
5. Electrica, acoperind diferite regiuni.

In Ianuarie 2024 existau 182 furnizori de energie electrica licentiatii si 212 de furnizori licentiatii pentru furnizare de gaz natural.

Mixul de energie electrica al Romaniei este unul dintre cele mai echilibrate din UE, carbune, hidroenergie, gaze fosile, energia nucleara si energia eoliana avand cote comparabile de capacitate si productie de energie.



Furnizarea totala de energie (TES) dupa sursa, Romania 2019-2023 NOIEMBRIE, sursa: www.anre.ro / Rezultatele de monitorizare a pietei de energie electrica pana in Noiembrie 2023

In 2019, peste **noua milioane de utilizatori** au fost conectati la rețelele electrice prin intermediul a opt operatori de sisteme de distributie autorizati (54,72% in zonele urbane):

- e-Distributie Muntenia
- e-Distributie Banat
- e-Distributie Dobrogea
- Distributie Energie Oltenia
- Delgaz Grid
- Distributie Energie Electrica Romania
 - zona Muntenia Nord
 - zona Transilvania Nord
 - zona Transilvania Sud.

A.2 Productie – Consum / Import – Export de energie electrica

Productia de energie electrica in Romania a crescut cu 5,3% in 2021 la 59 TWh, cu 38% din termica, 29% din hidro, 19% din nuclear, 11% din eolian si 3% din solar, in timp ce importurile de energie electrica au crescut cu 6,7%, pana la 8,1 TWh, potrivit Institutului National de Statistica al tarii.

Din analiza **activitatii comerciale transfrontaliere cu energie electrica**, prezentate in tabelul urmator, se constata o intensificare in anul 2020, comparativ cu anul anterior, atat pe partea de export (cu cca. 29%), cat si pe cea de import (cu cca. 45,6%).

Tranzactii export/import	2019	2020	2021	2022
Export				
Volum (GWh)	3.550	4.584	5.425	4.639
Pret mediu (lei/MWh)	195,62	181,80	424,97	1.088,23
<i>din care, prin PZU cuplat</i>				
Volum (GWh)	990	1.194	1.513	1.228
Pret mediu (lei/MWh)	179,13	178,30	366,96	865,54
<i>din care, prin PI cuplat</i>				
Volum (GWh)	10,34	200	490	544
Pret mediu (lei/MWh)	203,47	219,03	523,45	1196,06
Import				
Volum (GWh)	5.068	7.377	7.624	5.886
Pret mediu (lei/MWh)	273,07	223,01	600,59	1.613,53
<i>din care, prin PZU cuplat</i>				
Volum (GWh)	1.733	1.399	2.333	3.788
Pret mediu (lei/MWh)	285,58	199,13	796,48	1.635,79
<i>din care, prin PI cuplat</i>				
Volum (GWh)	19,84	240	614	497
Pret mediu (lei/MWh)	196,09	212,30	642,59	1.471,03

Raport anual ANRE 2022 sursa: ANRE [<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale>]

Pe ansamblu, se poate constata faptul ca, incepand cu anul 2019, Romania si-a schimbat pozitia de exportator net in regiune, devenind importator net, cu o evolutie descendenta semnificativa a soldului export – import, asa cum rezulta din analiza valorilor prezentate in continuare:

SOLD (Export – Import)	2020	2021	2022
Volum (GWh)	-2.793	-2.199	-1.247

Raport anual ANRE 2022 sursa: ANRE [<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale>]

In UE Energia electrica este consumata de diferite sectoare ale economiei: gospodarii (adica energia consumata in locuintele cetatenilor), transport (de exemplu, feroviar, rutier, aviatie interna

sau transport interioara), industrie, servicii (inclusiv servicii comerciale si publice) si agricultura si silvicultura.

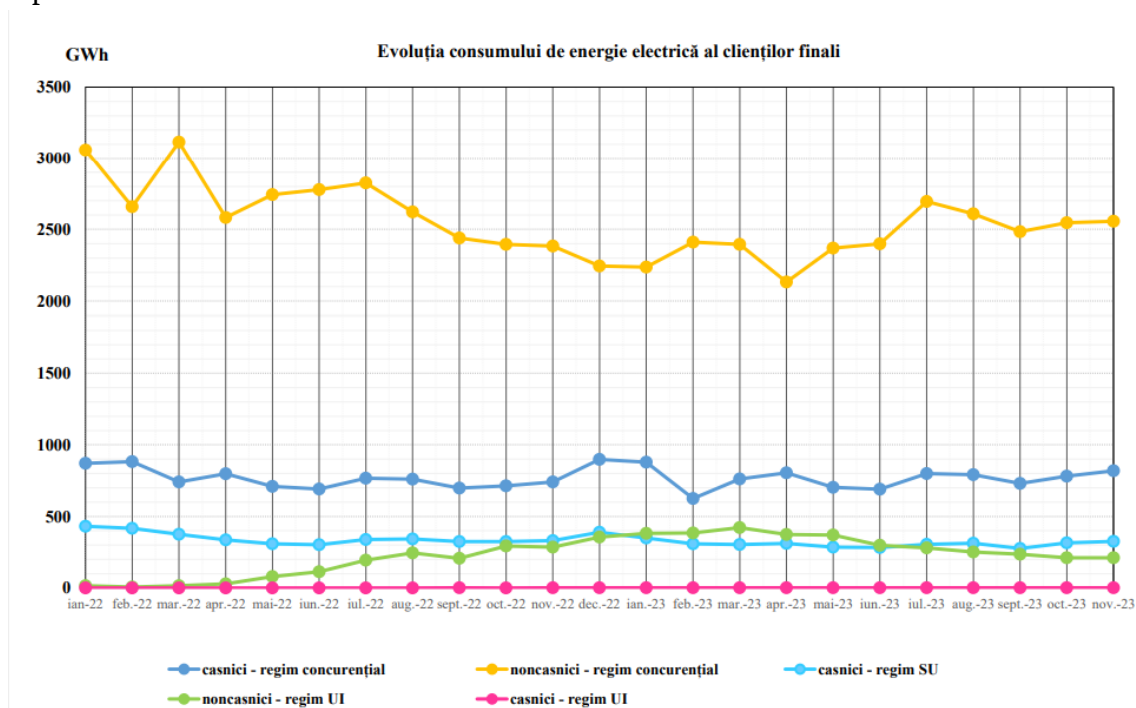
Analizand care sectoare din UE consuma cea mai mare cantitate de energie electrica, am indentificat faptul ca sectorul industrial (32 % din consumul final de energie) a consumat cea mai mare energie in 2020, urmat de sectorul transporturilor (26 %), **gospodarii (25 %)**, servicii (12 %) si agricultura si silvicultura (3 %).

In UE, **consumul principal de energie electrica in gospodarii** (sectorul rezidential) este pentru:

- **incalzirea locuintelor - 63,6 %**
- **incalzirea apei - 14,8 %**
- **iluminat si majoritatea aparatelor electrice - 14,1 %**
- **gatit - 6,1 %**
- **racirea spatiului - 0,4 %**
- **alte utilizari - 1,0 %.**

Incalzirea spatiului si a apei reprezinta, in consecinta, 78,4 % din energia finala consumata de gospodarii in UE.

Structura pietei cu amanuntul de energie electrica din punct de vedere al **consumului final de energie** electrica pe categorii de clienti finali si regim de furnizare, este prezentata in evolutie pentru perioada 2022-2023.



Evoluția structurii consumului de energie electrica furnizata clientilor finali casnici si noncasnici cu separarea pe regim de furnizare (reglementat sau concurențial) 2022-2023, sursa: ANRE [<https://www.anre.ro/ro/despre-anre/rapoarte-anuale>].

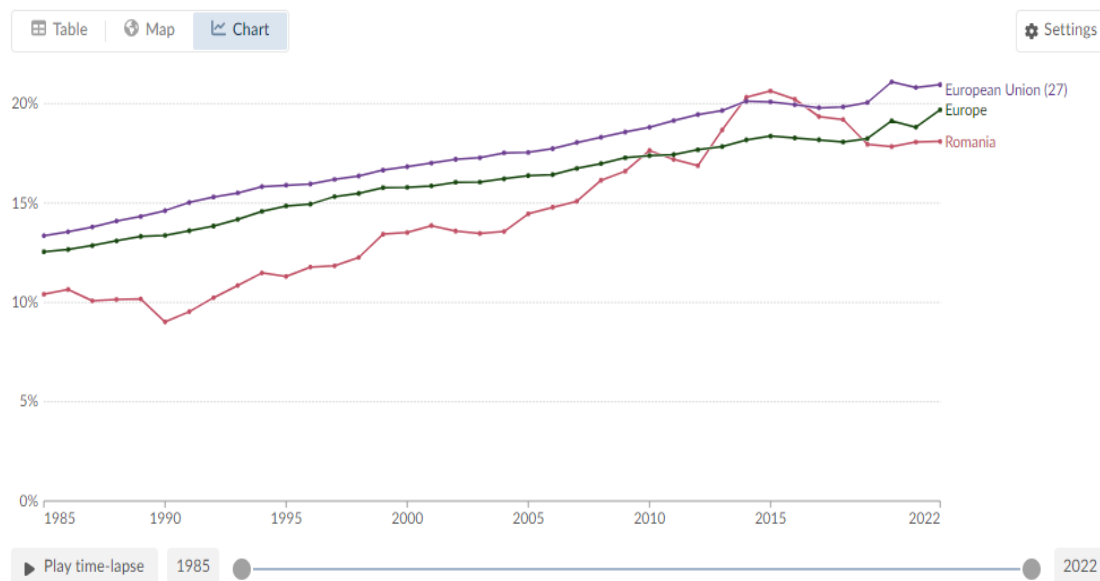
Consumul de energie pe cap de locuitor in Romania este de aproximativ 1,7 tep (2020), ceea ce este cu 44% sub media UE, iar consumul de energie electrica se ridica la 2.500 kWh/cap (53% sub media UE).

Consumul de energie electrica este intr-o crestere usoara din anul 2000 (cu aproximativ 1%/an in medie, in afara de 2009 si 2013, pana in 2018). Acesta a ramas stabil in 2019 si a scazut cu 3,4% la 48 TWh in 2020.

Electricity as a share of primary energy, 1985 to 2022

Measured as a percentage of total, direct primary energy consumption.

Our World
in Data

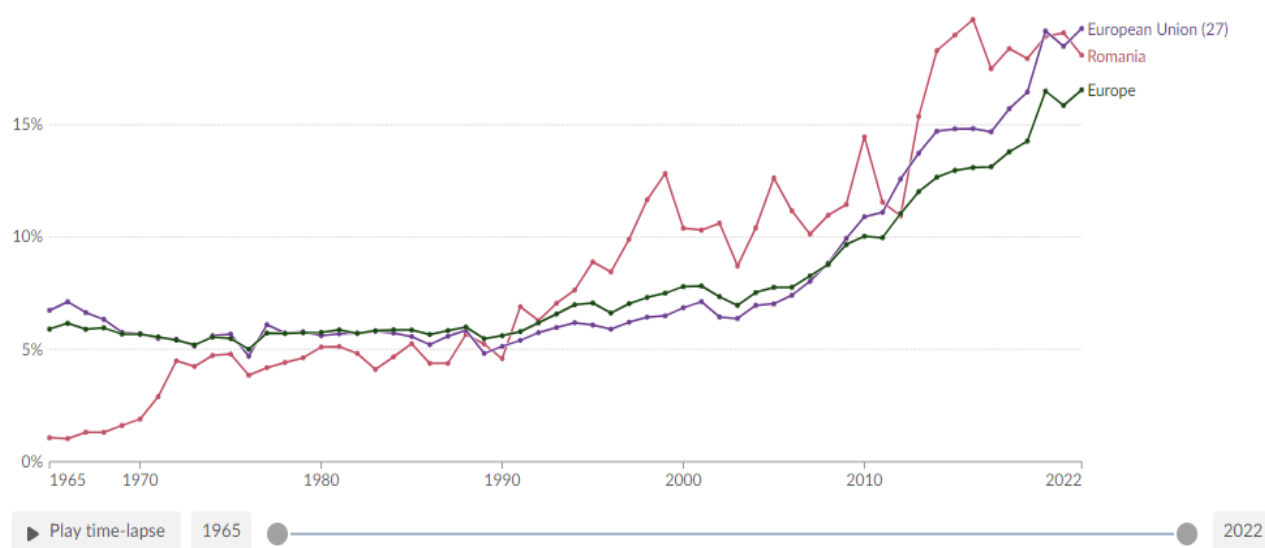


Data source: Ember - Yearly Electricity Data (2023); Ember - European Electricity Review (2022); Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023) - [Learn more about this data](#)

OurWorldInData.org/energy | CC BY



Utilizarea energiei electrice pe cap de locuitor [<https://ourworldindata.org/energy/country/romania>]



Data source: Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2023) - [Learn more about this data](#)
OurWorldInData.org/energy | CC BY

Download Share Enter full-screen

Ponderea energiei primare din surse regenerabile, [<https://ourworldindata.org/energy/country/romania>]

B. Piața energiei electrice din surse regenerabile din România

În 2020, la nivelul UE, sursele de energie regenerabilă au reprezentat 39% din energia electrică și au depășit pentru prima dată combustibilii fosili (36%) ca principala sursă de energie. În plus, 25% din electricitate provine de la centrale nucleare. Dintre sursele regenerabile, cea mai mare pondere a energiei electrice a provenit din turbinele eoliene (14%), hidrocentrale (13%), biocombustibili (6%) și energia solară (5%).

Se asteapta ca peste 650 de gigawati (GW) de energie regenerabila intermitenta, inclusiv eoliana si solara, sa fie dezvoltati din 2021 pana in 2035. Energiile regenerabile intermitente vor reprezenta aproximativ 60% din capacitatea totala instalata in Europa in 2035, comparativ cu aproximativ 35% in 2021.

Potrivit **Agentiei Internationale pentru Energii Regenerabile**, Romania instalase aproximativ 1,38 GW de energie solara la sfarsitul anului 2019. Este de asteptat ca tara sa **devina hubul eolian si fotovoltaic al Uniunii Europene**, cu astfel de centrale instalate in toata tara.

Distributia potentialul energetic al surselor regenerabile reflecta disponibilitatea regionala a principalelor tipuri de resurse:

1. Delta Dunarii (solar);
2. Dobrogea (eoliana si solara);
3. Moldova (microhidrocentrale, eoliana si biomasa);
4. Carpati (microhidrocentrale, biomasa);
5. Transilvania (microhidrocentrale);
6. Campia de Vest (geotermala);
7. Subcarpati (solar, biomasa si microhidrocentrale);
8. Campia Romana (biomasa, solar si geotermala).

Majoritatea regiunilor pot integra cu usurinta parcuri aditionale, datorita conditiilor generoase de mediu. Romania are un potential energetic din surse regenerabile semnificativ si diversificat (eolian, solar, hidroenergetic, geotermal si biomasa), determinat de conditiile favorabile de mediu (relief si clima).

Capacitatea totala de productie a energiei din surse regenerabile la 01.04.2024 este urmatoarea

I. Unitati Nedispecerizabile

Nr.	Combustibil	Total grupuri	Pi licenta (MW)
1	Apa	599	480,33
2	Eolian	52	186,71
3	Biomasa	56	106,90
4	Solar	630	1.046,05
5	Geotermala	1	0,05
	Total	1338	1.820,05

II. Unitati Dispecerizabile

Nr.	Combustibil	Total grupuri	Pi licenta (MW)
1	Apa	142	6.158,60
2	Eolian	64	2.840,2
3	Biomasa	1	29,65
4	Solar	52	580,12
	Total	259	9.608,57

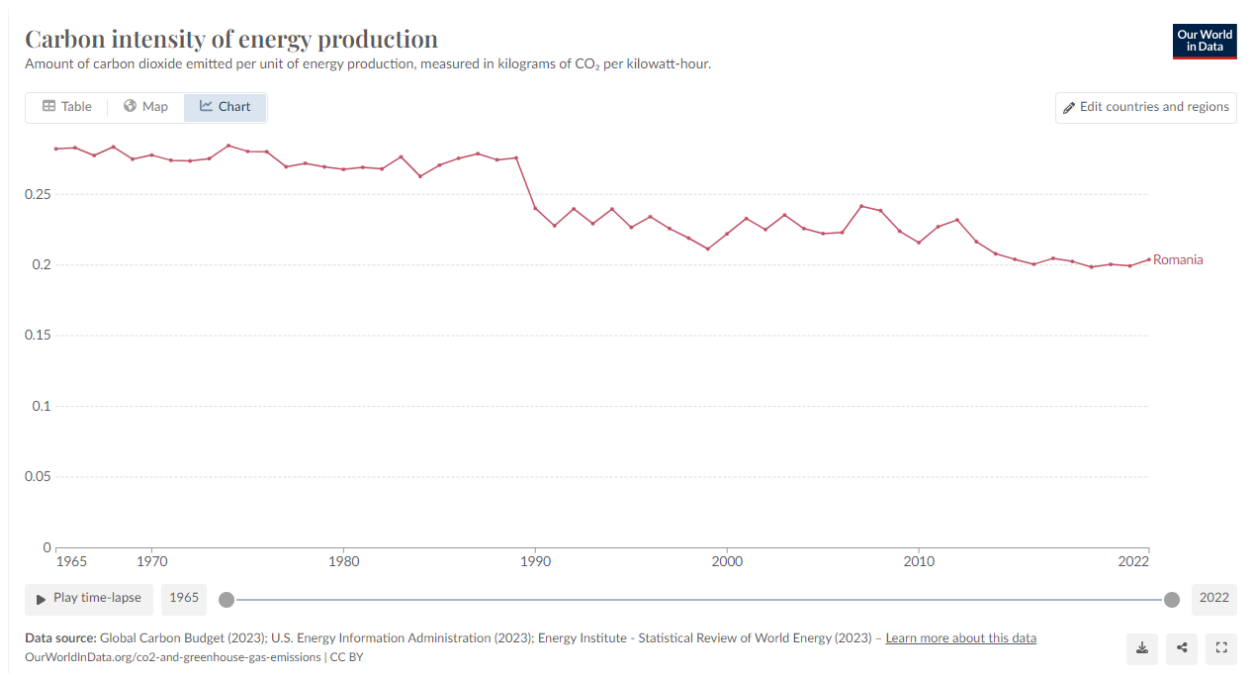
III. Prosumatori cu un nr. de 121304 avand o putere instalata de 1.618 MW.

[\[https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/productie/\]](https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/productie/)

Conform **Planului National Integrat in domeniul Energiei si Schimbarilor Climatice (PNIESC)**, Romania se angajeaza la instalarea unei capacitati suplimentare de 6,9 GW de energie eoliana si solara pana in 2030 fata de cele curente de 4,5 GW. Romania are astfel potentialul de a deveni un lider al dezvoltarii SRE in Europa Centrala si de Est. Potrivit planului, investitiile totale necesare pentru acest proces de transformare se ridica la mai mult de 22 mld EUR (incluzand investitiile in retea si unele capacitati conventionale), un ordin amplu care transforma investitiile in energie curata intr-un pilon al dezvoltarii economice si al strategiei industriale.

Exista cinci obiective nationale luate in considerare in **PNIESC**, cu tinte estimate pentru 2030:

- decarbonizare - scaderea emisiilor de GES cu 40% (consumul din surse regenerabile de energie – 34%, fata de 24% ca obiectiv 2020 si indeplinit din 2017)
- eficienta energetica (imbunatatire cu 32,5%)
- securitate energetica
- piata interna de energie
- cercetare, inovare si competitivitate (interconectarea pietei de energie – 15%).



Intensitatea carbonului in productia de energie [https://ourworldindata.org/energy/country/romania]

Intensitatea energetica – prezentata in graficul de mai sus – este o masura importanta pentru a monitoriza daca Romania inregistreaza progrese in reducerea emisiilor. Cealalta parte cheie a acestei ecuatii este intensitatea carbonului: cantitatea de CO₂ emisa per unitate de energie.

Putem reduce emisiile prin (1) utilizand mai putina energie; **si/sau (2) folosind energie cu emisii reduse de carbon**. Aceasta masuratoare de mai sus monitorizeaza a doua optiune. Pe masura ce

treceam mixul nostru energetic către surse cu emisii reduse de carbon (**cum ar fi sursele regenerabile** sau energia nucleară), cantitatea de carbon pe care o emitem per unitate de energie ar trebui să scadă. Graficul arată intensitatea carbonului – măsurată în kilograme de CO₂ emise per kilogram de echivalent petrol consumat.

De unde și nevoia crescândă pentru utilizarea surselor regenerabile în vederea unei intensități de carbon mai scăzută.

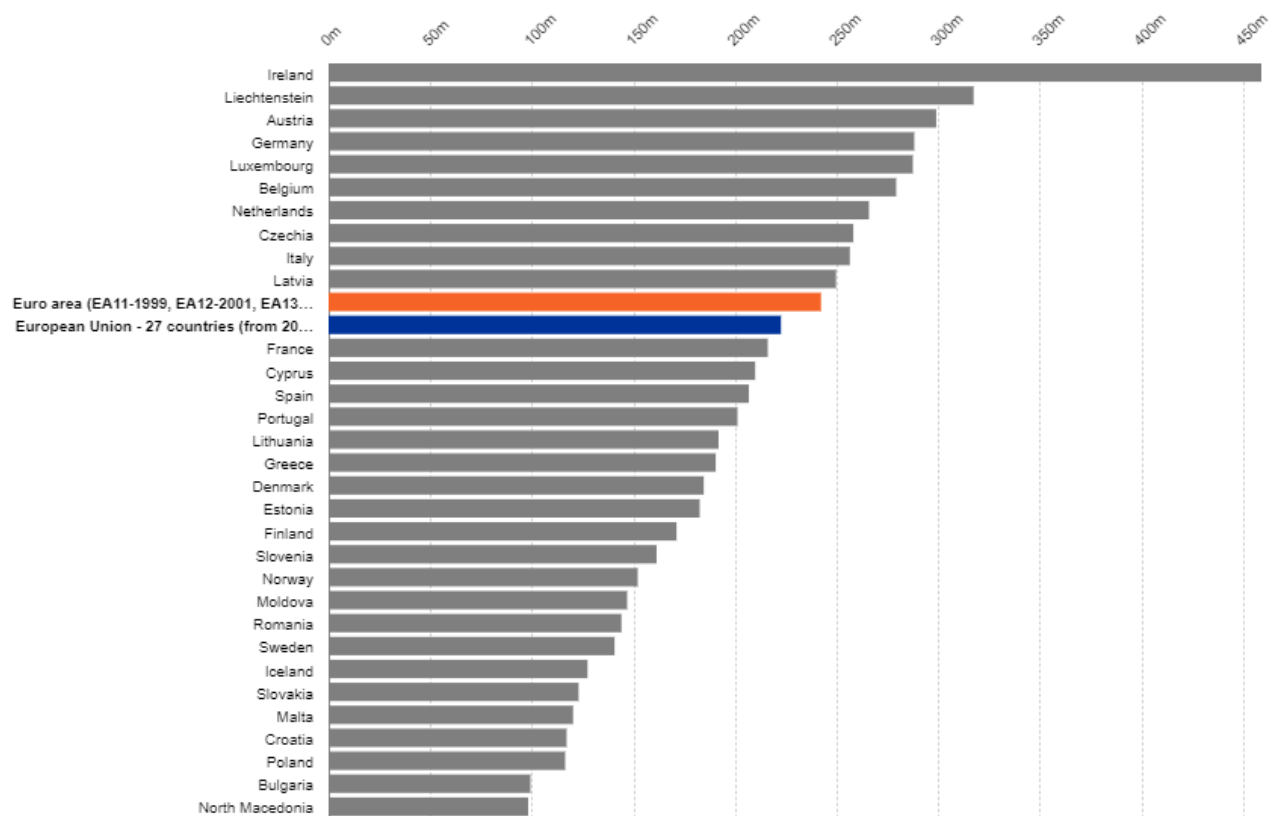
Pe lângă capacitățile noi, investitorii pot lua în considerare și re-tehnologizarea unor parcuri existente în următorul deceniu, aproximativ 3 GW de vânt, precum și aproape 1,5 GW de energie fotovoltaică.

La sfârșitul anului 2020, Comisia Europeană a comunicat evaluarea Planurilor Naționale, iar recomandarea pentru România este de a-și crește nivelul 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 pentru a reflecta noul obiectiv european de reducere cu cel puțin 55% a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Atât producția, cât și **consumul de energie din surse regenerabile sunt în creștere în UE**, dar este necesară continuarea eforturilor dacă se dorește îndeplinirea obiectivelor UE privind energia din surse regenerabile fixate, și anume ca ponderea acestui tip de energie în consumul final să ajungă la la cel puțin 27 % până în 2030. Dacă UE dorește să își reducă emisiile de gaze cu efect de seră pentru a respecta Acordul de la Paris privind schimbările climatice, încheiat în 2015, este esențial să se utilizeze mai multă energie din surse regenerabile. De asemenea, creșterea utilizării energiei din surse regenerabile ar putea reduce dependența UE de combustibilii fosili și de importurile de energie, contribuind astfel la securitatea aprovizionării sale cu energie. Sunt disponibile mai multe programe de finanțare naționale și ale UE pentru a încuraja producerea și utilizarea energiei din surse regenerabile.

C. Analiza evoluției pretului

La nivelul U.E., în a doua jumătate a anului 2023, prețurile la energie electrică de uz casnic, inclusiv taxe, au fost cele mai ridicate în Irlanda (450 EUR/MWh), Liechtenstein (317 EUR /MWh), Austria (299 EUR /MWh), în timp ce cele mai mici prețuri au fost înregistrate în Ungaria (89 EUR/MWh) Bulgaria (99 EUR/MWh). Comparativ România s-a situat în jurul valorii de 144 EUR/MWh.



Preturile energiei electrice pentru consumatorii casnici
https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/bar?lang=en

Fata de anul 2022, pretul energiei electrice in Romania a scazut pe fondul plafonarilor impuse asupra pretului de vanzare la consumatorii finali, asupra marjei de profit realizata de furnizorii si traderi de energie dar si a capacitatilor noi de productie din surse regenerabile instalate in aceasta perioada.

In tabelul urmator sunt prezentate preturile medii lunare pe *Piata pentru ziua urmatoare* din Romania. Se observa o scadere fata de anul 2022 de la aprox 109 Euro/MWh la 103 Euro/MWh in 2023.

an	2021																							
luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12												
Pret per interval orar din PIATA pentru ZIUA URMATOARE	202,54	1	171,43	1	234,29	1	279,84	1	276,95	1	354,81	1	401,81	1	465,92	1	574,20	1	782,83	1	753,00	1	697,24	1
	180,44	2	156,80	2	221,23	2	259,24	2	252,92	2	315,95	2	373,89	2	394,23	2	519,14	2	650,22	2	685,26	2	625,63	2
	168,53	3	147,58	3	212,19	3	249,85	3	238,10	3	302,78	3	363,21	3	366,92	3	478,01	3	578,08	3	641,69	3	546,43	3
	164,70	4	141,67	4	209,48	4	247,53	4	232,32	4	298,08	4	354,72	4	352,74	4	464,67	4	543,76	4	636,35	4	525,38	4
	179,08	5	151,59	5	216,96	5	255,96	5	234,78	5	299,56	5	350,97	5	356,02	5	474,95	5	588,94	5	696,85	5	602,77	5
	206,95	6	182,92	6	243,36	6	275,82	6	255,98	6	318,89	6	364,33	6	392,02	6	540,72	6	796,91	6	844,62	6	818,66	6
	246,40	7	222,71	7	273,64	7	317,93	7	292,93	7	367,85	7	418,29	7	470,03	7	665,15	7	985,40	7	1004,77	7	1075,47	7
	293,78	8	270,13	8	305,04	8	374,02	8	332,42	8	413,53	8	472,66	8	570,11	8	764,77	8	1171,89	8	1186,49	8	1332,99	8
	315,99	9	288,11	9	307,07	9	386,63	9	339,48	9	425,26	9	485,23	9	594,93	9	789,70	9	1205,73	9	1250,53	9	1424,39	9
	325,46	10	285,96	10	284,05	10	349,46	10	313,78	10	402,49	10	474,89	10	565,20	10	729,62	10	1106,76	10	1208,30	10	1411,71	10
	317,47	11	268,93	11	261,94	11	315,62	11	288,42	11	374,11	11	467,84	11	546,23	11	681,66	11	996,86	11	1167,52	11	1368,53	11
	315,31	12	258,49	12	254,93	12	303,46	12	280,69	12	370,95	12	477,21	12	553,12	12	652,36	12	941,94	12	1134,04	12	1334,01	12
	305,19	13	248,90	13	249,10	13	294,56	13	270,58	13	366,29	13	460,65	13	571,88	13	639,23	13	896,79	13	1114,22	13	1310,54	13
	294,60	14	238,11	14	239,66	14	273,52	14	244,39	14	340,62	14	444,30	14	567,71	14	606,53	14	824,12	14	1115,08	14	1274,85	14
	289,27	15	235,45	15	238,30	15	259,86	15	229,54	15	334,32	15	422,01	15	569,32	15	595,26	15	807,42	15	1178,65	15	1363,51	15
	297,31	16	246,35	16	247,29	16	260,15	16	234,41	16	346,65	16	418,73	16	580,94	16	628,53	16	905,94	16	1263,74	16	1448,46	16
	328,35	17	265,21	17	265,10	17	275,79	17	253,69	17	368,59	17	426,34	17	615,01	17	683,19	17	1022,02	17	1339,52	17	1551,19	17
	358,91	18	313,87	18	299,34	18	298,91	18	281,96	18	396,75	18	472,47	18	641,71	18	740,74	18	1160,15	18	1456,97	18	1603,33	18
	351,94	19	330,42	19	360,85	19	336,95	19	324,45	19	434,42	19	539,97	19	700,71	19	826,96	19	1382,25	19	1420,08	19	1554,76	19
	330,49	20	306,23	20	367,62	20	401,05	20	368,31	20	476,69	20	590,81	20	743,97	20	932,93	20	1416,39	20	1307,41	20	1444,55	20
	302,98	21	271,85	21	314,68	21	411,78	21	396,19	21	492,76	21	623,76	21	813,96	21	861,60	21	1219,39	21	1157,32	21	1246,81	21
	269,28	22	231,38	22	274,47	22	359,88	22	365,27	22	475,99	22	628,99	22	704,17	22	740,30	22	1053,19	22	991,00	22	1068,28	22
	254,14	23	211,79	23	263,48	23	333,90	23	342,88	23	432,84	23	640,27	23	654,42	23	704,75	23	989,56	23	908,82	23	949,65	23
	211,86	24	179,77	24	232,81	24	296,21	24	292,93	24	381,61	24	487,73	24	520,42	24	596,69	24	800,44	24	782,01	24	764,14	24
Pret mediu lunar	271,29		234,40		265,70		309,08		289,31		378,82		465,05		554,65		662,15		951,12		1.051,84		1.139,30	
Pret mediu anual											547,73													

an	2022												
luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Pret per interval orar din PIATA pentru ZIUA URMATOARE	644,80	1 759,08	1 1105,16	1 761,32	1 989,13	1 1089,24	1 1743,80	1 2267,61	1 1582,61	1 751,07	1 760,01	1 768,49	1
	567,80	2 686,43	2 1039,94	2 687,62	2 898,27	2 977,78	2 1514,19	2 2081,64	2 1446,16	2 667,39	2 698,09	2 649,59	2
	536,20	3 647,39	3 969,96	3 643,34	3 846,74	3 921,70	3 1401,57	3 2034,48	3 1427,72	3 626,08	3 645,98	3 592,03	3
	540,52	4 637,36	4 956,24	4 620,95	4 825,55	4 908,79	4 1343,49	4 1962,28	4 1333,71	4 605,56	4 610,38	4 574,63	4
	595,66	5 711,96	5 1064,76	5 661,54	5 858,57	5 906,81	5 1319,83	5 1954,80	5 1373,27	5 641,55	5 692,43	5 639,50	5
	772,50	6 873,16	6 1286,83	6 785,37	6 933,39	6 960,90	6 1427,47	6 2092,68	6 1618,39	6 867,79	6 866,94	6 866,13	6
	938,21	7 975,03	7 1519,83	7 947,40	7 1043,37	7 1116,07	7 1674,54	7 2235,39	7 1939,51	7 1126,41	7 1112,99	7 1039,79	7
	1.117,65	8 1.114,51	8 1625,58	8 1116,85	8 1168,55	8 1224,94	8 1765,93	8 2486,15	8 2218,15	8 1416,53	8 1226,53	8 1348,60	8
	1.206,08	9 1.145,28	9 1588,37	9 1097,09	9 1113,29	9 1187,11	9 1789,78	9 2538,70	9 2285,01	9 1333,01	9 1266,36	9 1541,51	9
	1.156,92	10 1.021,24	10 1427,40	10 943,68	10 986,42	10 1138,15	10 1659,97	10 2406,41	10 2055,93	10 1060,62	10 1213,89	10 1492,53	10
	1.054,30	11 949,19	11 1273,60	11 795,93	11 900,57	11 1044,11	11 1648,76	11 2259,90	11 1840,80	11 917,33	11 1131,89	11 1426,77	11
	1.014,29	12 901,87	12 1207,03	12 742,97	12 861,25	12 1008,96	12 1692,27	12 2278,40	12 1711,65	12 839,54	12 1126,64	12 1352,66	12
	990,39	13 861,28	13 1184,81	13 698,77	13 852,75	13 1001,19	13 1772,64	13 2294,99	13 1683,50	13 792,16	13 1117,02	13 1395,29	13
	946,37	14 829,89	14 1151,12	14 656,77	14 806,92	14 959,76	14 1713,02	14 2281,99	14 1595,77	14 753,58	14 1114,52	14 1401,68	14
	1.012,98	15 873,20	15 1166,35	15 629,55	15 789,06	15 958,65	15 1673,71	15 2239,31	15 1564,32	15 762,05	15 1205,17	15 1481,51	15
	1.108,79	16 941,43	16 1282,50	16 652,94	16 837,43	16 993,83	16 1777,15	16 2358,60	16 1707,10	16 857,37	16 1340,21	16 1656,06	16
	1.213,32	17 1.036,16	17 1418,26	17 734,82	17 904,49	17 1115,14	17 1895,12	17 2478,18	17 1900,24	17 1050,94	17 1513,14	17 1766,48	17
	1.318,96	18 1.198,51	18 1615,24	18 876,06	18 995,95	18 1272,63	18 2103,24	18 2576,99	18 2130,98	18 1346,07	18 1574,57	18 1772,69	18
	1.282,31	19 1.285,00	19 1945,71	19 1053,49	19 1119,21	19 1395,39	19 2227,68	19 2831,04	19 2367,52	19 1781,04	19 1509,36	19 1671,44	19
	1.187,83	20 1.223,98	20 1981,83	20 1292,69	20 1292,74	20 1532,81	20 2372,53	20 3038,99	20 2779,43	20 1824,02	20 1397,31	20 1576,72	20
	1.067,20	21 1.101,10	21 1728,82	21 1277,58	21 1413,70	21 1601,66	21 2442,43	21 3047,00	21 2441,79	21 1474,60	21 1216,09	21 1354,18	21
	926,76	22 946,33	22 1494,56	22 1101,60	22 1256,08	22 1451,98	22 2332,47	22 2824,70	22 2036,92	22 1089,54	22 1074,18	22 1086,75	22
	862,44	23 889,66	23 1382,04	23 1034,58	23 1160,31	23 1361,74	23 2245,03	23 2640,69	23 1866,37	23 982,98	23 997,24	23 1010,15	23
	723,26	24 765,75	24 1129,85	24 867,95	24 1042,69	24 1189,91	24 1993,12	24 2402,96	24 1611,75	24 840,94	24 823,30	24 797,35	24
Pret mediu lunar	949,40	932,28	1.356,07	861,70	995,68	1.138,30	1.813,74	2.400,58	1.854,94	1.017,01	1.093,09	1.219,27	
Pret mediu anual	1.302,67												

an	2023											
luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pret per interval orar din PIATA pentru ZIUA URMATOARE	467,98	1 599,28	1 497,45	1 493,75	1 454,61	1 448,32	1 486,73	1 484,83	1 463,74	1 428,73	1 361,80	1 266,20
	394,87	2 562,46	2 463,47	2 431,33	2 416,92	2 402,71	2 428,92	2 435,17	2 433,54	2 379,65	2 312,39	2 250,87
	328,02	3 543,85	3 441,07	3 438,94	3 403,60	3 378,58	3 393,13	3 410,63	3 411,16	3 353,32	3 291,94	3 235,27
	278,85	4 508,34	4 429,75	4 421,57	4 393,55	4 386,16	4 364,88	4 393,62	4 398,72	4 334,09	4 269,56	4 209,18
	312,33	5 558,25	5 461,97	5 422,05	5 396,50	5 398,17	5 358,93	5 394,65	5 413,67	5 348,38	5 293,39	5 228,24
	425,47	6 635,81	6 519,79	6 441,72	6 426,54	6 408,33	6 368,91	6 417,62	6 471,70	6 419,39	6 416,66	6 285,72
	620,29	7 736,15	7 607,86	7 517,34	7 485,98	7 432,52	7 435,60	7 466,95	7 568,87	7 574,91	7 525,31	7 368,41
	758,98	8 809,08	8 682,99	8 585,43	8 522,84	8 489,90	8 465,93	8 513,97	8 637,68	8 681,68	8 571,37	8 448,13
	846,28	9 819,89	9 653,80	9 565,44	9 506,32	9 465,41	9 447,98	9 502,80	9 579,56	9 641,64	9 571,34	9 480,15
	813,96	10 742,25	10 529,63	10 490,72	10 402,72	10 370,45	10 391,87	10 430,25	10 476,81	10 560,00	10 514,20	10 447,36
	744,18	11 667,75	11 464,92	11 406,66	11 335,19	11 325,31	11 360,86	11 372,04	11 421,91	11 461,65	11 452,99	11 409,10
	704,99	12 643,01	12 419,88	12 375,63	12 285,99	12 282,12	12 354,79	12 339,07	12 367,86	12 412,29	12 434,08	12 387,85
	708,66	13 607,42	13 401,33	13 334,35	13 264,98	13 279,40	13 346,24	13 331,19	13 334,87	13 378,66	13 449,85	13 387,03
	695,17	14 585,61	14 373,18	14 305,44	14 243,96	14 258,13	14 341,10	14 313,69	14 298,92	14 342,76	14 473,56	14 414,57
	745,46	15 633,90	15 406,22	15 297,21	15 241,66	15 243,77	15 344,59	15 327,47	15 316,00	15 385,69	15 552,23	15 465,05
	866,44	16 700,26	16 467,67	16 319,63	16 278,86	16 287,09	16 373,43	16 401,90	16 396,46	16 500,59	16 656,13	16 543,58
	985,91	17 772,16	17 545,45	17 380,51	17 325,68	17 335,53	17 439,34	17 498,80	17 464,15	17 618,31	17 839,05	17 651,32
	1.024,32	18 911,45	18 635,31	18 462,12	18 416,04	18 422,51	18 561,11	18 584,94	18 585,76	18 720,42	18 846,85	18 618,92
	965,05	19 929,04	19 725,15	19 612,66	19 525,86	19 538,53	19 652,28	19 774,16	19 766,79	19 898,16	19 780,87	19 555,79
	893,58	20 905,39	20 752,43	20 732,03	20 633,10	20 636,04	20 762,61	20 968,07	20 1041,34	20 950,18	20 687,38	20 526,09
	774,56	21 800,31	21 683,41	21 750,58	21 738,79	21 695,60	21 840,35	21 996,00	21 814,06	21 708,33	21 587,40	21 462,29
	674,10	22 742,02	22 585,59	22 653,29	22 620,79	22 630,48	22 777,29	22 751,53	22 613,86	22 587,26	22 509,07	22 390,25
	574,88	23 710,04	23 555,82	23 602,05	23 536,73	23 540,08	23 635,17	23 585,86	23 532,63	23 528,67	23 436,64	23 345,97
	492,83	24 658,00	24 504,34	24 509,38	24 480,07	24 478,59	24 559,69	24 502,41	24 479,66	24 441,69	24 350,08	24 278,97
Pret mediu lunar	670,71	699,24	533,69	481,24	430,72	422,24	478,82	508,23	512,07	527,35	507,67	402,35
Pret mediu anual	514,53											

Pretul mediu lunar in Romania pe PZU

Analiza evolutiei pretului (Lei/MWh) si volumului de energie (MWh), sursa: OPCOM [<https://www.opcom.ro/>]

Acest lucru releva cat de necesare sunt dezvoltarile noilor capacitati de productie a energiei, mai ales in zona regenerabila in contextul eliminarii plafonarii preturilor impuse la consumatorii finali si a marjei de profit la furnizori si traderi, pentru a putea acoperi cererea de energie si a opri cresterea pretului acesteia.

C. Evolutia indicatorilor macroeconomici relevanti si a altor factori care influenteaza consumul de energie electrica.

Cei mai importanti indicatori macroeconomici cu impact asupra consumului de energie electrica sunt: evolutia populatiei estimate, evolutia PIB, evolutia constructiilor, evolutia industriei, evolutia resurselor si a consumului energetic.

C.1 Populatia estimata

- **19.530.631 locuitori, la 1 ianuarie 2018 (populatie rezidenta);**
- **Densitatea populatiei rezidente: 81,9 locuitori / km², la 1 ianuarie 2018.**

La 1 ianuarie 2018, populatia rezidenta a Romaniei a fost de 19,53 milioane locuitori, din care 10,0 milioane femei (51,1%). Valorile negative ale sporului natural, conjugate cu cele ale soldului migratiei internationale, au facut ca populatia rezidenta a tarii sa se diminueze, in perioada 1 iulie 2015 – 1 ianuarie 2018, cu 291.600 persoane.

**Populația rezidentă, pe sexe, grupe de vârstă
și medii, la 1 iulie**

	2015 ¹⁾	2016	2017	2018 ²⁾
Total	19822250	19706529	19591668	19530631
Pe sexe				
Masculin	9681656	9628271	9579992	9553249
Feminin	10140594	10078258	10011676	9977382
Pe grupe de vârstă				
0-14 ani	3077282	3061624	3055366	3052479
15-59 ani	12002941	11826308	11657910	11577004
60 ani și peste	4742027	4818597	4878392	4901148
Pe medii				
Urban	10671868	10585664	10519506	10503470
Rural	9150382	9120865	9072162	9027161

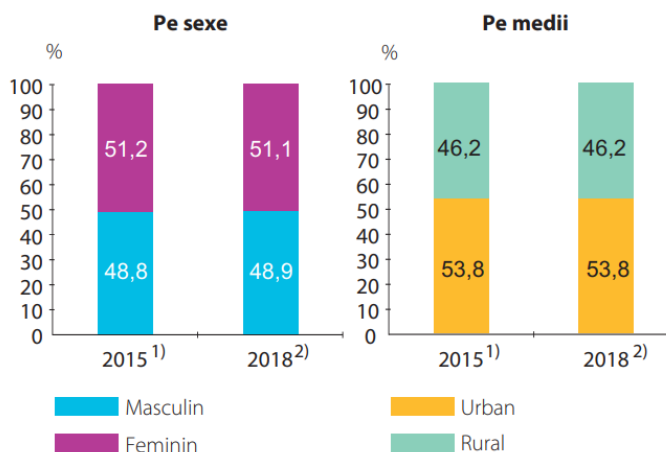
¹⁾ Date revizuite conform Calendarului de revizuirii al INS.

²⁾ La 1 ianuarie.

Romania in cifre, INSSE [https://insse.ro/cms/sites/default/files/field/publicatii/romania_in_cifre_2019_2.pdf]

La 1 ianuarie 2018, populația rezidentă din mediul urban era de 10,5 milioane persoane, reprezentând 53,8% din populația țării.

Populația rezidentă



¹⁾ La 1 iulie.

²⁾ La 1 ianuarie.

Romania in cifre, INSSE [https://insse.ro/cms/sites/default/files/field/publicatii/romania_in_cifre_2019_2.pdf]

Populația activă – ocupată și categoriile de persoane ce rezidă din aceste statistici oferă indicii despre viitorul cererii de energie electrică casnică vs. non-casnică / rezidențială vs. non-rezidențială.

- mii persoane -

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Populația activă totală	8.270,8	8.152,1	8.185	8.235	8.293	8.331
- populația activă în vârstă de muncă (15-64 ani)	8.191,1	8.067,1	8.096	8.151	8.210	8.251
Populația inactivă totală	10.662,0	10.722,5	10.633	10.530	10.427	10.335
- populația inactivă în vârstă de muncă (15-64 ani)	4.064,5	4.009,0	3.828	3.634	3.446	3.281

Populatia ocupata totala	7.806,5	7.696,5	7.735	7.805	7.883	7.946
- populatia ocupata in varsta de munca (15-64 ani)	7.728,3	7.613,6	7.649	7.723	7.802	7.865
- Salariati	6.657,4	6.597,3	6.644	6.,724	6.811	6.886
- Alte categorii de populatie ocupata	1.149,1	1.099,2	1.091	1.081	1.072	1.060
Someri BIM	464,4	455,6	450	430	410	385

*Evolutia principalilor indicatori privind forta de munca, Proiectia principalilor indicatori macroeconomici 2024 – 2027,
Sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza de primvara 2024 <https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>*

Consumul de energie electrica, mai ales la nivel rezidential poate fi influentat pe termen lung si de nivelul salarial al populatiei. Astfel cu cat castigul mediu net lunar va evolua mai pozitiv cu atat este de asteptat ca grija pentru consumul de energie electrica sa fie mai mica, numarul electrocasnicelor in gospodarie sa creasca, cu toate ca si eficienta energetica a acestora se poate imbunatati.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Castigul salarial mediu net lunar						
Regiunea Nord - Est	88,1	87,9	87,8	87,6	87,4	87,2
Regiunea Sud - Est	83,5	82,6	81,8	81,6	81,3	81,2
Regiunea Sud Muntenia	88,3	88,0	87,8	87,6	87,3	87,0
Regiunea Sud – Vest Oltenia	85,4	84,6	84,1	83,7	83,4	83,0
Regiunea Vest	96,0	96,0	96,2	96,3	96,2	96,2
Regiunea Nord - Vest	95,6	97,3	97,6	97,6	97,6	97,7
Regiunea Centru	91,8	91,3	91,4	91,3	91,2	91,1
Regiunea Bucuresti - Ilfov	134,4	134,6	134,8	135,1	135,4	135,5

*Disparitati regionale castig salarial, in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027,
Sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, <https://cnp.ro/prognoze-in-profil-teritorial/>*

C.2 PIB

Evolutia PIB pe ramuri de activitate majore ofera o perspectiva privind consumul energiei electrice pe viitor.

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
PRODUSUL INTERN BRUT - mld. lei	1.401,3	1.605,6	1.767,3	1.922,4	2.077,6	2.231,3
- crestere reala, %	4,1	2,1	3,4	4,0	4,4	4,1
din care, valoarea adaugata bruta in:						
- Industrie	-4,6	-2,3	0,8	2,5	3,8	3,9
- Agricultura, silvicultura, pescuit	-23,4	10,2	5,7	2,9	1,6	1,4
- Constructii	2,5	11,0	5,0	9,1	9,0	6,7
- Servicii	8,6	1,9	3,8	3,9	4,2	4,0

*Prognoza evolutie PIB, Proiectia principalilor indicatori macroeconomici 2024 – 2027,
sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza de primvara 2024 <https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>*

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Industria	20,9	19,6	18,6	18,2	18,0	17,9
Agricultura, silvicultura, pescuit	3,8	3,9	4,0	3,9	3,8	3,7
Constructii	7,3	8,0	8,1	8,5	8,9	9,1
Total servicii	59,8	59,8	60,5	60,6	60,4	60,3
Impozite nete pe produs	8,2	8,7	8,8	8,8	8,9	8,9
PRODUS INTERN BRUT	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Proгноза evolutie PIB, pe ramuri, Proiectia principalilor indicatori macroeconomici 2024 – 2027,

Sursa: Comisia Nationala de Strategie si Proгноza, prognоza de primvara 2024 <https://cnp.ro/proгноze-macroeconomice/>

- % -

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Produsul intern brut pe locuitor						
Regiunea Nord - Est	61,9	61,2	61,0	60,8	60,8	60,8
Regiunea Sud - Est	79,7	79,1	79,3	79,3	79,3	79,3
Regiunea Sud Muntenia	76,3	76,8	77,0	77,5	77,9	78,3
Regiunea Sud – Vest Oltenia	76,3	76,2	76,5	76,9	77,3	77,8
Regiunea Vest	102,2	103,7	104,4	104,5	104,5	104,6
Regiunea Nord - Vest	92,8	93,3	93,1	93,1	93,1	93,2
Regiunea Centru	94,2	94,9	94,8	94,7	94,6	94,6
Regiunea Bucuresti - Ilfov	235,1	233,8	232,3	230,8	228,3	225,9

Disparitati regionale PIB, in PROFIL TERITORIAL 2023 - 2027, sursa: Comisia Nationala de Strategie si Proгноza, prognоza profil teritorial ianuarie 2024 [<https://cnp.ro/proгноze-in-profil-teritorial/>]

C.3 Constructii

Volum lucrari de constructii pe elemente de structura, in mod deosebit cel al constructiilor noi – rezidentiale indica o permanenta cerere viitoare de energie electrica necesara pe piata, spre deosebire de volulmul constructiilor de reparatii sau intretinere spre exemplu. Revenirea ritmului de constructii noi va pune presiune pe energia electrica atat ca volum, pret cat si ca infrastructura necesara, acoperirea necesarului din surse regenerabile fiind cu atat mai importanta asigurand sustenabilitatea consumului pe termen lung.

- modificare procentuala fata de anul anterior, % -

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Constructii total, din care	12,3	16,1	4,8	9,1	9,0	6,7
pe elemente de structura:						
Lucrari de constructii noi	8,4	17,6	3,5	9,9	9,7	7,1
Lucrari de reparatii capitale	23,6	23,7	7,1	8,0	7,4	6,2
Lucrari de intretinere si reparatii curente	19,4	9,1	7,4	7,3	7,7	5,7

Evolutia lucrarilor de constructii pe elemente de structura, Proiectia principalilor indicatori macroeconomici 2024 – 2027,

Sursa: Comisia Nationala de Strategie si Proгноza, prognоza de primvara 2024 <https://cnp.ro/proгноze-macroeconomice/>

Volum lucrari de constructii pe tipuri de constructii

- modificare procentuala fata de anul anterior, % -

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Constructii total, din care	12,3	16,1	4,8	9,1	9,0	6,7
pe tipuri de constructii:						
a) Cladiri	11,6	3,1	2,1	5,3	4,2	4,0

Cladiri rezidentiale	2,5	0,9	-2,2	5,9	4,9	4,6
Cladiri nerezidentiale	20,4	4,8	5,5	4,8	3,7	3,5
b) Constructii ingineresti	13,2	31,9	7,3	12,5	13,0	8,8

*Evolutia lucrarilor de constructii pe tipuri de constructii, Proiectia principalilor indicatori macroeconomici 2024 – 2027,
Sursa: Comisia Nationala de Strategie si Prognoza, prognoza de primvara 2024 <https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>*

C.4 Industrie

Putem considera ca o intensificare a productiei industriale va solicita cu atat mai mult o cerere de energie electrica mai mare, industria fiind unul dintre contributorii masivi ai PIB. Asigurarea acestui necesar din surse regenerabile este asadar preocuparea de baza a viitorului.

- modificare procentuala fata de anul anterior, % -

	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Industrie-total, din care:	0,5	-3,0	1,2	2,4	3,6	3,8
a) Industrie extractiva	-0,8	-1,9	1,3	2,0	1,2	1,0
Extractia carbunelui superior si inferior	2,4	-18,8	-4,9	-10,2	-8,3	-7,2
Extractia petrolului brut si a gazelor naturale	-0,1	-0,2	1,3	1,2	1,9	1,6
Extractia minereurilor metalifere	2,5	1,1	6,5	4,4	0,5	0,2
Alte activitati extractive	2,0	-1,2	7,0	5,7	0,9	0,6
Activitati de servicii anexe extractiei	-14,2	-5,7	-14,0	0,5	1,8	2,3
b) Industrie prelucratoare	2,0	-2,5	2,3	3,0	4,0	4,1
Industria alimentara	2,5	3,0	4,6	4,1	4,7	4,2
Fabricarea bauturilor	0,5	1,7	-5,9	3,7	4,2	3,9
Fabricarea produselor din tutun	0,5	0,3	-2,6	-1,7	0,4	1,6
Fabricarea produselor textile	-0,6	-13,3	-4,3	-1,8	-0,2	1,0
Fabricarea articolelor de imbracaminte	3,9	-9,3	-12,6	-4,6	-2,2	0,2
Tabacirea si finisarea pieilor	22,4	-11,8	-17,2	-8,3	-6,1	-2,3
Prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn	-12,8	-15,9	2,6	1,1	1,4	1,1
Fabricarea hartiei si a produselor din hartie	2,5	0,2	5,7	2,4	1,5	2,6
Tiparirea si reproducerea pe suporturi a inregistrarilor	16,0	-16,5	4,4	3,2	3,9	3,5
Fabricarea produselor de cocserie, prelucrarea titeiului	12,3	-10,5	4,3	3,2	3,5	3,7
Fabricarea substantelor si a produselor chimice	-20,9	-6,2	18,7	4,0	4,3	3,6
Fabricarea produselor farmaceutice	7,9	-1,6	1,7	2,4	3,0	3,6
Fabricarea produselor din cauciuc si mase plastice	0,1	-3,0	4,5	2,5	3,4	3,0
Fabricarea altor produse din minerale nemetalice	-1,4	-8,9	4,0	3,3	4,1	3,4
Industria metalurgica	-11,8	-12,4	0,4	1,9	2,6	2,1
Industria constructiilor metalice	2,9	-4,3	6,4	4,8	5,3	5,5
Fabricarea calculatoarelor si a produselor electronice si optice	5,2	10,3	2,5	5,0	5,9	6,2
Fabricarea echipamentelor electrice	-2,0	-4,3	-0,1	4,2	5,5	6,3
Fabricarea de masini, utilaje si echipamente	7,2	10,1	2,0	3,9	5,9	6,5

Fabricarea autovehiculelor de transport rutier	5,6	4,2	3,8	4,9	5,9	5,5
Fabricarea altor mijloace de transport	7,3	-3,6	5,6	4,0	5,2	6,2
Fabricarea de mobila	1,8	-12,2	-0,9	1,1	2,7	2,5
Alte activitati industriale n,c,a,	13,4	3,1	3,8	3,5	4,0	3,7
Repararea, intretinerea si instalarea masinilor si echipamentelor	20,1	4,1	-6,3	-1,2	1,3	2,9
c) Productia si furnizarea de energie electrica si termica	-8,0	-6,7	-6,2	-1,7	1,4	2,5
Productia si furnizarea de energie electrica si termica, gaze, apa calda, aer conditionat	-8,0	-6,7	-6,2	-1,7	1,4	2,5

Proгноza evolutie productie industriala, pe ramuri, Proiectia principalilor indicatori macroeconomici 2022 – 2027,
Sursa: Comisia Nationala de Strategie si Proгноza, progноza de primvara 2024 [<https://cnp.ro/prognoze-macroeconomice/>]

C.5 Evolutia resurselor si a consumului energetic

- modificare procentuala anuala -

Indicatori	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. RESURSE ENERGETICE	-0,3	2,0	-6,2	4,4	-1,0	-0,3	0,0	0,8	0,8
1.1. Resurse de energie primara, din care:	-0,4	2,5	-6,3	4,5	-1,1	-0,3	0,0	0,9	0,8
1.1.1. Productie, din care:	-1,7	-1,8	-8,9	2,9	-2,3	1,4	-0,7	0,0	0,4
Carbuni	-10,1	-2,2	-34,0	16,0	2,8	-12,5	-6,7	-8,6	-10,2
Gaze naturale utilizabile	-0,5	-3,4	-10,7	0,5	-1,1	5,6	2,3	2,7	3,8
Titei	-1,6	0,0	-3,1	-4,4	-3,4	-2,3	-2,3	-2,3	-2,0
Energie hidroelectrica, eoliana si fotovoltaica	8,6	-6,2	-0,7	6,7	-8,8	19,3	-2,8	3,7	3,6
Energie nuclearelectrica	-1,1	2,0	1,4	-0,7	-2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Lemn de foc (inclusiv biomasa)	-3,4	0,4	-1,6	6,6	-3,8	-1,2	-0,7	-0,4	-0,5
Alte resurse	27,3	0,9	40,0	1,0	-2,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.1.2. Import, din care:	4,2	12,3	-11,9	13,8	3,0	-4,2	1,2	2,4	1,8
Cocs	-5,2	10,4	-16,4	33,9	-27,7	-7,1	-3,2	1,2	-0,6
Carbuni	-10,4	34,0	-40,0	14,8	-17,5	-40,3	-6,7	-4,5	-2,5
Gaze naturale	26,8	76,9	-20,0	66,2	-16,5	-23,1	-2,8	-2,1	-1,8
Titei	6,6	4,8	-18,4	-3,5	28,5	5,1	4,7	3,6	3,0
Produse petroliere	0,3	-0,8	7,5	20,6	-18,2	-9,4	-3,1	2,4	1,0
Energie electrica	-19,7	73,9	48,7	6,7	5,2	-11,8	-10,5	0,0	0,0
Alti combustibili	-23,2	18,3	-0,8	28,6	-11,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.1.3. Stoc la inceputul anului	-10,9	-9,8	61,9	-21,2	-13,7	10,4	-1,1	-1,1	-1,0
1.2. Stoc de energie in transformare	3,6	-11,1	-3,0	-0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2. DESTINATII	-0,3	2,0	-6,2	4,4	-1,0	-0,3	0,0	0,8	0,8
2.1. Consum intern, din care:	0,4	-1,5	-2,6	6,0	-2,4	-1,7	0,7	1,1	1,1
2.1.1. Consumul in sectorul energetic	-7,4	-5,0	0,9	-1,2	-7,3	-1,8	0,3	0,3	-0,1
2.1.2. Pierderi	0,4	-10,7	-2,8	-0,3	-5,5	-3,5	-3,5	-3,4	-3,4
2.1.3. Disponibil pentru consumul final	1,4	0,0	0,1	7,1	-7,5	3,6	5,6	1,7	2,7
2.1.3.1. Consumul neenergetic	-5,0	11,6	13,7	-6,4	-2,5	-0,9	0,3	0,9	0,9
2.1.3.2. Consumul final energetic, din care:	1,5	1,1	-1,5	7,9	-5,0	0,8	2,3	2,2	1,9
2.1.3.2.1. Consumul populatiei	0,9	-0,3	3,3	9,5	-9,6	0,4	0,9	0,7	0,9

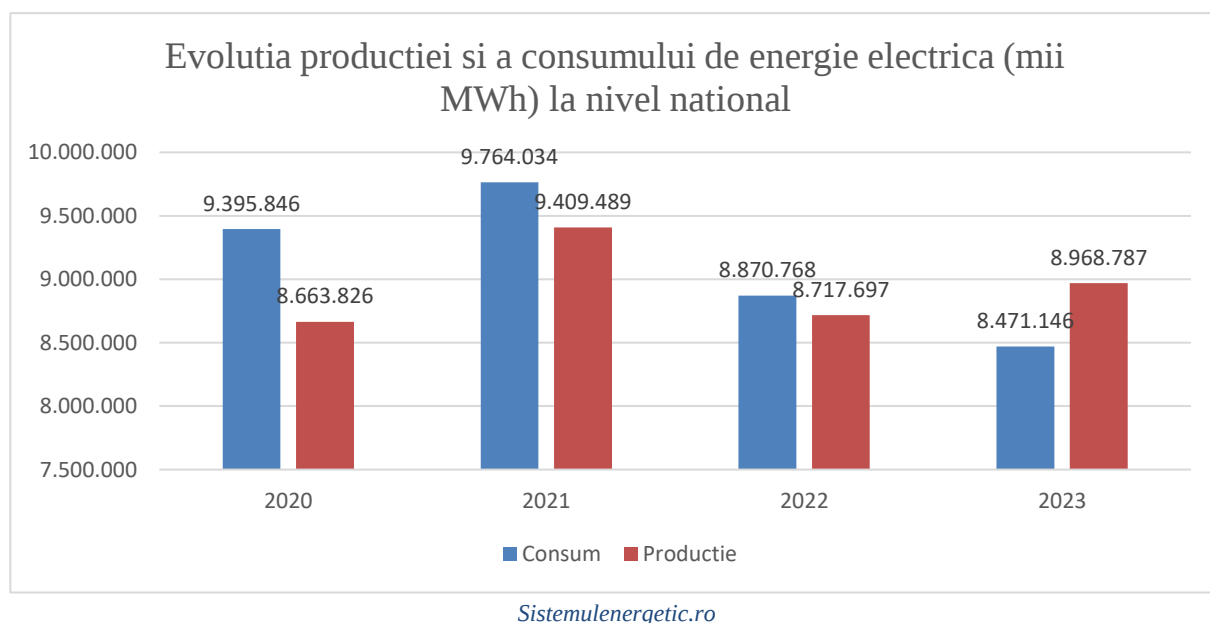
2.1.3.2.2. Consumul din economie, din care:	1,7	1,8	-3,8	7,1	-2,6	1,0	2,9	3,0	2,3
- industrie	3,8	-0,1	-4,3	6,9	-8,1	-4,0	0,6	1,5	1,5
- constructii	-4,3	13,2	10,0	2,6	-2,6	4,3	4,6	3,9	3,3
- agricultura, silvicultura, pescuit	14,3	-1,6	-4,7	6,8	-7,4	3,1	1,6	0,6	0,9
- transporturi si comunicatii	-0,7	3,9	-3,0	7,1	3,1	5,0	5,0	4,4	3,1
- alte ramuri ale economiei	1,4	0,1	-7,1	8,7	-3,2	0,3	1,6	1,7	1,5
2.2. Export	3,1	-1,3	-15,2	3,8	1,7	9,0	-3,2	0,4	-0,1
2.3. Stoc la sfarsitul anului	-10,3	39,5	-19,0	-7,7	7,2	-0,8	-0,7	-0,7	-0,7

Proгноза echilibrului energetic, Comisia Nationala de Proгноza [<https://cnp.ro/proгноze-ale-echilibrului-energetic/>]

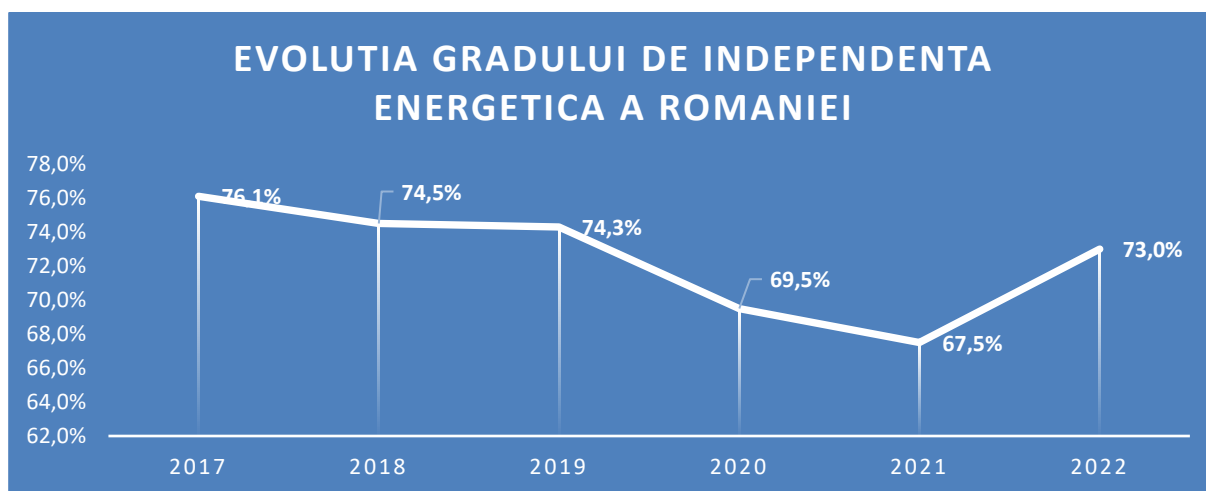
Toate datele prezentate in paragrafele urmatoare sunt culese de pe site-ul de statistica INSSE.RO. Estimările realizate au la baza metode si tehnici de previziune statistica.

Necesarul de utilitati si analiza de consum – nivel macroeconomic

In tabelul urmator se regaseste necesarul de utilitati respectiv analiza de consum a Romaniei in intervalul 2020- 2023. Se poate observa ca anual, necesarul de utilitati este de peste 9 milioane MWh, productia variind intre 9,7 milioane MWh n anul 2021 si 8,6 milioane MWh in anul 2020.



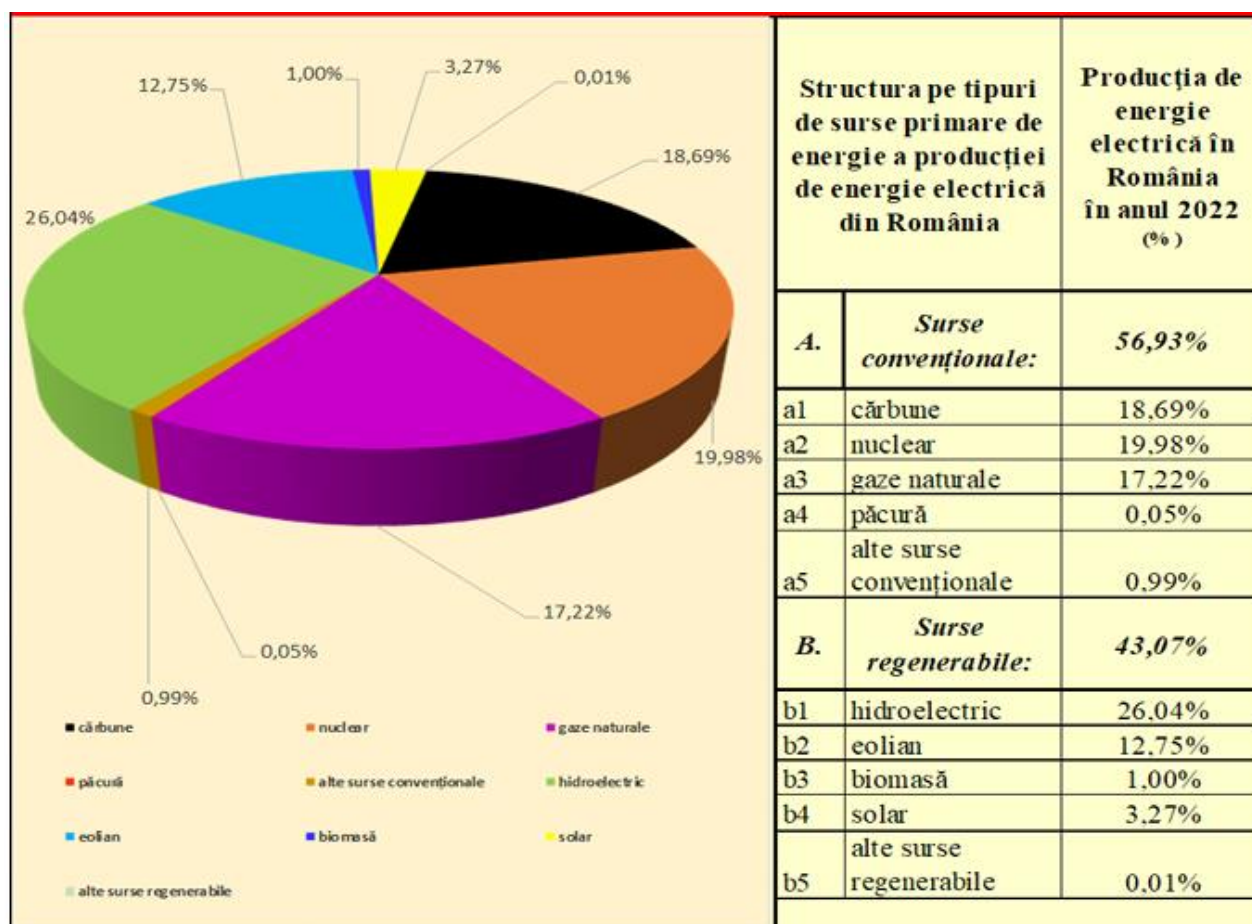
Principala problema in cazul energiei electrice nu o reprezinta discrepanta dintre energia produsa si cea consumata (acestea fiind relativ similare) ci gradul de independenta energetica a tarii. Conform datelor prezentate de INSSE.RO, gradul de independenta energetica a fost in scadere, de la 76,1% in anul 2017 la aproximativ 67,5% in anul 2021. Incepand cu anul 2022 se observa o crestere la nivelul de 73,03%.



INSSE.RO

Solutii pentru asigurarea utilitatilor 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.



Structura energiei electrice produse în unități de producere dispencerizabile și nedispencerizabile, Raport ANRE -2022

Energia fotovoltaică are o pondere mai degrabă neînsemnată, doar 3,27% 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 52.674,27 MWh** (2 ani de implementare

+ 18 ani de operare) ce vor fi comercializati in perioada de operare a infrastructurii, ca urmare a implementarii proiectului contribuind atat la cresterea ponderii energiei regenerabile curate in productia nationala de energie precum si in ameliorarea gradului de independenta energetica al Romaniei.

In Romania, implementarea energiilor regenerabile, cu o atentie deosebita pentru energia fotovoltaica, are o evolutie normala, avand in vedere urmatoarele:

- Iradierea: in unele zone ale tarii, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate creste pana la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor fata-verso cu tracker monoaxial;
- O multime de terenuri perfect plane care sunt neutilizate datorita clasei scazute de fertilitate;
- Prezenta, in multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune in apropiere sau la sol (facilitarea conectarii la reseaua electrica nationala);
- Tehnologia fotovoltaica este relativ simpla in comparatie cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasa), atat in ceea ce priveste instalarea, cat si intretinerea ordinara/extraordinara;
- Pretul tehnologiei relative, in special costul panourilor fotovoltaice a scazut (aproximativ 50% fata de 2012);
- A existat o crestere/imbunatatire a tehnologiei referitoare la constructia panourilor: a) eficienta policristalinului, b) cresterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 710 Wp), c) panouri cu doua fete pe tracker mono-axial versus mono-facial;
- Romania, ca si alte tari in curs de dezvoltare din Uniunea Europeana (Polonia, Republica Ceha, etc.), urmeaza tendinta altor tari europene mai industrializate (Germania, Franta si Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Daca consideram Italia ca punct de referinta, care are 21.000 MW de energie fotovoltaica, sansa pentru cresterea numarului de centrale fotovoltaice si capacitatea relativa instalata in Romania (1.400 MW) este considerabila in special a celor aflate in imediata apropiere a zonelor de consum.

Dezvoltarea si construirea energiilor regenerabile in Romania dateaza din perioada de dupa 2012, sustinuta de mecanismul de reglementare prin emiterea de certificate verzi. In ultimii ani, conform detaliilor atasate, parcurile eoliene din regiunea Dobrogea au prevalat asupra altor forme de energie regenerabila. In ceea ce priveste resursa eoliana, investitorii au fost CEZ, Enel, Martifer, Energia de Portugal.

Toate centralele de energie regenerabila, care vor fi implementate in urmatoorii cativa ani, nu vor beneficia de mecanismul certificatului verde (Ordonanta de urgenta 88/2011 - modificare si completare a Legii 220 din 2008).

Avand in vedere cele de mai sus, fondurile nerambursabile ale UE reprezinta un instrument fundamental pentru profitabilitatea sistemului si pentru fezabilitatea investitiei.

Viitorii producatori de energie vor vinde energie in urmatoarele moduri:

- Vanzarea cotei de energie pe piata OPCOM (decizia ANRE nr. 44/2007), pe Piata Ziua Urmatoare (PZU) si pe Piata de Echilibrare;
- Vanzarea de energie prin contract bilateral (acord direct intre producator si consumatorul de energie la un pret negociat).

Conectarea la retea pentru producatorii de energie regenerabila se realizeaza conform Regulamentului privind racordarea la reseaua electrica de interes public, aparut in Hotararea de Guvern 90/2008. Producatorii de energie regenerabila au acces prioritar la reseaua de transport si distributie, in cazul in care energia electrica este pre-contractata si vanduta la pret 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

Scopul principal 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;

OBIECTIVUL GENERAL îl constituie:

Realizarea de către S.C. SUNNY GLADE S.R.L. a unei investiții într-o capacitate de producție de energie electrică din surse regenerabile – Centrala electrică fotovoltaică (C.E.F.) cu o capacitate instalată de 2,40 MW, în localitatea TELESTI, jud. Gorj.

Descriere OBIECTIV GENERAL:

S.C. SUNNY GLADE S.R.L. propune prezenta ofertă în sectorul de energie curată și eficientă energetică, printr-un proiect de investiții într-o Centrală electrică fotovoltaică cu o capacitate instalată de 2,40 MW, în vederea asigurării contribuției la obiectivele stabilite prin Pactul Ecologic European, tintele stabilite în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC) privind utilizarea energiei din surse regenerabile, precum și cele stabilite în cadrul FM, prin creșterea ponderii de producție a acestora din energie solară.

Investitia S.C. SUNNY GLADE S.R.L. va fi situata in localitatea TELESTI, jud. Gorj si va fi compusa dintr-o Centrala Electrica Fotovoltaica (CEF) alcatuita la randul ei din structurile componente: panouri fotovoltaice, invertoare, transformatoare;

CARACTERUL UNITAR AL PROIECTULUI:

In ceea ce priveste caracterul unitar al proiectului precizam ca sunt indeplinite cumulativ urmatoarele conditii. Astfel:

- a) Proiectul are un singur obiectiv general unic, clar definit in cele de mai sus.**
- b) Echipamentele si instalatiile sale componente sunt interdependente din punct de vedere tehnic si functional si conclueaza in vederea atingerii obiectivului proiectului.**
- c) Functionarea unitara a componentelor este justificata economic.**
- d) Exista un singur ATR/un singur racord la reseaua de distributie.**

a) Proiectul are un singur obiectiv general unic

Prezenta investitie intr-o Centrala electrica fotovoltaica cu o capacitate instalata de 2,40 MW, reprezinta o instalatie complexa, unitara, inseparabila care poate functiona la parametrii proiectati doar in conditiile in care toate componentele sunt functionale si interconectate.

Centrala Electrica Fotovoltaica din TELESTI cu o capacitate instalata de 2,40 MW este constituita din 4.080 panouri fotovoltaice de 710 W si 8 Invertore cu o putere de 300 kW, panourile fotovoltaice fiind instalate pe structura fixa.

Functionarea centralei este conditionata de buna functionare a tuturor instalatiilor din fluxul tehnologic: energia razelor solare este transformata in energia electrica la tensiune continua prin intermediul panourilor solare prevazute cu celule fotovoltaice. Energia electrica este apoi transformata la tensiune alternativa prin invertorele centralei, transportata printr-o retea de cabluri la joasa tensiune in posturi de transformare MT/JT.

Energia electrica este transformata si transportata in cadrul parcului fotovoltaic prin transformatoare de putere (in cadrul posturilor de transformare MT/JT) si linii electrice in cablu la puncte de conexiune de MT racordate la sistemul electroenergetic national.

Sistemul de monitorizare, coducere operativa (SCADA) si masurare a energiei electrice livrate este unitar si reprezinta o componenta esentiala a centralei electrice. Avand in vedere amplasamentul centralei pe o suprafata relativ intinsa este important sistemul de siguranta si securitate.

Lipsa ori avariarea oricarui element din fluxul de productie al centralei duce la oprirea functionarii acesteia.

b) Echipamentele si instalatiile sale componente sunt interdependente din punct de vedere tehnic si functional si conclueaza in vederea atingerii obiectivului proiectului

Elementele componente ale centralei electrice fotovoltaice sunt interdependente, respectiv indisponibilitatea unui element implica reducerea productiei de energie electrica a centralei sau chiar intreruperea acesteia.

In vederea atingerii productiei de energie electrica asumate prin proiect, toate elementele componente ale centralei electrice trebuie sa fie in buna stare de functionare si interconectate in cadrul fluxului energetic.

In acest scop mentenanta preventiva si predictiva, corect aplicata, poate suplini cu succes mentenanta corectiva (fara a o inlocui total).

Subliniem rolul deosebit de important al sistemului de monitorizare si conducere operativa si al sistemului de masurare in buna exploatare al centralei electrice.

Sistemul de siguranta si securitate desi nu este un element din fluxul tehnologic al centralei, este deosebit de important pentru buna desfasurare a activitatii (avarierea centralei prin vandalism / furt poate constitui un factor perturbator foarte grav).

c) Functionarea unitara a componentelor este justificata economic

In vederea atingerii productiei de energie electrica asumate prin proiect, toate elementele componente ale centralei electrice trebuie sa fie in buna stare de functionare si interconectate in cadrul fluxului energetic.

Eficienta tehnico-economica sustinuta prin indicatorii calculati in Studiul de fezabilitate se atinge doar in cazul realizarii concomitent si unitare a centralei electrice fotovoltaice la capacitatea si parametrii asumati.

Functionarea unitara a componentelor constituie singura modalitate prin care centrala electrica fotovoltaica poate atinge productia de energie electrica asumata prin proiect.

d) Exista un singur ATR/un singur racord la reseaua de distributie, avand nr. 001500003821/28.10.2020

Rezultatele analizei economice sunt prezentate in tabelul urmator. Indicatorii economici arata ca proiectul de investitii are o rentabilitate ridicata din punct de vedere economic iar raportul beneficiu - cost este unul supraunitar, beneficiile depasind clar costurile.

	Scenariul 1
RIR/E	14,77%
VAN/E	6.444.899,55

Acest proiect nu poate fi divizat in subproiecte fara afectarea obiectivului prestabilit, fapt ce demonstreaza din nou caracterul unitar.

Scopul realizarii si exploatarei centralei electrice fotovoltaice consta in asigurarea necesarului de energie electrica pentru consumatori, in situatia utilizarii resurselor regenerabile de energie (soare), contribuind astfel la decarbonizarea economiei si la implementarea PNIESC pentru perioada 2021 - 2030 al Romaniei.

Centrala electrica fotovoltaica nu poate fi divizata in subproiecte fara a diminua considerabil productia de energie electrica asumata prin proiect si implicand cheltuieli suplimentare consistente fata de cele previzionate.

In conformitate cu regulile de ajutor de stat, solicitantul nu poate primi un ajutor mai mare de 20 milioane, aspect pe care societatea il respecta.

Indicatorii proiectului calculati conform FM, sunt urmatoarii:

- Indicatorul I.1. – Capacitate nou instalata de productie a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro : 2,40 MW
- Indicatorul I.2. –Reducerea gazelor cu efect de sera: Scadere anuala estimata a gazelor cu efect de sera :1790,63 * echivalent tone de CO2

- Indicatorul I.3. – Productia medie de energie din surse regenerabile: 2.926,35 MWh/an.
- Indicatorul I.4. – Productia totala de energie din surse regenerabile: 58.526,97 MWh
- Indicatorul I.5 – Factorul de capacitate al centralei: 13,92 %.

*Reducere CO2 medie anuala

Perioada de utilizare anuala: 1219 h/an

Capacitatea ce urmeaza a fi instalata din surse regenerabile: 2,40 MW

1MWh = 0,6119 tone CO2

Productia anuala medie de energie electrica: 2.926,35 MWh/an

Investitia finantata va avea un impact pozitiv in ceea ce priveste:

- a) reducerea emisiilor de carbon in atmosfera generate de sectorul energetic prin inlocuirea unei parti din cantitatea de combustibili fosili consumati in fiecare an
- b) o economie mai eficienta din punctul de vedere al utilizarii surselor, mai ecologica si mai competitiva, conducand la dezvoltarea durabila, care se bazeaza, printre altele, pe un nivel inalt de protectie si pe imbunatatirea calitatii mediului
- c) atingerea obiectivelor UE privind productia de energie din surse regenerabile prevazute in Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European si a Consiliului
- d) implementarea programelor cheie stabilite in OUG nr. 60/2022
- e) atingerea obiectivelor privind ponderea globala de energie din surse regenerabile in consumul final brut de energie din PNIESC 2021-2030, aprobat prin HG nr. 1.076/2021
- f) cresterea productiei de energie electrica din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de crestere sustenabila a Europei si de combatere a schimbarilor climatice in concordanta cu angajamentele Uniunii de punere in aplicare a Acordului de la Paris si obiectivele de dezvoltare durabila ale ONU
- g) cresterea ponderii energiei regenerabile in totalul consumului de energie primara, ca rezultat al investitiilor de crestere a puterii instalate de productie a energiei electrice din surse regenerabile
- h) atingerea obiectivului privind neutralitatea climatica, prevazut in Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European si al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralitatii climatice si de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 si (UE) 2018/1999 ("Legea europeana a climei"), referitor la asigurarea, pana cel tarziu in 2050, a unui echilibru la nivelul Uniunii intre emisiile si absorbtiiile de gaze cu efect de sera care sunt reglementate in dreptul Uniunii, astfel incat sa se ajunga la zero emisii nete pana la acea data
- i) decongestionarea SEN prin utilizarea de noi capacitati de productie a energiei electrice descentralizate
- j) punerea in aplicare a initiativei emblematiche Accelerarea (Power-up)

Obiective specifice ale proiectului

Obiectivele specifice ale proiectului sunt urmatoarele:

Obiectiv specific: Realizarea unei Centrale electrice fotovoltaice, avand o capacitate instalata de 2,40 MW, de catre S.C. SUNNY GLADE S.R.L., in localitatea TELESTI, jud. Gorj, pana la cel tarziu data de 31.12.2026.

Se urmareste obtinerea unui ajutor de stat pentru proiect din cheltuielile eligibile in valoare de 1.412.984,52 lei

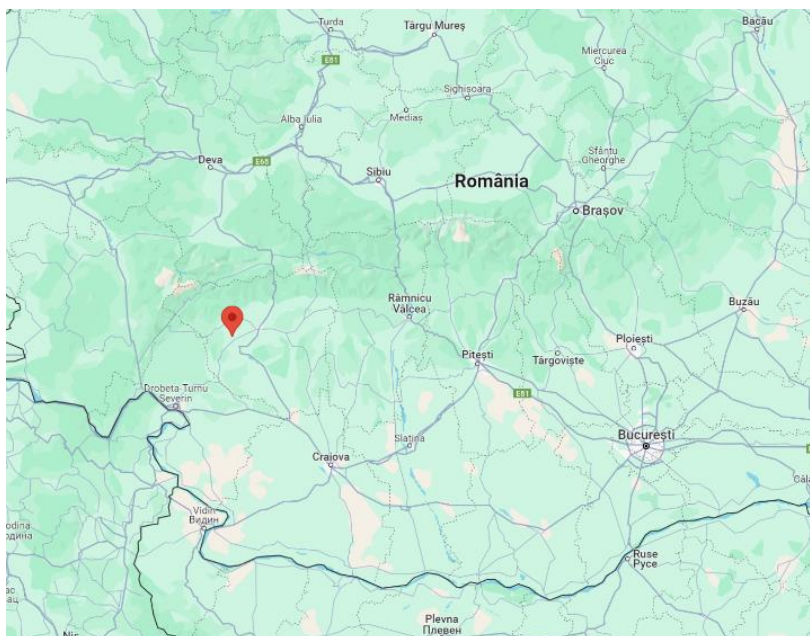
Cuquantumul ajutorului de stat solicitat pentru proiect din cheltuielile eligibile / MW instalat este de 588.743,55 lei / 118.500,00 euro, curs 1 euro = 4,9683 lei.

3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minimum doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii

3.1. Particularitati ale amplasamentului

a) Descrierea amplasamentului

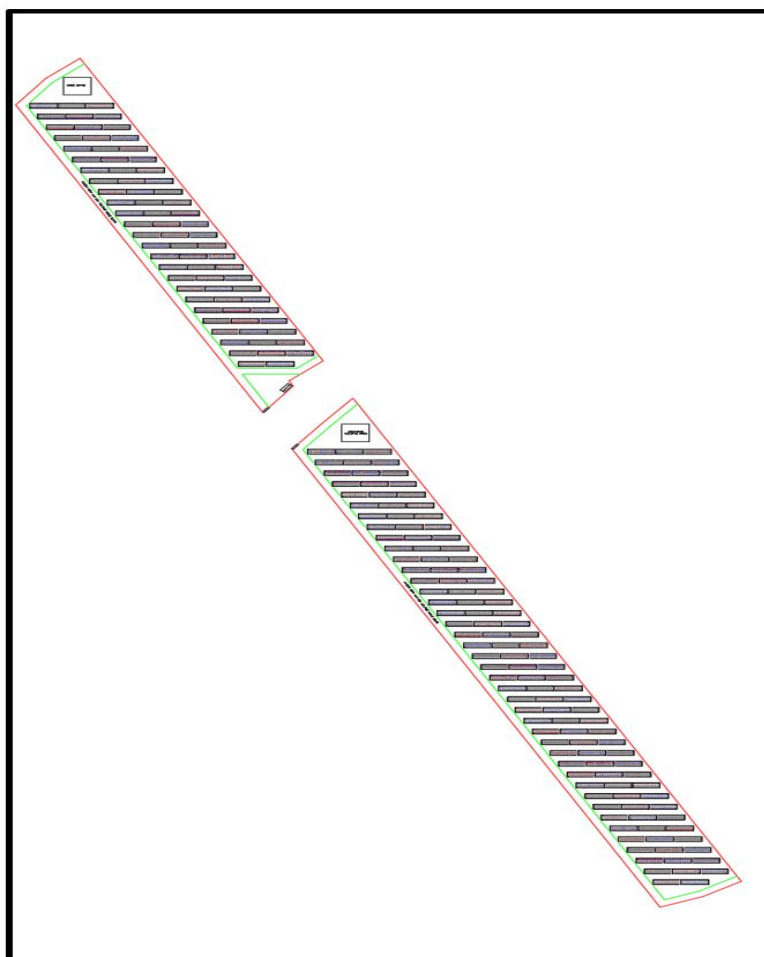
Obiectivul investitiei se afla amplasat in Romania, intravilanul satului TELESTI, judetul Gorj, pe terenurile inregistrate la OCPI Gorj sub numerele cadastrale 35687, 35688, 35690, 35692 – UAT Telesti. Accesul la obiectiv se realizeaza din drumul comunal DC 95, proprietate publica.



Harta Localizare sat TELESTI



Harta localizare CEF TELESTI 2



Layout CEF TELESTI 2

Coordonate Amplasament 44°58'31.74" N
 23°05'31.74" E

Terenul investitiei – S.C. SUNNY GLADE S.R.L. detine dreptul de proprietate asupra terenului necesar dezvoltarii obiectivului conform Contractelor de Vanzare autentificate sub Nr. 5302, 5297 din 19.12.2013.

Conform Extraselor de Carte Funciara nr. cadastrale 35687, 35688, 35690, 35692 au suprafata pentru constructia obiectivului este de 3,6 Ha, in prezent, acesta face parte din categoria terenurilor neproductive, intravilan, fiind liber de orice sarcini.

b) Relatii cu zone invecinate, accesuri existente si/sau cai de accesposibile

Accesul la obiectiv se realizeaza din drumul comunal DC 95 proprietate publica.

Zona de locuinte a satului TELESTI este situata la o distanta de cca 0.5 km fata de amplasamentul proiectului.

c) Orientari propuse fata de punctele cardinale si fata de punctele de interes naturale sau construite

Amplasamentul prezinta urmatoarele vecinatati,

Est – teren neintabulat

Vest – nr. cadastral 36314, 36315,

Sud – nr.cadastral 35689, 35691,

Nord - nr.cadastral 35981, respectiv drum de exploatare agricola

d) Surse de poluare existente in zona

O sursa de poluare importanta in zona obiectivului este CTE Rovinari aflata la circa 6.7 km Sud-Est de Obiectivul investitiei.

e) Date climatice si particularitati de relief

Clima: Este temperat continentală de deal, cu 190 de zile fara inghet, cu precipitatii neuniform repartizate, cu vant dominant dinspre nord, Mediile anuale sunt de 10,2 °C.

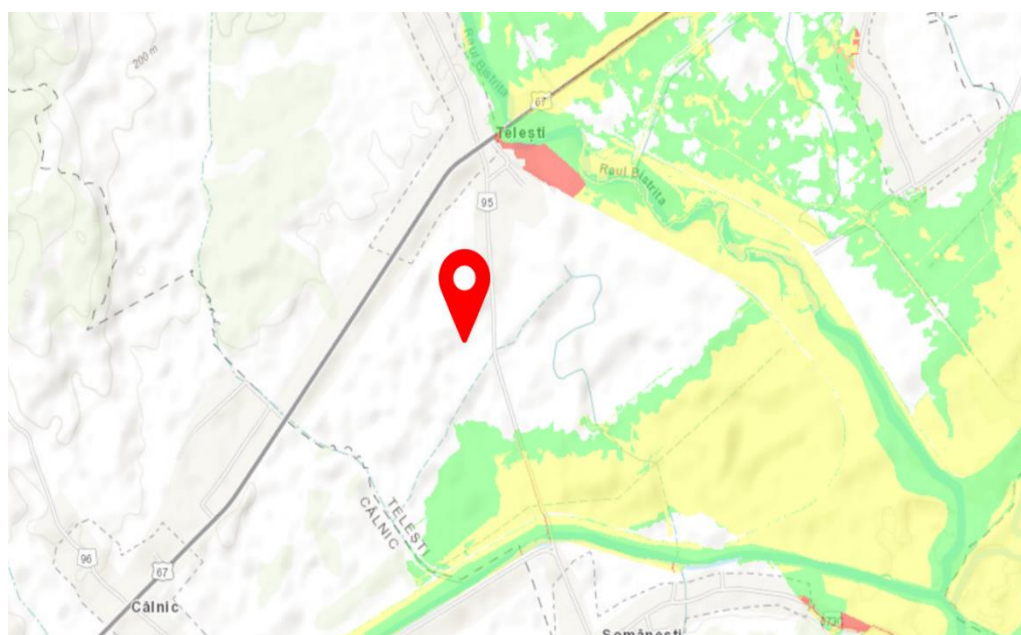
Relief: Satul Telesti din comuna Telesti se afla in partea centrala a judetului Gorj, in bazinul inferior Alitudinea minima este de 195 m in stanga Gilortului, altitudinea maxima depaseste 240 m spre Dealul Campul Mare, spre drumul ce duce la TELESTI.

Adancimea de inghet: Adancimea de inghet conform STAS 6054-77 este de 70-80 cm.

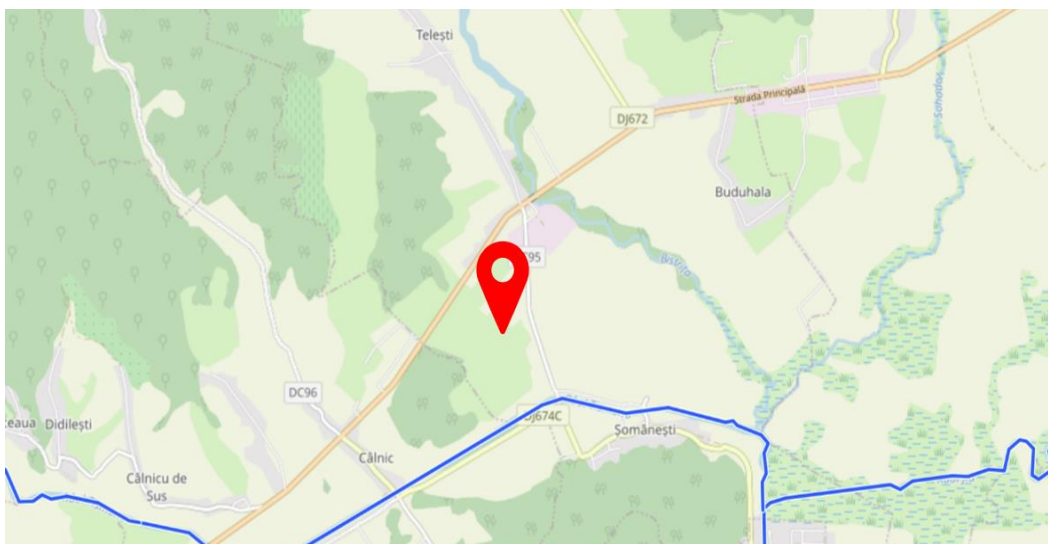


Harta zone după adancimea de inghet

Risc de inundatii: Terenurile dedicate nu sunt afectate de riscul inundatiilor din partea raului Tismana, situat la Sud, la o distanta de aproximativ 0.4 km fata de acestea.

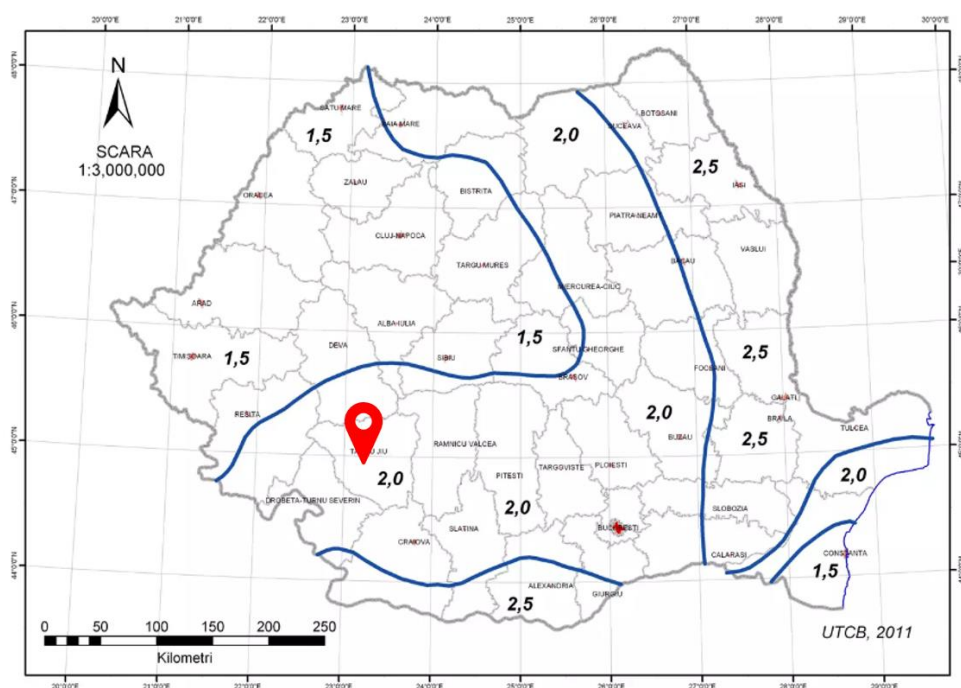


*Directiva Inundatii 2007/60/CE
Harta de hazard si de risc la inundatii (Ciclul I)*



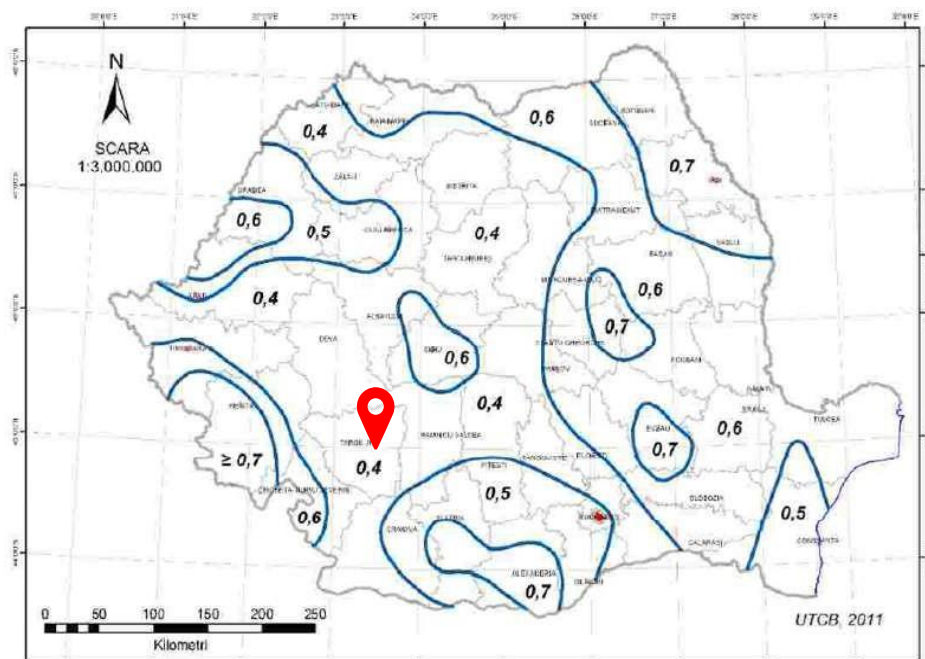
Harta de hazard si de risc la inundatii (Ciclul 2)

Greutatea zapezii In ceea ce priveste greutatea zapezii, conform CR1-1-3-2012, situl corespunde unei valori caracteristice ale incarcaturii de zapada pe sol s_0 , $k=2,0 \text{ kN/m}^2$, cu un interval mediu de recurenta de 50 de ani.



Harta greutateii zapezii pe sol (kN/m^2)

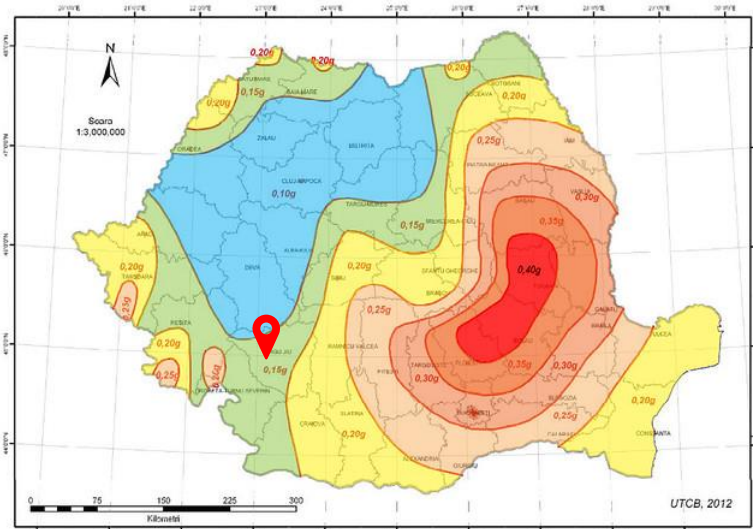
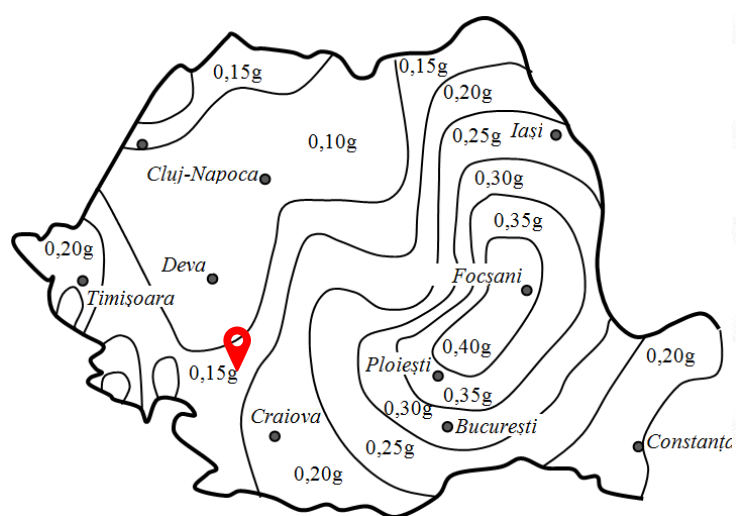
Conditii de vant In ceea ce priveste vantul, conform CR1-1-4-2012, valorile caracteristice ale presiunii de referinta a vantului, calculate pe o medie de 10 ani, cu un interval mediu de recurenta de 50 de ani (probabilitate anuala de depasire de 2%), sunt de $0,4 \text{ kPa}$.



Presiunea dinamică a vântului (in kPa)

Date despre zona seismică: În ceea ce privește zonarea macroseismică a României, municipiul Targu Jiu se încadrează în zona seismică E, cu un coeficient $K_s=0,12$. Conform standardului P100/1-2013 "Codul de Proiectare Seismică," pentru Municipiul Targu Jiu, valoarea accelerării solului pentru proiectare este $a_g=0,15g$, având un interval de control $T_c=0,7$ sec.

Valorile accelerării solului pentru proiectare, a_g , sunt furnizate în zona seismică (în figura de mai jos) și corespund unui interval mediu de recurență (IMR) de 225 de ani (probabilitate de depășire de 20% în 50 de ani).



Judetul/ localitatea	Tip localitate	Zona seismică și coeficienți Ks conform Normativ P100/92						Perioada de colt Tc			I echiv. Conf. anexa A
		A- 0.32	B- 0.25	C- 0.20	D- 0.16	E- 0.12	F- 0.08	0.7	1	1.5	
Sacelu	comuna					x			x		VII
Saulești	comuna					x			x		VII
Scoarta	comuna					x			x		VII
Schela	comuna					x			x		VII
Slivilești	comuna					x			x		VII
Stănești	comuna					x			x		VII
Stejari	comuna					x			x		VII
Stoina	comuna					x			x		VII
Telești	comuna					x			x		VII
Tismana	comuna					x		x			VII
Turburea	comuna					x			x		VII
Turceni	comuna					x			x		VII
Turcinești	comuna					x			x		VII
Tăntăreni	comuna					x			x		VII
Urdari	comuna					x			x		VII
Văgulești	comuna					x			x		VII
Vladimir	comuna					x			x		VII

Zona seismică și coeficienți Ks conform Normativ P100/92

f) existența unor: rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare / posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice / condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție / terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;
Nu au fost identificate rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare.
- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată;
Nu au fost identificate monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată.
- condițiilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;
Terenurile sunt influențate de o zonă de protecție a infrastructurii feroviare în partea de Est de care s-a ținut cont în dimensionarea instalației fotovoltaice.
- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;
Amplasamentul nu se află pe terenuri ce fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

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

i. Date geologice generale

Satul Telesti din comuna Telesti se afla in partea centrala a judetului Gorj, in bazinul inferior al raurilor Bistrita si Tismana. Sub aspect topografic, zona in care este amplasata constructia corespunde unei terase a raului Bistrita, zona care are o panta de 0,5 - 5 grad si care prezinta stabilitate din punct de vedere geologic. Amplasamentul este un teren plat, fara accidente vizibile. Sectorul superior al bazinului hidrografic al Tismanei, care include teritoriul satului Somanesti, este pozitionat in unitatea geomorfologica a Depresiunii Getice. Unitate de tranzitie de la sectorul montan la extremitatea vestica a campiei Romane, Depresiunea Getica este constituita din trei trepte morfologice distincte, extinse sub forma unor benzi dinspre V-SV spre N-NE.

ii. Cadrul geomorfologic, hidrografic si hidrogeologic

Treapta morfologica nordica a Depresiunii Getice, a dealurilor subcarpatice getice si a podisului Mehedinti bordeaza, pe o latime de 15 - 30 km, rama sudica a Carpatilor Meridionali (limita nordica urmand, in bazinul Jiului, aliniamentul Novaci - Licurici - Tismana - Saia de Arama - Ponoarele. intre vaile celor doi afluenti majori ai Jiului, respectiv Motrul si Gilortul, Subcarpatii Getici au inaltimi reduse, culmile lor atingand maximum +400 - +450m nMN (dealurile Branului, Bumbestilor, Calnicului). Intre aceste dealuri se remarca o larga depresiune dezvoltata, de asemenea, dinspre VSV spre NNE pe cca. 40 km distanta si pe o latime de maximum 10 km (Depresiunea Targu Jiu - Campu Mare), pe suprafata careia terenul coboara la cote cuprinse in general intre +170 - +200 m nMN.

La sud de subunitatea morfologica a dealurilor getice se extinde banda reprezentand treapta morfologica a Platformei Piemontane Getice. In sectorul delimitat de cursurile Motrului si Gilortului, aceasta banda atinge o latime de cca. 40 km si constituie subunitatea morfologica a platformei Jiului. Delimitarea dintre subunitatea morfologica a dealurilor getice si Platforma Jiului urmeaza aliniamentul Targu Carbunesti - Balteni - Calnic. Aceasta platforma piemontana este pozitionata la altitudini cuprinse intre + 300 - + 400 m nMN (izolat depasind aceasta cota), dar teritoriul ei este fragmentat de culoarul Jiului care o traverseaza meridian si de cursurile unor afluenti ai acestuia. Vaile respective coboara sub altitudinea de + 200 m nMN, iar local, sub cea de +150 m. Culoarul Jiului, cu larga dezvoltare pe acest sector (atingand latimi de cca. 3 - 4 km, include, in unele perimetre, in afara de lunca Jiului si unul sau doua nivele de terasa. Afluentii din acest sector al Jiului au lunci dezvoltate pe maximum 600 - 800 m latime.

Treapta morfologica sudica a Depresiunii Getice reprezinta o subunitate caracterizata prin aspect colinar si altitudini reduse, care descresc pe directia NNW - SSE de la altitudini apropiate de + 300 m nMN la aproximativ +160 - 170 m nMN. Aceasta treapta face tranzitia de la Depresiunea Getica la Campia Romana si se prezinta sub forma unei benzi cu latime de 30 - 40 km, invecinata spre nord cu platforma Jiului pe aliniamentul Dragasani - Velesti - Filiasi - Strehaia, iar spre sud cu campiile Bailestilor si Caracalului pe aliniamentul Bals - Radovanu - Plenita.

Din punct de vedere geologic, cele doua unitati morfologice, Depresiunea Getica si Carpatii Meridionali, reprezinta sectoare cu structura geologica foarte deosebita.

Depresiunea Getica, ce ocupa partea sudica a regiunii, este alcatuita din depozite neogene cu o structura relativ simpla. Spre nord, zona muntoasa prezinta o structura geologica foarte complicata. in cea mai mare parte, aceasta zona cuprinde formatiunile cristalinelor danubian, alcatuit din sisturi

cristaline (seria de Lainici-Paius) strabatute de masive de granite si granitoide. Acest cristalin suporta seria de Tulisa (Paleozoic metamorfozat) peste care se dispun depozite de varsta permiana si mezozoica.

In partea de est ca si in partea de nord vest este reprezentata si unitatea sariata (Panza getica), alcatuita din roci cu un metamorfism avansat. Sub forma unui petec de acoperire izolat, apar sisturile cristaline de la Valari, care apartin tot domeniului getic.

O a treia unitate reprezentata in regiune este panza de Severin, alcatuita din strate de Sinaia, care apare in partea estica, in regiunea Targu Carbunesti.

Caracteristicile hidrologice si hidrogeologice ale amplasamentului

Zona cercetata are o clima temperat-continentala, cu caracteristicile

Temperatura medie anuala +10,2°C
Temperatura minima absoluta -31,0°C
Temperatura maxima absoluta +40,6°C

Precipitatiile anuale au valoarea de 753 mm si reprezinta media valorilor inregistrate de-a lungul a 10 ani.

Repartitia precipitatiilor pe anotimpuri se poate prezenta astfel:

Iarna 161, 6 mm
Primavara..... 193, 7 mm
Vara..... 209, 3 mm
Toamna..... 188, 4 mm

Sunt considerate "cu precipitatii" toate zilele in care apa cazuta sub forma de ploaie, lapovita, grindina, ninsoare, etc. a totalizat mai mult de 0, 1 mm.

Un alt factor important al climei il reprezinta determinarea marimii si directiei vanturilor. Astfel putem concluziona ca directia predominanta a vanturilor este cea nordica (14%) si nord-estica (6,8%). Calmul inregistreaza valoarea procentuala de 53,2 %, iar intensitatea medie a vanturilor la scara Beaufort are valoarea de 1,6 - 3,2 m/s.

Reteaua hidrografica este formata din raurile Bistrita si Tismana, care in zona au o adancime a talvegului de pana la 3,0 m fata de maluri.

In zona studiata sunt strate acvifere, unul incepand de la adancimea de 3,0 m in nisipurile de terasa, care este un nivel freatic permanent cu o directie de curgere spre vest, si care se gaseste la 3,0 - 10 m de suprafata terenului. Acest acvifer se gaseste si in fantanile din zona. Chimismul apelor, determinat in cadrul lucrarilor de studii ce se executa in zona, releva faptul ca apa nu prezinta agresivitate fata de metale si betoane. Celalalt acvifer este cantonat la nivelul nisipurilor romaniene, iar intre acestea nu exista un strat impermeabil continuu.

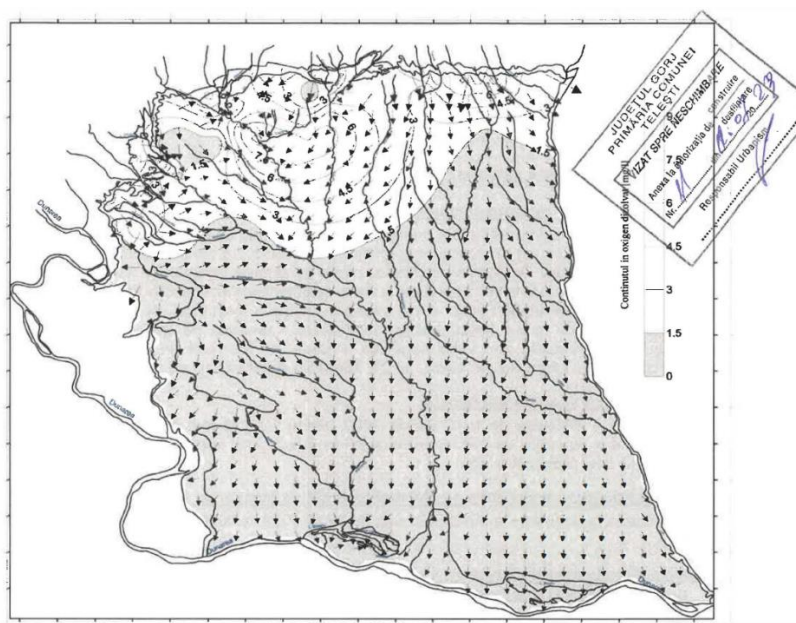


Figura 1. Acviferul din nisipurile daciene inferioare. Directia curgerii apei subterane si distributia continutului in oxigen dizolvat (* vectorii reprezinta vitezele de curgere in regim natural).

iii. Date geotehnice

Cercetarea geotehnica s-a efectuat prin observatii directe asupra terenului si prin analiza informatiei geotehnice obtinute din forajele geotehnice efectuate. Terenul de fundare este format dintr-o succesiune de strate specifice unei campii aluvionare, respectiv praf argilos, argile si nisipuri.

iv. Istoricul amplasamentului si situatia actuala

Amplasamentul actual a fost un teren cu destinatie de teren arabil in extravilan, fiind acum teren neproductiv in intravilan.

v. Conditii referitoare la vecinatatile lucrarii (constructii invecinate, trafic, diverse retele, vegetatie, produse chimice periculoase, etc)

Constructiile aflate in vecinatatea amplasamentului actual sunt cladiri de invatamant si anexe aflate la distante mai mari de 500 m. Strada ce incadreaza amplasamentul este drum cu o banda pe sens. Pe amplasamentul propus nu exista retele de utilitati, dar strazile invecinate au retele de apa, canalizare, gaze naturale si retele electrice. Nu exista vegetatie sau produse periculoase pe amplasament.

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

- caracteristici tehnice si parametri specifici obiectivului de investitie;
- varianta constructiva de realizare a investitiei, cu justificarea alegerii acesteia;
- echiparea si dotarea specifica functiunii propuse.

Principalele functii pe care parcul solar fotovoltaic le indeplineste sunt:

- captarea energiei solare;
- transformarea acestuia in energie electrica (curent continuu, tensiune si curent variabile);
- regularizarea energiei electrice (transformarea in curent alternativ cu caracteristici standard);
- furnizarea energiei electrice in Sistemul Energetic National (SEN);
- echilibrarea SEN prin productia de energie electrica;
- colectarea de date de profil pentru evaluari superioare a potentialului energetic si o implementare pilot documentata stiintific.

Captarea energiei solare se realizeaza prin intermediul unor celule fotovoltaice. Acestea sunt fabricate din semiconductori, cel mai frecvent pe baza de siliciu – monocristalin policristalin sau amorf. Acestea sunt in principiu diode sau jonctiuni P-N cu suprafata mare, care prin culoarea inchisa a materialelor din componenta, capteaza marea majoritate a energiei solare (fotonilor incidenti). Un numar de celule fotovoltaice pot fi conectate in serie si paralel si montate intr-un sistem etans, in general, intre o foaie de sticla securizata si una de Tedlar montate intr-o rama din profil de aluminiu extrudat.

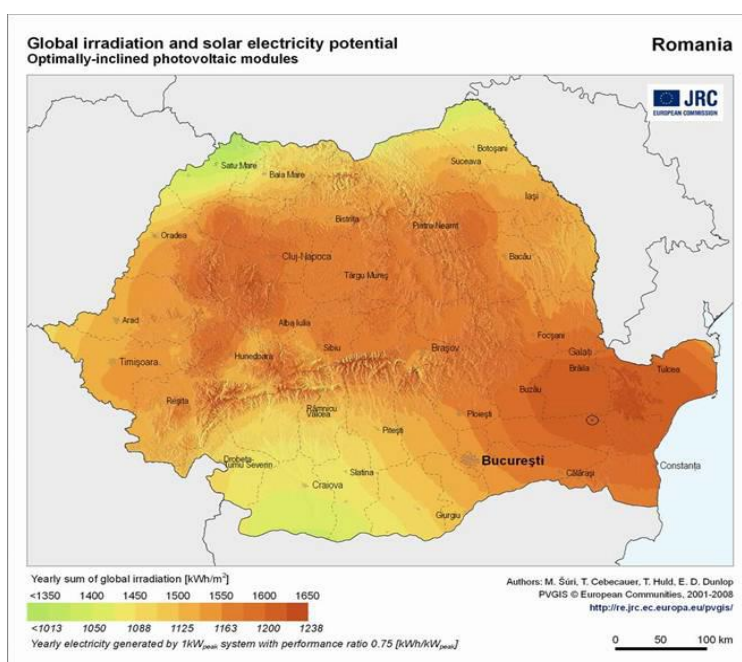
Transformarea energiei solare in energie electrica se produce la nivelul jonctiunii P-N si se datoreaza fotonilor din radiatia solara care ciocnesc electronii din banda energetica de valenta (starea legata in structura cristalina), transformandu-le indeajuns de multa energie incat acestia trec in banda energetica de conductie promovand circulatia electronilor in directia dictata de polaritatea jonctiunii. Acest fenomen, cunoscut in literatura de specialitate sub numele de Efect Fotovoltaic, sta la baza functionarii celulelor fotovoltaice.

Celulele fotovoltaice sunt conectate in serie si paralel sub forma de panouri pentru a realiza puteri ce pot fi folosite in aplicatii multiple in functie de necesitati. In cazul de fata, panourile au o putere nominala (garantata de producator cu o anumita toleranta).

Energia electrica produsa de panourile de celule fotovoltaice este sub forma de curent continuu (cc) si este neregulata (tensiune si curent variabile), dificil de transportat si folosit. Transformarea energiei electrice intr-o forma transportabila si folosibila sau regularizarea energiei electrice se realizeaza cu ajutorul invertoarelor ce transforma energia electrica generata sub forma de curent continuu (cc) in curent alternativ (ca) ce poate fi furnizata in Sistemul Energetic National (SEN).

In aceasta forma, energia electrica poate fi furnizata in SEN pe liniile de distributie sau medie tensiune (20 kV). Din acest moment, energia electrica furnizata poate fi utilizata virtual oriunde in SEN sau chiar in strainatate.

Pentru locatia aleasa, nivelul iradierii solare anuale este 1619.97 kWh/m² conform cu modelul PVGIS.



Proiectul de fata este o unitate de analiza independenta, cofinantarea UE solicitandu-se pentru realizarea intregii investitii. Intreaga analiza este realizata strict pentru proiectul de fata, fara sa ia in calcul elemente specifice activitatii curente desfasurate de beneficiarul finantarii.

Astfel, se considera o capacitate instalata totala in invertoare de 2,40 MW. Sistemul fotovoltaic va avea un numar de 4.080 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un numar de 132 de celule (Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2384 x 1303 x 33 mm si o greutate de aproximativ 37,8 kg.

Puterea nominala a modulelor PV analizate este de 710 Wp, cu o eficienta nominala de 21,2% in conditii standard de testare (STC):

- radiatie solara 1000 W/m²;
- masa aerului AM 1,5;
- temperatura celulei 25°C.

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, in tabelul urmator.

Caracteristica tehnica	Valoare	Unitate de Masurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132 (2x11x6)	-
Dimensiuni	2384 x 1303 x 33	mm
Greutate	37,8	kg
Putere nominala (Pmax)	710	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	34.90	V
Intensitate curent de operare (Imp)	17.20	A
Tensiune de mers in gol (Voc)	41,3	V
Intensitate curent de mers in scurtcircuit (ISC)	18,47	A
Eficienta modul STC	21,2	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maxima a sistemului	1.500	V
Rezistenta la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranta serie	30	A
Clasificare aplicatie	A	-
Toleranta putere	0 – 5	W



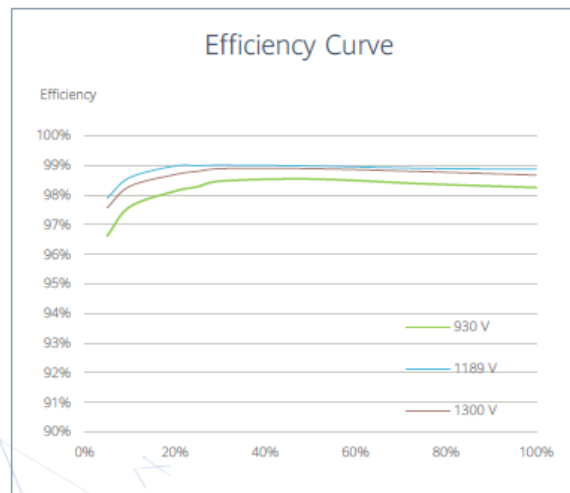
Tip panou fotovoltaic monocristalin 710Wp

Modulele PV vor fi instalate pe o structura metalica fixa, la o inclinare de 37° , cu orientarea sud.

Sistemul va fi prevazut cu **invertoare trifazate** de tip „string inverter” cu o putere instalata de 300 kW (8 bucati), cu o eficienta europeana minima de 98,8%. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, in Tabelul urmator.

Caracteristica tehnica	Valoare	Unitate de Masurare
Putere nominala (AC)	300	kW
Putere nominala aparenta (AC)	330	kVA
Eficienta europeana minima	98,8	%
Tensiunea nominala la iesire	800	V
Frecventa nominala la iesire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la iesire	216,6	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea THD (Total Harmonic Distortion)	<1	%
Dimensiuni	1048 x 732 x 395	mm
Greutate	112	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60 °	°C
Altitudine maxima de exploatare	4000	m
Grad de protectie	IP66	-

Tabel: Date tehnice invertoare



Tip invertor 300 kW si curba de eficienta

Instalatia fotovoltaica presupune utilizarea unui transformator compact de mare putere 3300 kVA, conectate la rețeaua de energie electrică de medie tensiune (MV). Caracteristicile tehnice nominale ale transformatorului sunt prezentate sintetic în Tabelul următor.

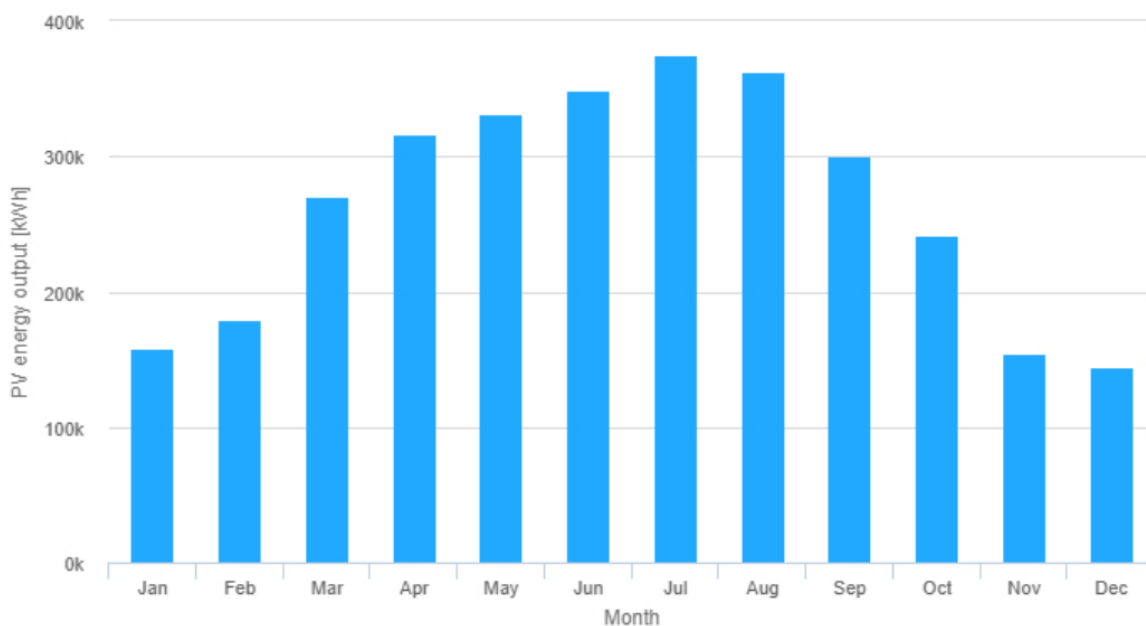
Caracteristica tehnica	Valoare	Unitate de Masurare
Putere nominala	3300	kVA
Tensiunea nominala la intrare	800	V
Tensiune nominala la iesire	10-35	kV
Tip ulei transformator	Mineral	-
Racire	naturala cu aer	-
Dimensiuni	6,058 x 2,896 x 2,438	mm
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60 °	°C
Grad de protectie	IP54	-



Tip transformator 3300 kVA

Simularea productiei CEF TELESTI

Productia Sistemului Fotovoltaic CEF bazata pe module fotovoltaice de tip monocristalin 710 Wp si invertoare 300 kW, in primul an de functionare:



Productie lunara

Suporti pentru montare panouri fotovoltaice

Panourile fotovoltaice vor fi montate pe o structura fixata la randul ei pe structura de otel galvanizat. Solutia tehnica de fixarea a suportilor pe sol va fi realizata prin baterea sau insurubarea structurii metalice prin utilizarea unor elemente autoforante specializate pentru acest tip de instalatie.

Suportii vor asigura protejarea la smulgerea panourilor generata de vant; conditiile de vant in zona amplasamentului sunt conform normativului din Codul de proiectare pv. evaluarea actiunii vantului asupra constructiilor Indicativ CR 1-1-4/2012.

Suporti vor asigura un unghi de inclinatia fata de orizontala a panourilor fotovoltaice conform productiei optime.

Pe structura metalica de sustinere, se va monta dupa caz patul de cablur sau jgheabul metalic, ce va sustine cablurile instalatiei de curent continuu.

Montarea structurii metalice de sustinere se va face conform proiectului de structura, sau conform specificatiilor producatorului.

Protectia la insularizare:

Invertoarele ce se vor monta in CEF vor fi prevazute cu protectie la insularizare, astfel la disparitia tensiunii pe bara de 20 kV se blocheaza si se inchide circuitul de productie a energiei electrice.

Protectia impotriva functionarii insularizate este asigurata prin modul de functionare a invertoarelor. Invertoarele sunt de tipul neautonom, cu comutatie de la retea. Functionarea unui redresor cu comutatie de la retea este caracterizata de stransa dependenta intre parametri retelei in care se face conectarea si parametrii tensiunii generate.

La disparitia tensiunii retelei, tensiunea de pe divizor devine nula si GTLV nu mai este activat, acest fapt determinand absenta pulsului adiacent de aprindere a tiristoarelor; acest fenomen

produce blocarea inverterului, tiristoarele fiind inchise. Dupa durata setata, protectia de minima tensiune determina declansare a intreruptorului de energizare a LES si, implicit, separarea centralei de RED.

Automatizarea centralei fotovoltaice in cazul intreruperii energiei electrice pe linia de racord, va reconecta furnizarea energiei electrice dupa 15 min de la aparitia tensiunii pe aceasta.

3.3. Costurile estimative ale investitiei:

- costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investitii, cu luarea in considerare a costurilor unor investitii similare, ori a unui standard de cost pentru investitii similare corelativ cu caracteristicile tehnice si parametrii specifici obiectivului de investitii;

Pentru acest tip de investitii nu exista un standard de cost aprobat la nivel national.

Costul total al investitiei a fost stabilit avand in vedere preturile unitare din ofertele realizate de executantii ai unor lucrari similare.

Costurile proiectului sunt specifice pentru fiecare scenariu in parte si sunt compuse din urmatoarele categorii de cheltuieli:

- **Costurile de investitie totale** – includ atat costurile de capital cat si costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (exemple: costuri cu pregatirea documentatiilor de finantare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate si informare, costuri cu auditul proiectului, etc);

Costurile cu investitia pentru cele doua variante analizate sunt urmatoarele :

Varianta I

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investitii, sunt prezentate in tabelele de mai jos:

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4=2+3
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obtinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	17.990,00	3.418,10	21.408,10
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	46.774,00	8.887,06	55.661,06
1.3.1	Protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	19.789,00	3.759,91	23.548,91
1.3.2	Corectarea impactului negativ asupra mediului	26.985,00	5.127,15	32.112,15
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		64.764,00	12.305,16	77.069,16
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii				
2.1	Racordare SEN	39.350,00	7.476,50	46.826,50

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
2.2	Telecomunicatii	4.471,00	849,49	5.320,49
Total capitol 2		43.821,00	8.325,99	52.146,99
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica				
3.1	Studii	22.357,00	4.247,83	26.604,83
	3.1.1. Studii de teren	4.968,00	943,92	5.911,92
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	7.452,00	1.415,88	8.867,88
	3.1.3. Alte studii specifice	9.937,00	1.888,03	11.825,03
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	23.174,00	4.403,06	27.577,06
3.3	Expertizare tehnica	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor, auditul de siguranta rutiera	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	119.841,00	22.769,79	142.610,79
	3.5.1. Tema de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	27.326,00	5.191,94	32.517,94
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	14.392,00	2.734,48	17.126,48
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	3.598,00	683,62	4.281,62
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	74.525,00	14.159,75	88.684,75
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	35.325,00	6.711,75	42.036,75
3.7	Consultanta	60.325,00	11.461,75	71.786,75
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	35.325,00	6.711,75	42.036,75
	3.7.2. Auditul financiar	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.8	Asistenta tehnica	84.127,00	15.984,13	100.111,13
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului	57.235,00	10.874,65	68.109,65
	3.8.1.1. pe perioada de executie a lucrarilor	47.696,00	9.062,24	56.758,24
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	9.539,00	1.812,41	11.351,41
	3.8.2. Dirigentie de santier, asigurata de personal tehnic de specialitate, autorizat	12.583,00	2.390,77	14.973,77
	3.8.3. Coordonator in materie de securitate si sanatate — conform Hotararii Guvernului nr. 300/2006, cu modificarile si completarile ulterioare	14.309,00	2.718,71	17.027,71
Total capitol 3		345.149,00	65.578,31	410.727,31
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
4.1	Constructii si instalatii	1.913.408,00	363.547,52	2.276.955,52
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	480.239,00	91.245,41	571.484,41
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2.662.552,00	505.884,88	3.168.436,88
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	44.715,00	8.495,85	53.210,85
4.6	Active necorporale	24.842,00	4.719,98	29.561,98
Total capitol 4		5.125.756,00	973.893,64	6.099.649,64
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	28.784,00	5.468,96	34.252,96
	5.1.1. Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	14.392,00	2.734,48	17.126,48
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii santierului	14.392,00	2.734,48	17.126,48
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	42.372,00	0,00	42.372,00
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	12.104,00	0,00	12.104,00
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	12.583,00	0,00	12.583,00
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	2.517,00	0,00	2.517,00
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	12.583,00	0,00	12.583,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	2.585,00	0,00	2.585,00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	54.384,00	10.332,96	64.716,96
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	10.000,00	1.900,00	11.900,00
Total capitol 5		135.540,00	17.701,92	153.241,92
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	9.937,00	1.888,03	11.825,03
6.2	Probe tehnologice si teste	39.746,00	7.551,74	47.297,74
Total capitol 6		49.683,00	9.439,77	59.122,77
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				
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)	1.389.639,00	264.031,41	1.653.670,41
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		1.389.639,00	264.031,41	1.653.670,41
TOTAL GENERAL		7.154.352,00	1.351.276,20	8.505.628,20

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		2.516.624,00	478.158,56	2.994.782,56

Deviz Varianta I

Devizele pe obiecte sunt urmatoarele aferente sunt urmatoarele:

DEVIZUL OBIECTULUI 1				
PANOURI FOTOVOLTAICE				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	863.530,00	164.070,70	1.027.600,70
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	863.530,00	164.070,70	1.027.600,70
4.1.2	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		863.530,00	164.070,70	1.027.600,70
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	81.083,00	15.405,77	96.488,77
TOTAL II - subcap. 4.2		81.083,00	15.405,77	96.488,77
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	1.730.659,00	328.825,21	2.059.484,21
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		1.730.659,00	328.825,21	2.059.484,21
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		2.675.272,00	508.301,68	3.183.573,68

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Panou fotovoltaic	4.080	424,18	1.730.658,62
Total echipamente Ob.1				1.730.658,62

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total fara TVA
1	Structura metalica	MWp	2,9	298.098,00	863.530,29
2	Montare panouri fotovoltaice	buc	4.080	19,87	81.082,66
Total lucrari Ob.1					944.612,94

DEVIZUL OBIECTULUI 2					
----------------------	--	--	--	--	--

RETELE ELECTRICE JT, MT SI DE MONITORIZARE, IN INCINTA				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	470.804,00	89.452,76	560.256,76
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2.	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalatii	470.804,00	89.452,76	560.256,76
TOTAL I - subcap. 4.1		470.804,00	89.452,76	560.256,76
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	369.868,00	70.274,92	440.142,92
TOTAL II - subcap. 4.2		369.868,00	70.274,92	440.142,92
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	346.132,00	65.765,08	411.897,08
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	44.715,00	8.495,85	53.210,85
4.6	Active necorporale	24.842,00	4.719,98	29.561,98
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		415.689,00	78.980,91	494.669,91
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		1.256.361,00	238.708,59	1.495.069,59

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Invertoare	8	33.614,72	268.917,72
2	UPS	1	29.288,07	29.288,07
3	Integrare SCADA	1	47.925,93	47.925,93
4	Soft SCADA	1	24.841,50	24.841,50
5	Server, echipamente IT	1	44.714,70	44.714,70
Total echipamente Ob.2				415.687,92

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Cabluri DC	MWp	2,9	59.619,60	172.706,06
2	Cabluri si lucrari AC	MW	3	99.366,00	298.098,00
3	Instalare DC	buc	2,9	84.461,10	244.666,91
4	Instalare AC	buc	2,4	52.167,15	125.201,16
Total lucrari Ob.2					840.672,13

DEVIZUL OBIECTULUI 3	
POSTURI DE TRANSFORMARE PUNCTE DE CONEXIUNE	

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	7.920,00	1.504,80	9.424,80
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	7.920,00	1.504,80	9.424,80
4.1.2	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		7.920,00	1.504,80	9.424,80
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	27.291,00	5.185,29	32.476,29
TOTAL II - subcap. 4.2		27.291,00	5.185,29	32.476,29
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	545.823,00	103.706,37	649.529,37
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		545.823,00	103.706,37	649.529,37
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		581.034,00	110.396,46	691.430,46

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Posturi de transformare complet echipate	1	412.695,52	412.695,52
2	Puncte de conexiune	1	133.127,59	133.127,59
Total echipamente Ob.3				545.823,10

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Platforme	buc	2	3.960,00	7.920,00
2	Posturi de transformare	buc	1	20.634,78	20.634,78
3	Puncte de conexiune	buc	1	6.656,38	6.656,38
Total lucrari Ob.3					35.211,16

DEVIZUL OBIECTULUI 4				
IMPREJMUIRE, PORTI, DRUMURI DESERVIRE INCINTA, POST CONTROL, SISTEM SECURITATE, ILUMINAT				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5

CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	571.154,00	108.519,26	679.673,26
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	571.154,00	108.519,26	679.673,26
4.1.2.	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalatii	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		571.154,00	108.519,26	679.673,26
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1.997,00	379,43	2.376,43
TOTAL II - subcap. 4.2		1.997,00	379,43	2.376,43
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	39.938,00	7.588,22	47.526,22
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		39.938,00	7.588,22	47.526,22
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		613.089,00	116.486,91	729.575,91

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Sistem securitate CCTV, protectie gard, alarma	1	39.938,28	39.938,28
Total echipamente Ob.4				39.938,28

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Imprejmuire, porti de acces, iluminat	ml	1.821	200,00	364.208,60
2	Post de control si Administrativ	buc	1	24.841,50	24.841,50
3	Drumuri de acces	mp	3.642	50,00	182.104,30
4	Montaj sistem de securitate, protectie, alarma	buc	1	1.996,91	1.996,91
Total lucrari Ob.4					573.151,31

Varianta II

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investitii, sunt prezentate in tabelele de ma jos:

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4=2+3
CAPITOLUL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obtinerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	17.990,00	3.418,10	21.408,10
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	46.774,00	8.887,06	55.661,06
1.3.1	Protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	19.789,00	3.759,91	23.548,91
1.3.2	Corectarea impactului negativ asupra mediului	26.985,00	5.127,15	32.112,15

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		64.764,00	12.305,16	77.069,16
CAPITOLUL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii				
2.1	Racordare SEN	39.350,00	7.476,50	46.826,50
2.2	Telecomunicatii	4.471,00	849,49	5.320,49
Total capitol 2		43.821,00	8.325,99	52.146,99
CAPITOLUL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica				
3.1	Studii	22.357,00	4.247,83	26.604,83
	3.1.1. Studii de teren	4.968,00	943,92	5.911,92
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	7.452,00	1.415,88	8.867,88
	3.1.3. Alte studii specifice	9.937,00	1.888,03	11.825,03
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	23.174,00	4.403,06	27.577,06
3.3	Expertizare tehnica	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor, auditul de siguranta rutiera	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	119.841,00	22.769,79	142.610,79
	3.5.1. Tema de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	27.326,00	5.191,94	32.517,94
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	14.392,00	2.734,48	17.126,48
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	3.598,00	683,62	4.281,62
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	74.525,00	14.159,75	88.684,75
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	35.325,00	6.711,75	42.036,75
3.7	Consultanta	60.325,00	11.461,75	71.786,75
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	35.325,00	6.711,75	42.036,75
	3.7.2. Auditul financiar	25.000,00	4.750,00	29.750,00
3.8	Asistenta tehnica	84.178,00	15.993,82	100.171,82
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului	57.235,00	10.874,65	68.109,65
	3.8.1.1. pe perioada de executie a lucrarilor	47.696,00	9.062,24	56.758,24
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	9.539,00	1.812,41	11.351,41
	3.8.2. Dirigentie de santier, asigurata de personal tehnic de specialitate, autorizat	12.634,00	2.400,46	15.034,46

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
	3.8.3. Coordonator in materie de securitate si sanatate — conform Hotararii Guvernului nr. 300/2006, cu modificarile si completarile ulterioare	14.309,00	2.718,71	17.027,71
Total capitol 3		345.200,00	65.588,00	410.788,00
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	1.913.408,00	363.547,52	2.276.955,52
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	490.374,00	93.171,06	583.545,06
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	3.682.552,00	699.684,88	4.382.236,88
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	44.715,00	8.495,85	53.210,85
4.6	Active necorporale	24.842,00	4.719,98	29.561,98
Total capitol 4		6.155.891,00	1.169.619,29	7.325.510,29
CAPITOLUL 5 Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	28.784,00	5.468,96	34.252,96
	5.1.1. Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	14.392,00	2.734,48	17.126,48
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii santierului	14.392,00	2.734,48	17.126,48
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	45.059,00	0,00	45.059,00
	5.2.1. Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	14.164,00	0,00	14.164,00
	5.2.2. Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	12.634,00	0,00	12.634,00
	5.2.3. Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii)	2.527,00	0,00	2.527,00
	5.2.4. Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	12.634,00	0,00	12.634,00
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	3.100,00	0,00	3.100,00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	64.685,00	12.290,15	76.975,15
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	10.000,00	1.900,00	11.900,00
Total capitol 5		148.528,00	19.659,11	168.187,11
CAPITOLUL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	9.937,00	1.888,03	11.825,03
6.2	Probe tehnologice si teste	39.746,00	7.551,74	47.297,74
Total capitol 6		49.683,00	9.439,77	59.122,77
CAPITOLUL 7 Cheltuieli aferente marjei de buget si pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret				

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii (fara TVA)	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
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)	1.647.186,00	312.965,34	1.960.151,34
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de pret	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		1.647.186,00	312.965,34	1.960.151,34
TOTAL GENERAL		8.455.073,00	1.597.902,66	10.052.975,66
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		2.526.759,00	480.084,21	3.006.843,21

Deviz Varianta II

DEVIZUL OBIECTULUI 1				
PANOURI FOTOVOLTAICE				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	863.530,00	164.070,70	1.027.600,70
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	863.530,00	164.070,70	1.027.600,70
4.1.2.	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalatii	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		863.530,00	164.070,70	1.027.600,70
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	91.218,00	17.331,42	108.549,42
TOTAL II - subcap. 4.2		91.218,00	17.331,42	108.549,42
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	2.750.659,00	522.625,21	3.273.284,21
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		2.750.659,00	522.625,21	3.273.284,21
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		3.705.407,00	704.027,33	4.409.434,33

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total fara TVA
1	Panou fotovoltaic	4.080	424,18	1.730.658,62
2	Optimizatoare	4.080	250,00	1.020.000,00
	Total echipamente Ob.1			2.750.658,62

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total fara TVA
1	Structura metalica	MWp	2,9	298.098,00	863.530,29
2	Montare panouri fotovoltaice	buc	4.080	19,87	81.082,66
3	Montare optimizatoare	buc	4.080	2,48	10.135,33
Total lucrari Ob.1					954.748,27

DEVIZUL OBIECTULUI 2				
RETELE ELECTRICE JT, MT SI DE MONITORIZARE, IN INCINTA				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	470.804,00	89.452,76	560.256,76
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	0,00	0,00	0,00
4.1.2	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	470.804,00	89.452,76	560.256,76
TOTAL I - subcap. 4.1		470.804,00	89.452,76	560.256,76
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	369.868,00	70.274,92	440.142,92
TOTAL II - subcap. 4.2		369.868,00	70.274,92	440.142,92
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	346.132,00	65.765,08	411.897,08
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	44.715,00	8.495,85	53.210,85
4.6	Active necorporale	24.842,00	4.719,98	29.561,98
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		415.689,00	78.980,91	494.669,91
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		1.256.361,00	238.708,59	1.495.069,59

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Invertoare	8	33.614,72	268.917,72
2	UPS	1	29.288,07	29.288,07
3	Integrare SCADA	1	47.925,93	47.925,93
4	Soft SCADA	1	24.841,50	24.841,50
5	Server, echipamente IT	1	44.714,70	44.714,70
Total echipamente Ob.2				415.687,92

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
----------------	----------------------	------------	------------------	--------------------	---------------------------

1	Cabluri DC	MWp	2,9	59.619,60	172.706,06
2	Cabluri si lucrari AC	MW	3	99.366,00	298.098,00
3	Instalare DC	buc	2,9	84.461,10	244.666,91
4	Instalare AC	buc	2,4	52.167,15	125.201,16
	Total lucrari Ob.2				840.672,13

DEVIZUL OBIECTULUI 3				
POSTURI DE TRANSFORMARE PUNCTE DE CONEXIUNE				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	7.920,00	1.504,80	9.424,80
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	7.920,00	1.504,80	9.424,80
4.1.2.	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3.	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4.	Instalatii	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		7.920,00	1.504,80	9.424,80
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	27.291,00	5.185,29	32.476,29
TOTAL II - subcap. 4.2		27.291,00	5.185,29	32.476,29
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	545.823,00	103.706,37	649.529,37
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		545.823,00	103.706,37	649.529,37
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		581.034,00	110.396,46	691.430,46

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Posturi de transformare complet echipate	1	412.695,52	412.695,52
2	Puncte de conexiune	1	133.127,59	133.127,59
	Total echipamente Ob.3			545.823,10

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Platforme	buc	2	3.960,00	7.920,00
2	Posturi de transformare	buc	1	20.634,78	20.634,78
3	Puncte de conexiune	buc	1	6.656,38	6.656,38
	Total lucrari Ob.3				35.211,16

DEVIZUL OBIECTULUI 4	
IMPREJMUIRE, PORTI, DRUMURI DESERVIRE INCINTA, POST CONTROL, SISTEM SECURITATE, ILUMINAT	

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea (fara TVA)	TVA	Valoarea cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza				
4.1	Constructii si instalatii	571.154,00	108.519,26	679.673,26
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare	571.154,00	108.519,26	679.673,26
4.1.2	Rezistenta	0,00	0,00	0,00
4.1.3	Arhitectura	0,00	0,00	0,00
4.1.4	Instalatii	0,00	0,00	0,00
TOTAL I - subcap. 4.1		571.154,00	108.519,26	679.673,26
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	1.997,00	379,43	2.376,43
TOTAL II - subcap. 4.2		1.997,00	379,43	2.376,43
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	39.938,00	7.588,22	47.526,22
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
TOTAL III - subcap. 4.3+4.4+4.5+4.6		39.938,00	7.588,22	47.526,22
TOTAL DEVIZ PE OBIECT (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		613.089,00	116.486,91	729.575,91

Nr. crt	LISTA ECHIPAMENTE	Cantitate	Pret unitar	Pret total (fara TVA)
1	Sistem securitate CCTV, protectie gard, alarma	1	39.938,28	39.938,28
Total echipamente Ob.4				39.938,28

Nr. crt	LISTA LUCRARI	U.M	Cantitate	Pret unitar	Pret total faraTVA
1	Imprejmuire, porti de acces, iluminat	ml	1.821	200,00	364.208,60
2	Post de control si Administrativ	buc	1	24.841,50	24.841,50
3	Drumuri de acces	mp	3.642	50,00	182.104,30
4	Montaj sistem de securitate, protectie, alarma	buc	1	1.996,91	1.996,91
Total lucrari Ob.4					573.151,31

Aceste costuri se realizeaza o singura data – pe durata celor doi ani calendaristici denumiti perioada de implementare a proiectului. (**Anul 1** respectiv **Anul 2**)

- costurile estimative de operare pe durata normata de viata/de amortizare a investitiei

Costurile de operare sunt prezentate in Cap .4.6. Analiza financiara, inclusiv calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate, sustenabilitatea financiara

3.4. Studii de specialitate, in functie de categoria si clasa de importanta a constructiilor, dupa caz:

- studiu topografic;

Studiul topografic cuprinzand ridicarea topografica pentru determinarea punctelor in sistemul geodezic si stereografic va fi realizat de catre o firma autorizata.

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

Studiul geotehnic al proiectului cu planul de amplasament al forajelor impreuna cu fisele complexe cu rezultatele determinarilor de laborator, precum si analiza apei subterane este realizat de catre o firma autorizata.

- studiu hidrologic, hidrogeologic;

Nu este cazul

- alte studii de specialitate

Nu este cazul

- studiu privind posibilitatea utilizarii unor sisteme alternative de eficienta ridicata pentru cresterea performantei energetice;

Nu este cazul

- studiu de trafic si studiu de circulatie;

Nu este cazul

- raport de diagnostic arheologic preliminar in vederea expropriarii, pentru obiectivele de investitii ale caror amplasamente urmeaza a fi expropriate pentru cauza de utilitate publica;

Nu este cazul

- studiu peisagistic in cazul obiectivelor de investitii care se refera la amenajari spatii verzi si peisajere;

Nu este cazul

- studiu privind valoarea resursei culturale;

Nu este cazul

- studii de specialitate necesare in functie de specificul investitiei.

Pentru racordarea la sistemul electroenergetic national a parcului fotovoltaic a fost realizat **Studiu de Solutie**

Descrierea succinta a solutiei de racordare corelata cu evolutia puterii aprobate, stabilita prin studiul de solutie nr. 17/2020, avizat de Distributie Energie Oltenia prin emitere Aviz Tehnic de Racordare 001500003821 din 28.10.2020.

Solutia de racordare la retelele electrice de interes public a CEF TELESTI 2

Solutia de racordare a CEF Telesti 2 este stabilita de operatorului de retea relevant Distributie Energie Oltenia prin ATR nr.001500003821 din 28.10.2020.

Puterea maxima simultana care poate fi evacuata de CEF Telesti 2 in reseaua electrica (inscrisa in ATR ca putere aprobata) este de 2450 kW.

Punctul de racordare este la 20 kV la stalpul nr.11 tip SE8 in axul derivatiei Somanesti a LEA 20 kV Godinesti-Ciuperceni din exploatarea DEO.

Punctul de delimitare este situat la 20 kV la clemele de legatura ale stalpului nr.11 tip SE8 in axul derivatiei Somanesti a LEA 20 kV Godinesti-Ciuperceni din exploatarea DEO.

Lucrari pentru realizarea instalatiei de racordare (pe tarif de racordare)

In axul derivatiei Somanesti a LEA 20 kV Godinesti-Ciuperceni **se echipeaza stalpul special existent de tip SE8 nr. 11** cu priza de pamant 10 ohmi si consola de tip CDV 550. Stalpul SE8 nr.11 existent se afla in zona drumului de exploatare, pe domeniu public al comunei Telesti. In celula 20 kV aferenta LEA 20 kV Godinesti- Ciuperceni din statia electrica 110/20 kV Godinesti, se parametrizeaza protectia numerica cu activarea functiei directionate, datorita racordarii CEF Telesti 2 pe aceasta linie.

Lucrari pe fonduri beneficiar (CEF Telesti 2)

Se instaleaza **stalpul special de tip SC15014 nr.1** la aproximativ 20 m de stalpul SE8 nr.11, pe domeniul public. Acest stalp se echipeaza cu priza de pamant, consola CIT 140, lanturi (de izolatoare). Pe stalpul SC duble de intindere ceramice. Pe stalpul SC15014 nr.1 se amplaseaza un separator tripolar de exterior de tip STEPNO, 24 kV si se realizeaza trecerea din LEA 20 kV in LEC 20 kV, cu suport si CTE descarcatori ZnO, 24 kV, cablu 20 kV de tip A2XS(F)2Y, 3x1x120/16 mm. Intre stalpii SE8 nr.11 existent si SC 15014 nr.1 se realizeaza un racord LEA 20 kV cu conductoare de tip ACSR 48-Al 1/8-ST1A, cu lungimea de 20m.

Pe terenul aferent CEF Telesti 2 la aproximativ 90 m de stalpul SC 15014 nr.1 se amplaseaza un **punct de conexiuni 20 kV** in anvelopa de beton cu exploatare din exterior care va fi echipat cu: o celula de linie 20 kV, modulara de interior prevazuta cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23 kV, 4 kA, detector de defect (RTU7,4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie), tori (TC) 100/1A plecare LEA 20 kV Godinesti-Ciuperceni-derivatie 20 kV Somanesti; o celula de masurare securizabila, modulara de interior, echipata cu 3 TC 200/5/5A, clasa de exactitate 0,2, respectiv 3 TT 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3 kV, clasa de exactitate 0,2, analizor de calitate a energiei; o celula de linie 20 kV, modulara de interior prevazuta cu separator de sarcina + intreruptor

motorizate (48 Vcc), terminal numeric protectie si TC 2x100/5/5 A; spatiu liber pentru montarea unei celule 20 kV; dulap SI cc/ca, sursa electroalimentare 48 Vcc (baterie+redresor); dulap comunicatii si SCA; cutie externa cu vizor pentru contor, cablu circuite secundare in lungime de 8m tip NYY-J-7x2,5mmp + NYY-J-5x2,5mmp, pentru alimentarea contrului. Contorul se instaleaza in montaj indirect, intre reductorii din celula de masurare 20 kV si cutia contorului; rezistente anticondens; circuite secundare servicii interne ca/cc.

PTAB 20/0,4 kV, 1250 kVA nr.1 si **PTAB 20/0,4 kV, 2000 kVA nr.2**, conexiuni intre PC, PTAB 1 si PTAB 2 in LEC 20 kV.

Nu sunt prevazute lucrari de intarire a retelei electrice a DEO necesare pentru evacuarea puterii maxime (aprobate) a CEF Telesti 2.

Modificarile din cadrul instalatiei interioare a parcului fotovoltaic TELESTI 2, nu vor conduce la modificarea solutiei de racordare la reseaua electrica publica (DEO) si nici la depasirea puterii total aprobate prin ATR emis de Distributie Energie Oltenia – Sucursala Tg Jiu Nr. 001500003821 din 28.10.2020 conform adresei DEO 60062577132/20.05.2024.

3.5. Grafice orientative de realizare a investitiei

Graficul de realizare a investitiei este prezentat in tabelul urmator:

	REALIZAT	ANUL I												ANUL II											
	PRECONTRACTUAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ACTIVITATI REALIZATE																									
ACTIVITATE 1.: Elaborare studii de teren SUBACTIVITATE 1.1.: Elaborarea tuturor studiilor de teren necesare realizarii investitiei																									
ACTIVITATE 2.: Elaborare documentatie si studii pentru ATR SUBACTIVITATE 2.1.: Elaborarea intregii documentatii si a studiului de solutie pentru ATR																									
ACTIVITATE 3.: Elaborare documentatie si studii pentru Autorizatia de Construire SUBACTIVITATE 3.1.: Elaborarea intregii documentatii si a studiilor necesare pentru Autorizatia de Construire																									
ACTIVITATE 4.: Elaborare Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica SUBACTIVITATE 4.1.: Elaborarea Proiectului tehnic, a detaliilor de executie, a caietelor de sarcini, a listelor de cantitati																									
ACTIVITATE 4.: Elaborare Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica SUBACTIVITATE 4.2.: Realizarea verificarii tehnice																									
ACTIVITATE 5.: Servicii de consultanta in managementul de proiect pentru obiectivul de investitii si organizarea procedurilor de achizitii SUBACTIVITATE 5.1.: Servicii de consultanta in managementul de proiect pentru obiectivul de investitii																									
ACTIVITATE 5.: Servicii de consultanta in managementul de proiect pentru obiectivul de investitii si organizarea procedurilor de achizitii SUBACTIVITATE 5.2.: Servicii de consultanta pentru organizarea procedurilor de achizitii																									
ACTIVITATE 6.: Servicii de audit financiar SUBACTIVITATE 6.1.: Servicii externe de audit financiar asupra cheltuielilor efectuate in cadrul proiectului																									
ACTIVITATE 7.: Informare si publicitate SUBACTIVITATE 7.1.: Publicarea unui comunicat de presa cu privire la inceputul proiectului																									
ACTIVITATE 7.: Informare si publicitate SUBACTIVITATE 7.2.: Realizarea unui panou temporar de informare si publicitate																									
ACTIVITATE 7.: Informare si publicitate SUBACTIVITATE 7.3.: Realizarea unei placi permanente de informare si publicitate																									

[illegible]

4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico-economic(e) propus(e)

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

Urmatoarele ipoteze sunt valabile ambelor scenarii:

- Orizontul de timp al analizei este de 20 de ani dupa cum urmeaza:
 - Perioada de implementare a proiectului – 2 ani, (anul 1 respectiv anul 2 din documentele anexate). Acestor ani le revin anii calendaristici 2025 si 2026;
 - Perioada de operare a proiectului - 18 ani, perioada in care sunt previzionate venituri si costuri de operare. Acestor ani le revin anii calendaristici 2027 - 2044;
 - Toate sumele prezentate sunt in lei. In cazul in care este folosita o alta moneda, acest lucru este precizat distinct;
 - Cursul valutar este de 1 euro = 4,9683 lei;
 - Valoarea TVA – 19%;
 - Rata de actualizare este estimata in conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomanda utilizarea **ratei de actualizare financiara de 4%**, a **ratei de actualizare sociala de 5%** pentru proiecte majore in tarile beneficiare ale Fondului de coeziune (din care face parte si Romania).
 - Analiza este realizata la preturi constante – avand ca perioada de referinta anul 2023, ultimul an incheiat inainte de depunerea proiectului;
 - Atat costurile cat si veniturile nu iau in calcul influenta inflatiei – respectand prevederile Ghidului ACB respectiv ale Ghidului Solicitantului.;
- In cazul ambelor scenarii se tine cont de **principiul incremental**, fiind raportate la varianta ”**fara proiect**”. Astfel analiza scoate in evidenta strict indicatorii proiectului fara ca acestia sa fie alterati de alte actiuni ale beneficiarului. Totodata, prin acest demers se respecta cerinta specifica din cadrul Ghidului Solicitantului si anume – ”*proiectul trebuie sa fie in mod clar o unitate de analiza independenta*”.
- Preturile (veniturile si costurile) vor fi pastrate constante pentru intreaga perioada de analiza. Se considera ca durata analizei – 20 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima directia in care va merge mediul economic. Atat preturile precum si costurile pot creste sau scadea (asa cum au facut-o in ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul ”constant” este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodata, pastrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimina riscul subiectivitatii si confera o mult mai mare transparenta in determinarea indicatorilor proiectului.
 - Analiza este realizata in conformitate cu **principiul economic al prudentei** – costurile sunt prezentate intr-o maniera usor supraevaluata pe cand veniturile intr-o maniera usor pesimista.
 - Analiza celor doua scenarii ia in calcul exclusiv impactul proiectului, fara a evalua in vreun fel situatia societatii. Proiectul este asadar **o unitate de analiza independenta**, respectand cerintele Ghidului Solicitantului.

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

Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factorii de risc cuprinde urmatoarele etape principale:

1. Identificarea riscurilor. Identificarea riscurilor se va realiza in cadrul sedintelor lunare de progres de catre membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie sa includa riscuri care pot aparea pe parcursul intregului proiect: financiare, tehnice, organizationale, cu privire la resursele umane implicate, precum si riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor trebuie actualizata la fiecare sedinta lunara.

2. Evaluarea probabilitatii de aparitie a riscului. Riscurile identificate vor fi caracterizate in functie de probabilitatea lor de aparitie si impactul acestora asupra proiectului.

3. Identificarea masurilor de reducere sau evitare a riscurilor:

Risc	Probabilitate	Intensitate	Observatii
Riscuri cronice legate de temperatura			
Schimbarea temperaturii (aer, apa dulce, apa de mare)	REDUSA	MEDIE	Probabilitatea de modificare a schimbarii temperaturii aerului este relativ redusa – dar impactul pe care aceasta l-ar avea asupra functionarii optime a panourilor este unul mediu. Schimbarea temperaturii apei nu este relevanta pentru proiectul de fata.
Stresul termic	REDUSA	SCAZUTA	Stresul termic este tot mai prezent iar modelele climatice luate in calcul indica un stres termic tot mai frecvent. Impactul acestora asupra activitatii economice ramane relativ redus, fiind luat in calculul productivitatii anuale.
Variabilitatea temperaturii	REDUSA	SCAZUTA	Variabilitatea temperaturii include toate variatiile climatice care dureaza mai mult decat evenimentele meteorologice individuale – fiind relativ reduse ca durata pentru a putea impacta activitatea economica.
Riscuri acute legate de temperatura			
Val de caldura	REDUSA	SCAZUTA	UN val de caldura aduce teoretic avantaje surselor de energie fotovoltaica, presupunand radiatii mai ridicate.
Val de frig/inghet	REDUSA	SCAZUTA	Valul de frig/inghet genereaza o usoara scadere a performantelor economice insa acestea sunt luate in calculul modelelor economice previzionate
Incendiu forestier	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului nu este realizata in apropierea fondului forestier, riscul fiind asadar inexistent.
Riscuri cronice legate de vant			

Schimbarea regimului vantului	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unui parc fotovoltaic – schimbarea regimului vanturilor negenerand riscuri economice.
Riscuri acute legate de vant			
Ciclone, uragan, taifun	INEXISTENTA	N/A	Zona de implementare a proiectului nu este expusa uraganelor sau taifunurilor.
Furtuna (inclusiv viscoale si furtuni de praf si de nisip)	MEDIU	SCAZUTA	Riscul de aparitie al unei furtuni este mediu, pe durata a 20 de ani fiind mai mult ca sigure aparitia catorva astfel de fenomene. Din punct de vedere al performantelor economice insa acestea sunt luate in calculul modelelor financiare previzionate
Tornada	REDUSA	MEDIU	Riscul de producere al unei tornade este redus – in Romania preconizandu-se un numar relativ redus de astfel de evenimente. Acestea pot totusi afecta celulele fotovoltaice generand uzura fizica accelerata si implicit reducerea rezultatelor economice previzionate.
Riscuri cronice legate de ape			
Schimbarea regimului precipitatilor si a tipurilor de precipitatii (ploaie, grindina, zapada/gheata)	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unui parc fotovoltaic – schimbarea regimului precipitatilor negenerand riscuri economice.
Precipitatii sau variabilitate hidrologica	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unui parc fotovoltaic – variabilitatea hidrologica negenerand probleme de performanta economica.
Acidificarea oceanelor	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legatura cu acidificarea oceanelor, performantele economice nefiind impactate in nici un fel din acest punct de vedere.
Intruziunea salina	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legatura cu intruziunea salina, performantele economice nefiind impactate in nici un fel din acest punct de vedere.
Cresterea nivelului marii	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legatura cu cresterea nivelului marii, performantele economice nefiind impactate in nici un fel din acest punct de vedere.

Stresul hidric	INEXISTENTA	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legatura cu stresul hidric, performantele economice nefiind impactate in nici un fel din acest punct de vedere.
Riscuri acute legate de ape			
Seceta	REDUSA	SCAZUTA	Proiectul genereaza un risc redus de aparitie a secetei prin prisma faptului ca panourile amplasate pot reduce cantitatea de apa care cade pe o anumita suprafata in cazul unor ploii usoare (38mm) pentru o perioada scurta de timp (30 minute).
Precipitatii abundente (ploaie, grindina, zapada/gheata)	REDUSA	MEDIU	Acoperirea cu zapada a panourilor necesita curatarea acestora. Grindina poate genera deteriorarea celulelor fotovoltaice.
Inundatie (costiera, fluviala, pluviala, subterana)	INEXISTENTA	N/A	Nu este cazul.
Golirea brusca a lacurilor glaciare	INEXISTENTA	N/A	Nu este cazul.
Riscuri cronice legate de masa solida			
Eroziunea costiera	INEXISTENTA	N/A	Nu este cazul.
Degradarea solului	MEDIU	Scazuta	Implementarea proiectului implica un risc mediu de degradare a solului (acesta nu va mai beneficia pentru o perioada de 20 de ani de lumina solara). Totusi , proiectul nu este realizat in zona agricola, intensitatea acestui risc fiind una scazuta. Din punctul de vedere al performantelor economice – acestea nu sunt influentate de degradarea solului.
Eroziunea solului	INEXISTENTA	N/A	Din punctul de vedere al performantelor economice – acestea nu sunt influentate de eroziunea solului.
Solifluxiune	REDUSA	Mediu	Aparitia solifluxiunii poate genera schimbarea pozitiei panourilor fotovoltaice si reducerea performantelor economice ale acestora
Riscuri acute legate de masa solida			
Avalansa	INEXISTENTA	N/A	Locatia de implementare a proiectului nu se afla in zona predisusa avalanselor.
Alunecare de teren	INEXISTENTA	N/A	Studiul topografic anexat la prezenta documentatie indica un risc inexistent de producere a alunecarilor de teren.

Subsidenta	INEXISTENTA	N/A	Subsidenta se produce ca urmare a unor activitati precum mineritul sau alte interventii asupra subsolului si implica coborarea succesiva a scoartei terestre. Proiectul de fata nu se realizeaza in astfel de zone, riscul de producere fiind inexistent.
------------	-------------	-----	---

Tabel: Riscuri

Pentru acest obiectiv de investitii, la aceasta data, nu au fost identificate riscuri majore care ar putea interfera cu realizarea acestuia.

Planificarea corecta a etapelor proiectului inca din faza de elaborare a acestuia, precum si monitorizarea continua pe parcursul implementarii asigura evitarea riscurilor care pot influenta major proiectul.

4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum:

- necesarul de utilitati si de relocare/protejare, dupa caz;

Nu sunt necesare relocari de utilitati

- solutii pentru asigurarea utilitatilor necesare.

Utilitatiile necesare functionarii constau in alimentarea cu energie electrica. Se vor executa bransamente noi conform studiului de solutie nr. 17/2020, avizat de Distributie Energie Oltenia.

4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii:

a) impactul social si cultural, egalitatea de sanse;

Pe amplasament sau in zona amplasamentului nu au fost identificate obiective de patrimoniu cultural, arheologic sau monumente istorice care sa poata fi afectate de realizarea parcului fotovoltaic.

b) estimari privind forta de munca ocupata prin realizarea investitiei: in faza de realizare, in faza de operare;

In faza de executie a lucrarilor se estimeaza un necesar de forta de munca de 20 persoane, calificate si necalificate. In faza de operare, pentru intretinerea investitiei este necesara ocuparea de noi locuri de munca, fiind estimat un numar de 4 noi locuri de munca.

c) impactul asupra factorilor de mediu, inclusiv impactul asupra biodiversitatii si a siturilor protejate, dupa caz;

Prin realizarea proiectului, in afara avantajelor de ordin economic, acesta are un aport important in reducerea schimbarilor climatice deoarece prin energia produsa contribuie la reducerea a emisiilor de gaze cu efect de sera cu 32.231 tone dioxid de carbon (2 ani de implementare + 18 ani de operare)

Utilizarea panourilor fotovoltaice pentru producerea energiei electrice necesare pentru acoperirea cererii din sistemul energetic national, va avea drept consecinta reducerea cantitatilor de

combustibili fosili consumati, reducerea perioadei de functionare sau chiar oprirea instalatiilor termoelectrice, in consecinta va avea un impact pozitiv asupra factorilor de mediu, prin reducerea cantitatilor de poluanti gazei (CO₂, SO₂, NO_x, CO), solizi (pulberi 'in suspensie, deseuri solide) si lichizi (ape uzate, deversari accidentale de substante si preparate chimice). Un alt avantaj il constituie faptul ca la finalul perioadei de functionare, panourile fotovoltaice pot fi reciclate integral.

Impactul asupra apei

- Pe perioada functionarii parcului fotovoltaic apele de suprafata sau subterane nu vor fi afectate, neexistand emisii de ape uzate sau altipoluanti care s-ar putea scurge sau infiltra in acestea.

Impactul asupra aerului

- In faza amenajarii terenului pentru lucrarile de montaj a panourilor fotovoltaice va aparea riscul cresterii concentratiei de pulberi aflate in suspensie in aerul atmosferic.
- Functionarea parcului fotovoltaic nu va provoca un impact negativ asupra calitatii aerului din zona, neexistand emisii de poluanti gazei

Impactul asupra solului

- Functionarea parcului fotovoltaic nu va conduce la poluarea solului, avand in vedere faptul ca pe amplasament nu vor fi stocate materiale ale caror caracteristici fizico-chimice sa genereze pericolul contaminarii solului.
- Procesul tehnologic de productie a energiei electrice prin conversia radiatiei solare utilizand panouri fotovoltaice nu genereaza deseuri in mod direct.

Impactul asupra biodiversitatii

- Amplasamentul Parcului fotovoltaic nu este situat in sit Natura 2000 sau alta zona protejata declarata.

Impactul asupra peisajului

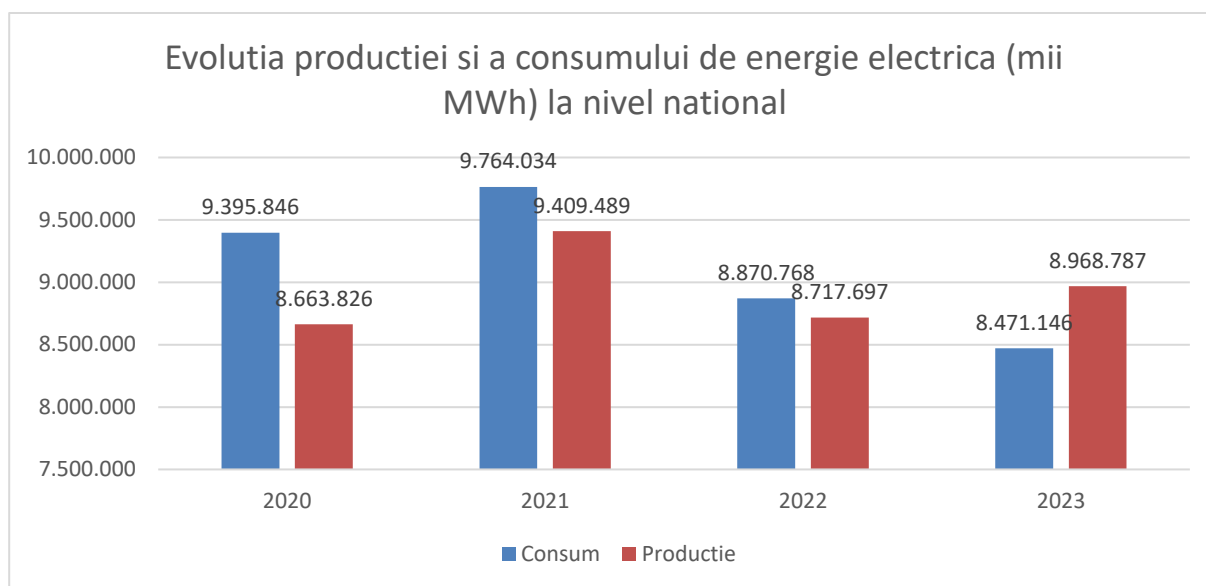
- Parcul fotovoltaic va fi putin vizibil din zona satelor invecinate

d) *impactul obiectivului de investitie raportat la contextul natural si antropic in care acesta se integreaza, dupa caz.*

In zona nu sunt bunuri de patrimoniu; nu se pune problema de refacere sau reabilitare urbana sau peisagistica in zona propusa investitiei. De asemenea, nu sunt surse ce ar putea constitui potential balnear, turistic sau alte obiective istorice ce ar putea atrage un flux mare de oameni.

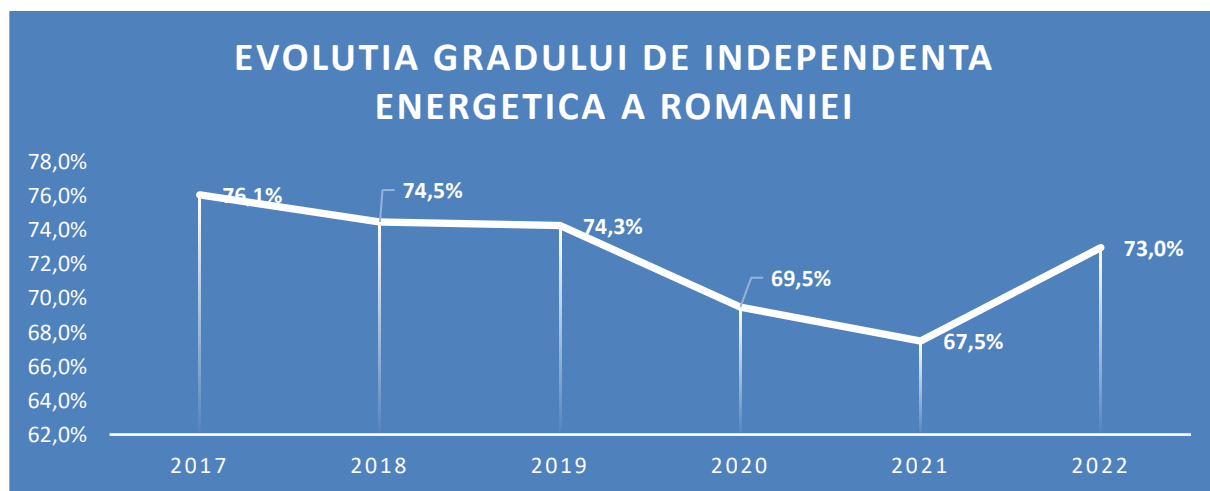
4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitie

In tabelul urmator se regaseste necesarul de utilitati respectiv analiza de consum a Romaniei in intervalul 2020- 2023. Se poate observa ca anual, necesarul de utilitati este de peste 9 milioane MWh, productia variind intre 9,7 milioane MWh in anul 2021 si 8,6 milioane MWh in anul 2020.



Sistemulenergetic.ro

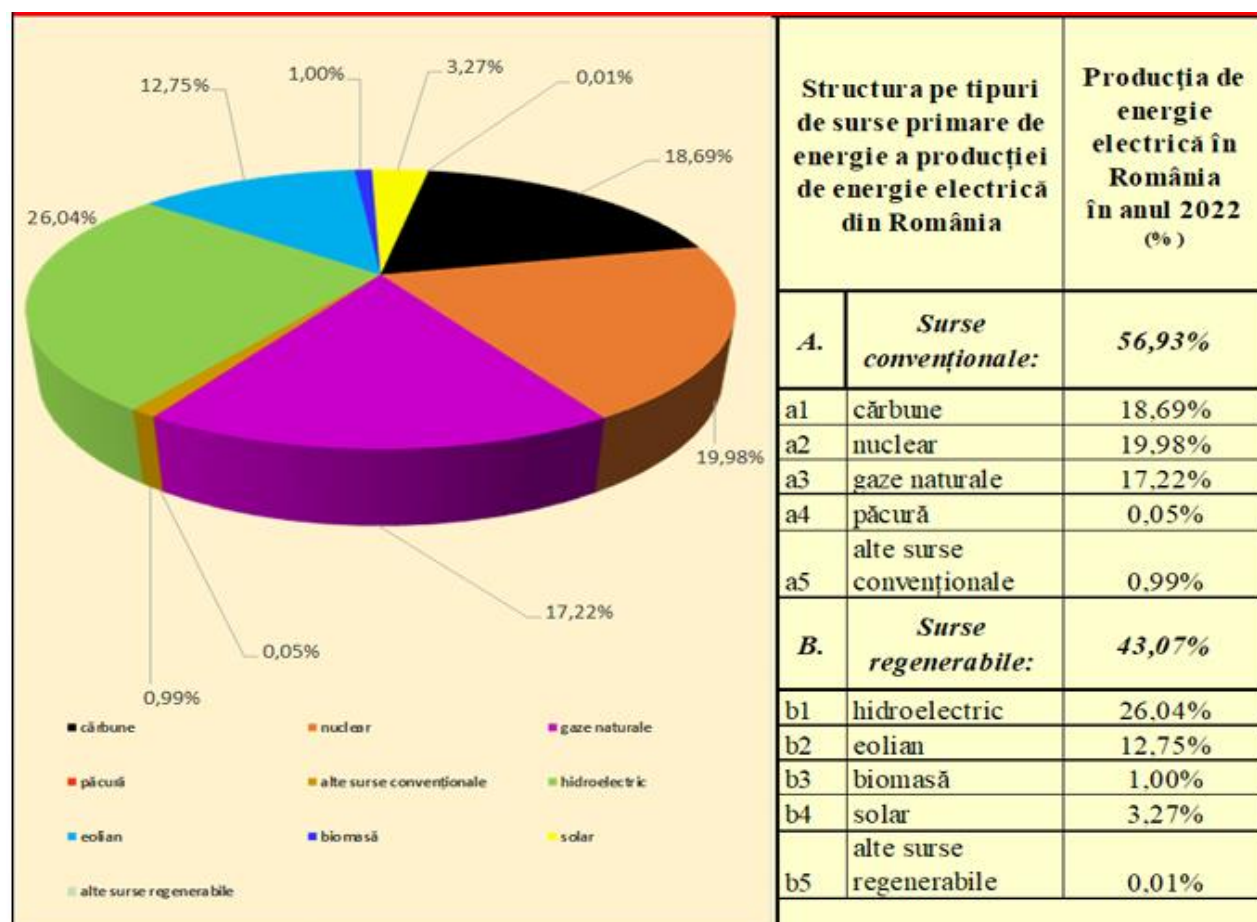
Principala problema in cazul energiei electrice nu o reprezinta discrepanta dintre energia produsa si cea consumata (acestea fiind relativ similare) ci gradul de independenta energetica a tarii. Conform datelor prezentate de INSSE.RO, gradul de independenta energetica a fost in scadere, de la 76,1% in anul 2017 la aproximativ 67,5% in anul 2021. Incepand cu anul 2022 se observa o crestere la nivelul de 73,03%.



INSSE.RO

Solutii pentru asigurarea utilitatilor necesare:

In tabelul urmator se regasesc sursele de producere a energiei electrice din Romania. Dupa cum se vede, principala sursa o reprezinta energia hidrologica, urmata de cea nucleara si de cea bazata pe hidrocarburi, toate 3 surse conventionale.



Structura energiei electrice produse in unitati de productie dispecerizabile si nedispacerizabile, Raport ANRE -2022

Energia fotovoltaica are o pondere mai degraba neinsemnata, doar 3.27% din necesarul national fiind generat din acest tip de energie. Astfel, in vederea cresterii gradului de independenta energetica se poate considera faptul ca proiectul de fata este util, **cei 58.526,97 MWh** (20 ani) ce vor fi comercializati in perioada de operare a infrastructurii, ca urmare a implementarii proiectului contribuind atat la cresterea ponderii energiei regenerabile curate in productia nationala de energie precum si in ameliorarea gradului de independenta energetica al Romaniei.

In Romania, implementarea energiilor regenerabile, cu o atentie deosebita pentru energia fotovoltaica, are o evolutie normala, avand in vedere urmatoarele:

- Iradierea: in unele zone ale tarii, iradierea este de 1.400 de ore pe an, care poate creste pana la 1.700 de ore pe an cu ajutorul panourilor fata-verso cu tracker monoaxial;
- O multime de terenuri perfect plane care sunt neutilizate datorita clasei scazute de fertilitate;
- Prezenta, in multe cazuri, a liniilor electrice de medie tensiune in apropiere sau la sol (facilitarea conectarii la rețeaua electrica nationala);
- Tehnologia fotovoltaica este relativ simpla in comparatie cu altele (de exemplu, cogenerarea de biomasă), atat in ceea ce priveste instalarea, cat si intretinerea ordinara/extraordinara;
- Pretul tehnologiei relative, in special costul panourilor fotovoltaice a scazut (aproximativ 50% fata de 2012);
- A existat o crestere/imbunatatire a tehnologiei referitoare la constructia panourilor: a) eficienta policristalinului, b) cresterea dimensiunii panourilor solare (panouri duble cu 710 Wp), c) panouri cu doua fete pe tracker mono-axial versus mono-facial;

➤ Romania, ca si alte tari in curs de dezvoltare din Uniunea Europeana (Polonia, Cehoslovacia etc.), urmeaza tendinta altor tari europene mai industrializate (Germania, Franta si Italia) respectiv de a implementa sisteme fotovoltaice. Daca consideram Italia ca punct de referinta, care are 21.000 MWde energie fotovoltaica, sansa pentru cresterea numarului de centrale fotovoltaice si capacitatea relativa instalata in Romania (1.400 MW) este considerabila in special a celor aflate in imediata apropiere a zonelor de consum.

Dezvoltarea si construirea energiilor regenerabile in Romania dateaza din perioada de dupa 2012, sustinuta de mecanismul de reglementare prin emiterea de certificate verzi. In ultimii ani, conform detaliilor atasate, parcurile eoliene din regiunea Dobrogea au prevalat asupra altor forme de energie regenerabila. In ceea ce priveste resursa eoliana, investitorii au fost CEZ, Enel, Martifer, Energia de Portugal.

Toate centralele de energie regenerabila, care vor fi implementate in urmatoorii cativa ani, nu vor beneficia de mecanismul certificatului verde (Ordonanta de urgenta 88/2011 - modificare si completare a Legii 220 din 2008).

Avand in vedere cele de mai sus, fondurile nerambursabile ale UE reprezinta un instrument fundamental pentru profitabilitatea sistemului si pentru fezabilitatea investitiei.

Viitorii producatori de energie vor vinde energie in urmatoarele moduri:

- Vanzarea cotei de energie pe piata OPCOM (decizia ANRE nr. 44/2007), pe Piata Ziua Urmatoare (PZU) si pe Piata de Echilibrare;
- Vanzarea de energie prin contract bilateral (acord direct intre producator si consumatorul de energie la un pret negociat).

Conectarea la retea pentru producatorii de energie regenerabila se realizeaza conform Regulamentului privind racordarea la reseaua electrica de interes public, aparut in Hotararea de Guvern 90/2008. Producatorii de energie regenerabila au acces prioritar la reseaua de transport si distributie, in cazul in care energia electrica este pre-contractata si vanduta la pret reglementat. Operatorul de retea aproba conectarea la retea in termen de 30 de zile de la formularea solicitarii prin emiterea ATR-ului (Aviz Tehnic de Racordare). Acesta stipuleaza conditiile tehnice pentru realizarea conectarii la retea. Urmatorii pasi sunt: semnarea contractului de racordare intre operator si producatorul de energie din surse regenerabile, reglementarea standardului de performanta, care se stabileste intre operator si producator, punerea in functiune (PIF) a instalatiilor si conectarea la sistemul national.

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

Scopul prezentului capitol este de a calcula indicatorii de performanta financiara pentru cele doua scenarii detaliate in cadrul prezentului Studiu de fezabilitate denumite generic Scenariul 1 si Scenariul 2, pentru a determina care dintre acestea este optim din punct de vedere financiar, in vederea implementarii.

Din punctul de vedere al structurii prezentului capitol se vor realiza urmatoarele:

- Prezentare ipoteze – generale pentru ambele scenarii analizate;
- Prezentarea cheltuielilor aferente fiecarui scenariu;
- Prezentarea veniturilor aferente fiecarui scenariu;

- Calcularea indicatorilor de performanta financiara: fluxul cumulat, valoarea actualizata neta, rata interna de rentabilitate si sustenabilitatea financiara.

- Anexele care contin tabelele complete pentru cele doua scenarii – atasate la finalul prezentului studiu de fezabilitate denumite anexa 1.1. si anexa 1.2..

In lipsa vreunei indicatii specifice in Ghidul Solicitantului, prezentul document este realizat conform indicatiilor Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020.

Prezentare ipoteze:

Urmatoarele ipoteze sunt valabile ambelor scenarii:

- Orizontul de timp al analizei este de 20 de ani dupa cum urmeaza:
 - Perioada de implementare a proiectului – 2 ani (anul 1 respectiv anul 2 din documentele anexate). Acestor ani le revin anii calendaristici 2025 si 2026;
 - Perioada de operare a proiectului 18 ani, perioada in care sunt previzionate venituri si costuri de operare. Acestor ani le revin anii calendaristici 2027 - 2046;
- Toate sumele prezentate sunt in lei. In cazul in care este folosita o alta moneda, acest lucru este precizat distinct;
- Cursul valutar este de 1 euro = 4,9683 lei;
- Valoarea TVA – 19%;
- Rata de actualizare este estimata in conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomanda utilizarea **ratei de actualizare financiara de 4%**, a **ratei de actualizare sociala de 5%** pentru proiecte majore in tarile beneficiare ale Fondului de coeziune (din care face parte si Romania).
- Analiza este realizata la preturi constante – avand ca perioada de referinta anul 2023, ultimul an incheiat inainte de depunerea proiectului;
- Atat costurile cat si veniturile nu iau in calcul influenta inflatiei – respectand prevederile Ghidului European privind elaborarea analizelor Cost-Beneficiu, respectiv ale Ghidului Solicitantului;

In cazul ambelor scenarii se tine cont de **principiul incremental**, fiind raportate la varianta ”fara proiect”. Astfel analiza scoate in evidenta strict indicatorii proiectului fara ca acestia sa fie alterati de alte actiuni ale beneficiarului. Totodata, prin acest demers se respecta cerinta specifica din cadrul Ghidului Solicitantului si anume – **”proiectul trebuie sa fie in mod clar o unitate de analiza independenta”**.

- Preturile (veniturile si costurile) vor fi pastrate constante pentru intreaga perioada de analiza. Se considera ca durata analizei – 20 de ani, este una extrem de mare pentru a putea estima directia in care va merge mediul economic. Atat preturile precum si costurile pot creste sau scadea (asa cum au facut-o in ultimii 20 de ani), motiv pentru care scenariul ”constant” este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodata, pastrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimina riscul subiectivitatii si confera o mult mai mare transparenta in determinarea indicatorilor proiectului.

- Analiza este realizata in conformitate cu **principiul economic al prudentei** – costurile sunt prezentate intr-o maniera usor supraevaluata pe cand veniturile intr-o maniera usor pesimista.

- Analiza celor doua scenarii ia in calcul exclusiv impactul proiectului, fara a evalua in vreun fel situatia societatii. Proiectul este asadar **o unitate de analiza independenta**, respectand cerintele Ghidului Solicitantului.

- Cele doua scenarii sunt raportate la scenariul contrafactual - "do nothing". Practic, in lipsa finantarii nerambursabile solicitate societatea nu va mai realiza prezenta investitie.
- Pentru a se putea asigura o prezentare cat mai transparenta si mai usor de parcurs, tabelele care prezinta evolutia tuturor elementelor identificate (costuri, venituri, calcule indicatori financiari, esalonare investitie, etc) se regasesc sub forma unor anexe:
 - o Anexa 1.1. - care prezinta evolutia tuturor valorilor calculate pentru Scenariul 1.
 - o Anexa 1.2. - care prezinta evolutia tuturor valorilor calculate pentru Scenariul 2.

Costurile proiectului:

Costurile proiectului sunt specifice pentru fiecare scenariu in parte si sunt compuse din urmatoarele categorii de cheltuieli:

- **Costurile de investitie totale** – includ atat costurile de capital cat si costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (exemple: costuri cu pregatirea documentatiilor de finantare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate si informare, costuri cu auditul proiectului, etc);
- **Costurile de inlocuire** – includ costurile cu inlocuirile de echipamente cu durata de viata economica mai mica decat perioada de referinta a proiectului;
- **Costurile de operare** – includ toate costurile generate de operarea si intretinerea noii infrastructuri sau a infrastructurii modernizate.

Costurile cu investitia:

In tabelul urmasor sunt prezentate costurile cu investitia:

Costuri cu investitia	U.M.	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Costuri cu investitia exceptand TVA	Lei	7.154.352,00	8.455.073,00
TVA	Lei	1.351.276,20	1.597.902,66
Costuri totale cu investitia	Lei	8.505.628,20	10.052.975,66

Defalcarea costurilor pe componente se regaseste in devizele generale aferente fiecarui scenariu. Aceste costuri se realizeaza o singura data – pe durata a doi ani calendaristici denumita perioada de implementare a proiectului. In documentele anexate, perioada de implementare a proiectului este **anul 1 si anul 2.**

Costurile de inlocuire

Infrastructura tehnica de productie a energiei regenerabile este formata din mai multe componente tehnice – fiecare cu o durata de viata distincta. La momentul de fata nu se cunoaste furnizorul si modelul de echipament ce va fi achizitionat, motiv pentru care nu poate fi determinat cu acuratete care este perioada de timp pentru care echipamentele vor functiona. Desi durata de viata contabila a acestor echipamente este un lucru diferit de durata de functionare – consideram ca la acest moment (elaborarea ofertei) cel mai transparent mod de a stabili valoarea si momentul costurilor de inlocuire este raportarea la durata de viata prevazuta in nomenclatorul privind durata de functionare a mijloacelor fixe.

In tabelul urmator sunt prezentate principalele componente ale sistemului de producere a energiei fotovoltaice si duratele de viata ale acestora, inclusiv durata de viata selectata pentru scenariul 1 respectiv pentru scenariul 2.

Componente proiect	Interval Durata amortizare (ani)	Durata (ani)	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Constructii si alte elemente similare	1.3.1 (25-35)	30,00	1.913.408,00	1.913.408,00
4.1.1.Panouri fotovoltaice	2.1.16.5. (8-30)	24,00	1.730.658,80	2.750.659,00
4.1.2 Invertoare	2.1.16.6. (12-18)	12,00	346.131,76	346.131,76
4.1.3 Posturi Transformatoare interior parc	2.1.16.3.1 (16-24.)	24,00	585.761,44	585.761,44
Total		TOTAL	4.575.960,00	5.595.960,20

In concluzie, la jumatatea perioadei de operare – anul 14 al analizei (cei 2 ani de implementare + 12 ani de operare), se vor realiza costuri de inlocuire dupa cum urmeaza:

	Anul 14 (lei)
Costuri de inlocuire scenariul 1	346.131,76
Costuri de inlocuire scenariul 2	346.131,76

Costurile de inlocuire sunt aferente acelor echipamente care au o durata de viata mai scurta decat perioada de analiza financiara – in cazul de fata doua dintre echipamentele care compun infrastructura achizitionata.

Se poate observa faptul ca o parte din componentele infrastructurii au o durata de viata estimata de 24 ani (sau mai mult - cazul constructiei) si o parte au o durata de viata estimata de 12 ani. Prin inlocuirea la finalul anului 12 a acelor echipamente cu durata de viata de 12 ani, se asigura un nou ciclu de functionare de 12 ani pentru acestea - asigurand functionarea intregii infrastructuri pentru 24 de ani, conform ipotezelor asumate.

Costurile de operare

Costurile de operare sunt acele costuri necesare pentru ca infrastructura tehnica sa poata functiona la parametrii optimi pe intreaga durata de analiza. Aceste costuri se vor realiza in cei 18 ani de operare si anume, intre anul 3 si anul 20.

Costurile de operare sunt impartite in doua categorii dupa cum urmeaza:

- Costuri fixe – independente de capacitatea instalata sau de cantitatea de energie pe care sistemul fotovoltaic o va produce;
- Costuri variabile – dependente fie de capacitatea instalata a parcului, fie de cantitatea de energie pe care sistemul o va produce anual;

Costurile fixe:

Principalele costuri fixe ale infrastructurii sunt urmatoarele:

Asigurare retea: Reprezinta costurile pe care beneficiarul infrastructurii le suporta pentru a avea constant puterea instalata a retelei disponibila. Fiind vorba de elemente care se amplaseaza in mediul

exterior, acestea sunt supuse intemperiilor – existand periodic riscul de deteriorare a celulelor fotovoltaice si implicit de reducere a cantitatii de energie electrica produsa.

Valoarea la care se realizeaza asigurarea este cea a investitiei de baza, regasite in totalul capitolului 4. Procentul estimat, **in cazul de fata 0,5%**, are la baza bunele practici din domeniul asigurarilor, care indica o valoare cuprinsa intre 0,5% si 1,25% din valoarea elementului asigurat - drept costurile cu asigurarea acestuia.

Costuri cu asigurarea retelei	Valoare investitiei (lei)	Pondere asigurare retea	Cost anual asigurare/scenariu (lei)
Scenariul 1	5.125.756	0,50%	25.629
Scenariul 2	6.155.891	0,50%	30.779

Valoarea acestor cheltuieli se va pastra la un nivel constant pe intreaga perioada de analiza, lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia costurilor cu asigurarea se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Mentenananta preventiva:

Reprezinta costuri anuale cu asigurarea functionarii continue si constante a infrastructurii tehnice de productie a energiei electrice. Aceste costuri sunt dimensionate strict in functie de valoarea investitiei fiind de asemenea identice in cazul ambelor scenarii. Valoarea previzionata - in cazul de fata 35 lei/kw, este o valoare relativ medie practicata pe piata de profil.

Costuri cu mentenananta preventiva	Capacitatea instalata (MW)	Mentenananta preventiva (lei/kw)	Cost anual mentenananta/scenariu (lei)
Scenariul 1	2,4	35	84.000
Scenariul 2	2,4	35	84.000

Valoarea acestor cheltuieli se va pastra la un nivel constant pe intreaga perioada de analiza, lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia costurilor cu mentenananta preventiva se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Din punctul de vedere al prezentarii acestor cheltuieli - mentenananta preventiva include urmatoarele activitati:

Activitati corective ocazionale/la nevoie, situatii neprevazute

- Interventii corective: constatare, inlocuire echipamente.
- Control la distanta, configurari si setari in timp real.
- Upgrade firm-ware invertoare;

Activitati semestriale pentru mentenananta preventive

- Testarea functionarii corespunzatoare a monitorizarii la distanta.
- Examinarea prin esantionare a elementelor de fixare ale modulelor, inlocuirea acestora daca este necesar.
- Inspectarea prin esantionare a elementelor de fixare si asamblare a structurii de sustinere a panourilor.

- Inspectie vizuala a factorilor ce ar putea determina daune la sistemul de izolare a stringurilor din sistem.
- Inspectarea/mentenanta preventiva a echipamentelor meteo instalate.
- Raport complet cu fotografii ale constatarilor.

Activitati anuale pentru mentenanta preventive

- Masuratori de izolatia a stringurilor.
- Verificarea cu camera de termoviziune a cablurilor si conectorilor.
- Verificarea cu camera de termoviziune a panourilor fotovoltaice + raport.
- Teste functionale ale ventilatoarelor si sistemelor de racire ale invertoarelor.
- Testarea intrerupatoarelor de circuit si comutatoarele de alimentare.
- Masurarea Voc si Isc pe un esantion de 10% din stringuri si 1% din fiecare tip de module fotovoltaice.
- Masurarea prizelor de pamant realizata cu echipamente si personal certificat (PRAM), urmata de buletine de masurare.
- Verificarea etanseitatii conexiunilor terminale (tablouri, cutii de sigurante) curatare interna la nivel de invertor.

Administrare piete OPCOM – se are in vedere intrarea o astfel de piata, pretul fiind de 27.648 lei, valabil pentru fiecare scenariu. Prin aceasta taxa se asigura accesul societatii pe cel putin una din pietele de tranzactionare energie electrica - tinta fiind PZU: Piata principala pentru tranzactionarea energiei electrice cu livrare in ziua urmatoare.

Valoarea acestor cheltuieli se va pastra la un nivel constant pe intreaga perioada de analiza, lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia costurilor cu accesul pe o piata OPCOM se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Raportare REMIT

Reprezinta costurile cu OPCOM, care in numele clientului face raportarea catre Agentia pentru Cooperarea Autoritatilor de Reglementare din Domeniul Energiei ("ACER") detaliile contractelor angro de energie.

Europa dispune de un cadru juridic la nivelul UE (denumit in general "REMIT") conceput pentru a preveni si a proteja consumatorii si intreprinderile impotriva abuzurilor de piata pe pietele europene de energie electrica si gaze naturale. REMIT revizuit intra in vigoare incepand cu 7 mai 2024. Pentru o scurta prezentare generala a REMIT revizuit, consultati aici. Aceste costuri sunt estimate la valoarea de **5.400 lei** anual, valoare care va pastra la un nivel constant pe intreaga perioada de analiza, lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia costurilor cu previziunea productiei se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Costuri administrative

Suplimentar, operarea infrastructurii mai genereaza o serie de costuri la nivelul societatii, detaliate in alineatele urmatoare:

- Mentenanta teren (curatare, cosire, etc) - estimate la 18.000 lei anual;
- Utilitati functionare infrastructura (iluminat) - estimate la 37.700 lei anual;
- Servicii contabilitate, SSM si alte servicii administrative: 42.000 lei anual;
- Paza teren : 74.000 lei anual;
- Internet si telefonie – dedicate operarii parcului fotovoltaic : 12.000 lei anual;

- Locuri de munca create : 48.000 lei anual;

Valoarea acestor cheltuieli se va pastra la un nivel constant pe intreaga perioada de analiza, lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia costurilor administrative se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Costurile variabile:

Reprezinta costurile care sunt influentate de valoarea investitiei si de puterea instalata a acesteia. In ambele scenarii analizate, veniturile societatii scad anual din cauza faptului ca instalatia fotovoltaica are un usor proces de degradare, proces in urma caruia productia scade constant. Costurile variabile, direct raportate la valoarea veniturilor (costul cu dezechilibrul de retea si cel cu operarea comerciala) scade asadar intr-o proportie similara cu scaderea veniturilor. In paragrafele urmatoare va fi prezentat modul de determinare al acestora pentru anul 1 de operare (anul 3 al analizei) iar in cadrul tabelului 4.2. din anexele celor doua scenarii (regasite la finalul prezentului document) se poate urmări situatia la nivelul intregii perioade de operare.

Cost dezechilibru de retea:

Conform legislatiei in vigoare, orice producator de energie are obligatia incheierii un contract pe Piata Responsabila cu Echilibrarea si reprezinta costurile pe care beneficiarul infrastructurii le va plati anual pentru dezechilibrele de retea.

Modul de calcul al acestor costuri este prin aplicarea unui procent la veniturile previzionate, procent situat intre 1% si 15%. In cazul proiectului de fata, avand in vedere faptul ca nu se vor achizitiona inclusiv baterii de stocare - se estimeaza un procent superior, conform tabelului urmator.

Costuri cu dezechilibrele de retea	Venituri anul 3 (anul 1 de operare) (lei)	% Cost dezechilibru retea	Cost cu dezechilibrele de retea anul 3 (anul 1 de operare) (lei)
Scenariul 1	1.195.503	10,00%	119.550
Scenariul 2	1.291.143	10,00%	129.114

Taxa ANRE:

Aceste costuri sunt anuale si sunt previzionate la 0,1% din valoarea vanzarilor estimare, rezultand 1.196 lei pentru scenariul 1 respectiv 1.291 lei pentru scenariul 2. Reprezinta cheltuielile pe care societatea le va suporta anual pentru a putea comercializa productia.

Valoarea acestor cheltuieli urmeaza trendul veniturilor pe care le genereaza infrastructura, lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia acestor costuri se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Taxa privind operarea comerciala

Conducerea societatii are in vedere incheierea unui contract cu o companie specializata in operarea comerciala a infrastructurii electrice construite. Aceasta companie se va ocupa de procesul de operare strict din punct de vedere comercial al centralelor fotovoltaice (sau turbinelor eoliene, dupa caz).

Sursele regenerabile nu produc constant energie electrica, de aceea se impun anumite observatii si, pe baza mai multor factori, printre care si cel meteorologic, se emit prognoze zilnice de productie.

Energia electrica in cantitate fluctuanta ajunge prin transportatorul Transelectrica la distribuitorul zonal, operatorul care imparte productia de energie electrica in mai multe puncte.

Costuri operarea comerciala	cu	Venituri anul 3 (anul 1 de operare) (lei)	% Cost operare comerciala	Cost cu operarea comerciala anul 3 (anul 1 de operare) (lei)
Scenariul 1		1.195.503	7,00%	83.685
Scenariul 2		1.291.143	7,00%	90.380

Valoarea acestor cheltuieli urmeaza trendul veniturilor pe care le genereaza infrastructura , lucru valabil in cazul ambelor scenarii analizate. Evolutia acestor costuri se regaseste in tabelul 4.2. din anexele 1.1 si 1.2. aferente acestei sectiuni.

Avand in vedere ca au fost prezentate toate costurile de operare ale infrastructurii, in tabelul urmator acestea vor fi prezentate centralizat pentru anul 1 de operare (anul 3 al analizei). O detaliere a acestor cheltuieli (inclusiv cele cu inlocuirea echipamentelor) se regasesc **in anexele 1.1 respectiv 1.2., tabelul 4.2.– atasate la prezentul studiu de fezabilitate**, specifice fiecarui capitol.

Tip cost	U.M.	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Asigurare retea	Lei	25.629	30.779
Mentenanata preventiva	Lei	84.000	84.000
Impozit primarie	Lei	3.600	3.600
Mentenanata teren	Lei	18.000	18.000
Utilitati	Lei	37.700	37.700
Administrare - piete OPCOM	Lei	27.648	27.648
Previziune productie	Lei	5.400	5.400
Contabilitate	Lei	42.000	42.000
Internet si telefonie	Lei	12.000	12.000
Locuri de munca	Lei	48.000	48.000
Paza si protectie	Lei	74.000	74.000
Cost cu pietele de dezechilibru	Lei	119.550	129.114
Taxa ANRE	Lei	1.196	1.291
Tranzactionare piete Opcom	Lei	1.241	1.341
Operare comerciala	Lei	83.685	90.380
Total cheltuieli	Lei	583.649	605.254

Suplimentar la costurile prezentate, mai exista o serie de costuri si anume cele cu amortizarea. Acestea nu au nici o influenta asupra operativitatii proiectului fiind necesare doar in determinarea impozitului pe profit platit de catre societate – vizibil in tabelul 8 Sustenabilitatea financiara.

Amortizarea se regaseste in capitolul 4.3. din anexele – 1.1. si 1.2. (specifice fiecarui scenariu) si a fost realizata dupa urmatorul rationament:

- In calculul impozitului pe profit se ia in calcul doar componenta de contributie proprie a amortizarii investitiei;

- Procentul de amortizare – aferent asistentei financiare nerambursabile solicitate nu este luat in calculul impozitului pe profit.
- Incepand cu anul 14 – echipamentele care necesita inlocuirea sunt considerate exclusiv contributie proprie, amortizarea acestora fiind luata in calculul determinarii impozitului pe profit.

Venituri

Veniturile din operare – includ intrarile de numerar platite direct de utilizatori pentru bunurile sau serviciile din cadrul operatiunii, cum ar fi taxele/tarifele suportate direct de utilizatori pentru utilizarea infrastructurii, vanzarea sau inchirierea de terenuri sau cladiri ori platile pentru servicii. Veniturile vor fi determinate pe baza cantitatilor vandute sau a serviciilor prestate/a economiilor la costurile de functionare generate de operatiune previzionate pe perioada de referinta a proiectului si pe baza preturilor specifice, avand in vedere concluziile analizei cererii/analizei consumului propriu. Veniturile pe care societatea le va obtine ca urmare a implementarii proiectului se realizeaza pe perioada de operare – anii 3 -20 din cadrul analizei anexate. Veniturile infrastructurii vor fi prezentate luand in calcul cele 3 elemente fundamentale ale acestora si anume produsul, cantitatea si pretul.

Produsul :

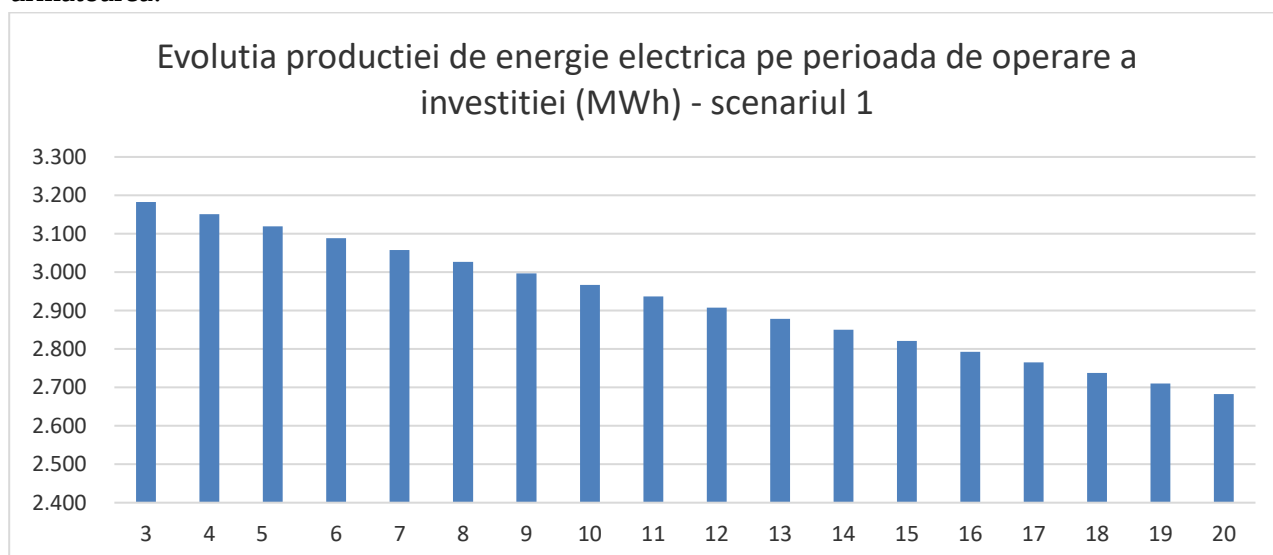
Implementarea proiectului va genera la nivelul societatii in ambele scenarii, un singur tip de produs:

- Venituri din productie energie electrica – vandute catre SEN.;

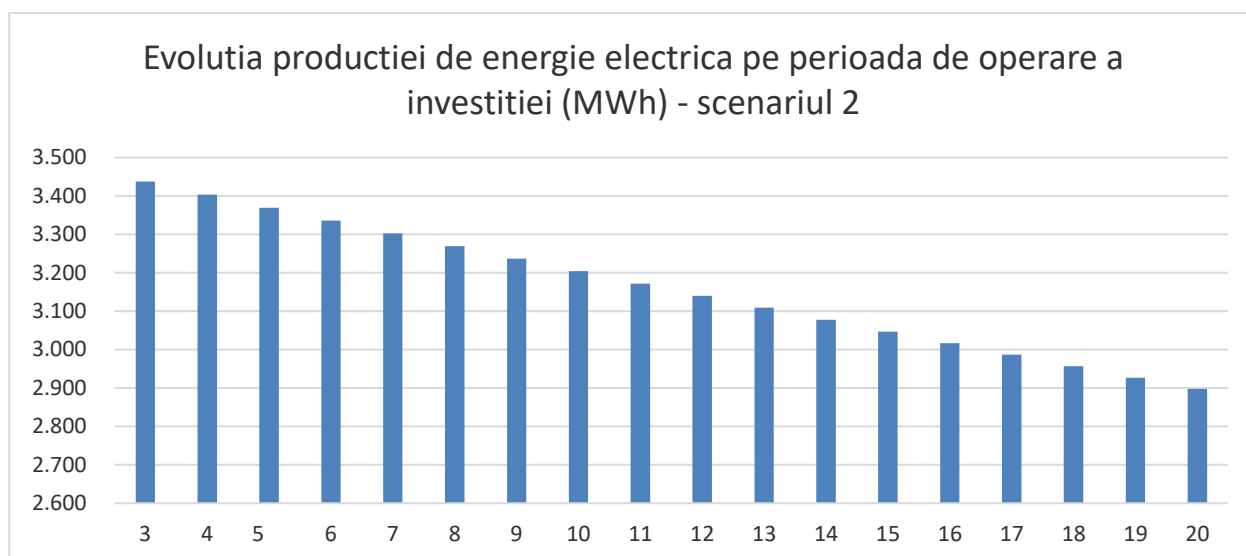
Cantitate:

Reprezinta cel mai volatil element al proiectului – in sensul in care productia realizata de catre societate scade anual, ca urmare a usoarei degradari fizice a infrastructurii tehnice.

Astfel, pentru **scenariul 1** evolutia cantitatii de energie produsa de infrastructura tehnica este urmatoarea:



In cazul **scenariului 2** – evolutia cantitatii de energie produsa de infrastructura tehnica este urmatoarea:



In tabelul urmator este prezentata cantitatea de energie electrica ce va fi produsa de catre noua infrastructura – conform celor doua scenarii luate in calcul.

	Capacitate instalata (MW)	Productie anuala an 3 (MWh)	Productie anuala an 20 (MWh)	Productie medie (anii 3 – 20)
Scenariul 1	2,40	3.183,00	2.683,09	2.926,35
Scenariul 2	2,40	3.437,64	2.897,74	3.160,46

In fiecare an, cantitatea de energie pe care societatea o livreaza in retea scade – in conformitate cu previziunile regasite in cadrul sectiunii tehnice din prezentul studiu de fezabilitate.

Pretul:

Pretul reprezinta cel mai important element al intregii analize financiare, o supraestimare a acestuia putand cauza decizii investitionale gresite. In determinarea pretului s-a tinut cont de urmatoarele aspecte:

- Evolutia numarului de consumatori de energie rezidentiali si non rezidentiali (evolutie demografica, evolutia gradului de conectare la reseaua de termoficare, etc);
- Consumul specific pe tip de consumator si evolutia acestui indicator in conditiile schimbarilor climatice si a lucrarilor de reabilitare a locuintelor;
- Evolutia indicatorilor macroeconomici relevanti si a altor factori care influenteaza consumul de energie electrica;

Determinarea pretului energiei electrice

In determinarea pretului pe care beneficiarul proiectului il va solicita pentru 1 MWh energie electrica s-a avut in vedere pretul lunar al acesteia pentru ultimii 3 ani (2021-2023), tinandu-se cont inclusiv de pretul mediu aferent fiecarei ore.

Anul 2021:

an	2021											
luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pret per interval orar din PIATA pentru ZIUA URMATOARE	202,54	171,43	234,29	279,84	276,95	354,81	401,81	465,92	574,20	782,83	753,00	697,24
	180,44	156,80	221,23	259,24	252,92	315,95	373,89	394,23	519,14	650,22	685,26	625,63
	168,53	147,58	212,19	249,85	238,10	302,78	363,21	366,92	478,01	578,08	641,69	546,43
	164,70	141,67	209,48	247,53	232,32	298,08	354,72	352,74	464,67	543,76	636,35	525,38
	179,08	151,59	216,96	255,96	234,78	299,56	350,97	356,02	474,95	588,94	696,85	602,77
	206,95	182,92	243,36	275,82	255,98	318,89	364,33	392,02	540,72	796,91	844,62	818,66
	246,40	222,71	273,64	317,93	292,93	367,85	418,29	470,03	665,15	985,40	1004,77	1075,47
	293,78	270,13	305,04	374,02	332,42	413,53	472,66	570,11	764,77	1171,89	1186,49	1332,99
	315,99	288,11	307,07	386,63	339,48	425,26	485,23	594,93	789,70	1205,73	1250,53	1424,39
	325,46	285,96	284,05	349,46	313,78	402,49	474,89	565,20	729,62	1106,76	1208,30	1411,71
	317,47	268,93	261,94	315,62	288,42	374,11	467,84	546,23	681,66	996,86	1167,52	1368,53
	315,31	258,49	254,93	303,46	280,69	370,95	477,21	553,12	652,36	941,94	1134,04	1334,01
	305,19	248,90	249,10	294,56	270,58	366,29	460,65	571,88	639,23	896,79	1114,22	1310,54
	294,60	238,11	239,66	273,52	244,39	340,62	444,30	567,71	606,53	824,12	1115,08	1274,85
	289,27	235,45	238,30	259,86	229,54	334,32	422,01	569,32	595,26	807,42	1178,65	1363,51
	297,31	246,35	247,29	260,15	234,41	346,65	418,73	580,94	628,53	905,94	1263,74	1448,46
	328,35	265,21	265,10	275,79	253,69	368,59	426,34	615,01	683,19	1022,02	1339,52	1551,19
	358,91	313,87	299,34	298,91	281,96	396,75	472,47	641,71	740,74	1160,15	1456,97	1603,33
	351,94	330,42	360,85	336,95	324,45	434,42	539,97	700,71	826,96	1382,25	1420,08	1554,76
	330,49	306,23	367,62	401,05	368,31	476,69	590,81	743,97	932,93	1416,39	1307,41	1444,55
	302,98	271,85	314,68	411,78	396,19	492,76	623,76	813,96	861,60	1219,39	1157,32	1246,81
	269,28	231,38	274,47	359,88	365,27	475,99	628,99	704,17	740,30	1053,19	991,00	1068,28
	254,14	211,79	263,48	333,90	342,88	432,84	640,27	654,42	704,75	989,56	908,82	949,65
	211,86	24	219,77	232,81	296,21	292,93	381,61	487,73	520,42	596,69	800,44	764,14
Pret mediu lunar	271,29	234,40	265,70	309,08	289,31	378,82	465,05	554,65	662,15	951,12	1.051,84	1.139,30
Pret mediu lunar solar	306,04	260,05	265,26	313,03	281,52	374,91	458,17	568,83	676,41	984,16	1.179,84	1.363,22
%	113%	111%	100%	101%	97%	99%	99%	103%	102%	103%	112%	120%
Pret mediu anual	547,73											
Pret mediu anual solar	585,95											
%	107%											

Anul 2022:

an	2022											
luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pret per interval orar din PIATA pentru ZIUA URMATOARE	644,80	759,08	1105,16	761,32	989,13	1089,24	1743,80	2267,61	1582,61	751,07	760,01	768,49
	567,80	686,43	1039,94	687,62	898,27	977,78	1514,19	2081,64	1446,16	667,39	698,09	649,59
	536,20	647,39	969,96	643,34	846,74	921,70	1401,57	2034,48	1427,72	626,08	645,98	592,03
	540,52	637,36	956,24	620,95	825,55	908,79	1343,49	1962,28	1333,71	605,56	610,38	574,63
	595,66	711,96	1064,76	661,54	858,57	906,81	1319,83	1954,80	1373,27	641,55	692,43	639,50
	772,50	873,16	1286,83	785,37	933,39	960,90	1427,47	2092,68	1618,39	867,79	866,94	866,13
	938,21	975,03	1519,83	947,40	1043,37	1116,07	1674,54	2235,39	1939,51	1126,41	1112,99	1039,79
	1.117,65	1.114,51	1.625,58	1.116,85	1.168,55	1.224,94	1.765,93	2.486,15	2.218,15	1.416,53	1.226,53	1.348,60
	1.206,08	1.145,28	1.588,37	1.097,09	1.113,29	1.187,11	1.789,78	2.538,70	2.285,01	1.333,01	1.266,36	1.541,51
	1.156,92	1.021,24	1.427,40	943,68	986,42	1.138,15	1.659,97	2.406,41	2.055,93	1.060,62	1.213,89	1.492,53
	1.054,30	949,19	1.273,60	795,93	900,57	1.044,11	1.648,76	2.259,90	1.840,80	917,13	1.131,89	1.426,77
	1.014,29	901,87	1.207,03	742,97	861,25	1.008,96	1.692,27	2.278,40	1.711,65	839,54	1.126,64	1.352,66
	990,39	861,28	1.184,81	698,77	852,75	1.001,19	1.772,64	2.294,99	1.683,50	792,16	1.117,02	1.395,29
	946,37	829,89	1.151,12	656,77	806,92	959,76	1.713,02	2.281,99	1.595,77	753,58	1.114,52	1.401,68
	1.012,98	873,20	1.166,35	629,55	789,06	958,65	1.673,71	2.239,31	1.564,32	762,05	1.205,17	1.481,51
	1.108,79	941,43	1.282,50	652,94	837,43	993,83	1.777,15	2.358,60	1.707,10	857,37	1.340,21	1.656,06
	1.213,32	1.036,16	1.418,26	734,82	904,49	1.115,14	1.895,12	2.478,18	1.900,24	1.050,94	1.513,14	1.766,48
	1.318,96	1.198,51	1.615,24	876,06	995,95	1.272,63	2.103,24	2.576,99	2.130,98	1.346,07	1.574,57	1.772,69
	1.282,31	1.285,00	1.945,71	1.053,49	1.119,21	1.395,39	2.227,68	2.831,04	2.367,52	1.781,04	1.509,36	1.671,44
	1.187,83	1.223,98	2.081,83	1.292,69	1.292,74	1.532,81	2.037,53	2.308,99	2.038,99	2.038,99	1.397,31	1.576,72
	1.067,20	1.101,10	2.172,82	1.277,58	1.413,70	1.601,66	2.142,43	2.304,00	2.144,19	2.147,60	1.216,09	1.354,18
	926,76	946,33	2.149,56	1.101,60	1.256,08	1.451,98	2.232,47	2.282,70	2.036,92	2.108,54	1.074,18	1.086,75
	862,44	889,66	2.1382,04	1.034,58	1.160,31	1.361,74	2.245,03	2.240,69	2.186,37	2.382,98	997,24	1.010,15
	723,26	765,75	1.129,85	867,95	1.042,69	1.189,91	1.993,12	2.402,96	1.611,75	840,94	823,30	797,35
Pret mediu lunar	949,40	932,28	1.356,07	861,70	995,68	1.138,30	1.813,74	2.400,58	1.854,94	1.017,01	1.093,09	1.219,27
Pret mediu lunar solar	1.067,53	959,77	1.322,97	814,95	924,03	1.057,41	1.721,47	2.349,38	1.851,36	970,24	1.193,58	1.455,18
%	112%	103%	98%	95%	93%	93%	95%	98%	100%	95%	109%	119%
Pret mediu anual	1.302,67											
Pret mediu anual solar	1.307,32											
%	100%											

Anul 2023:

an	2023											
luna	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pret per interval orar din PIATA pentru ZIUA URMATOARE	467,98	1 599,28	1 497,45	1 493,75	1 454,61	1 448,32	1 486,73	1 484,83	1 463,74	1 428,73	1 361,80	1 266,20
	394,87	2 562,46	2 463,47	2 431,33	2 416,92	2 402,71	2 428,92	2 435,17	2 433,54	2 379,65	2 312,39	2 250,87
	328,02	3 543,85	3 441,07	3 438,94	3 403,60	3 378,58	3 393,13	3 410,63	3 411,16	3 353,32	3 291,94	3 235,27
	278,85	4 508,34	4 429,75	4 421,57	4 393,55	4 386,16	4 364,88	4 393,62	4 398,72	4 334,09	4 269,56	4 209,18
	312,33	5 558,25	5 461,97	5 422,05	5 396,50	5 398,17	5 358,93	5 394,65	5 413,67	5 348,38	5 293,39	5 228,24
	425,47	6 635,81	6 519,79	6 441,72	6 426,54	6 408,33	6 368,91	6 417,62	6 471,70	6 419,39	6 416,66	6 285,72
	620,29	7 736,15	7 607,86	7 517,34	7 485,98	7 432,52	7 435,60	7 466,95	7 568,87	7 574,91	7 525,31	7 368,41
	758,98	8 809,08	8 682,99	8 585,43	8 522,84	8 489,90	8 465,93	8 513,97	8 637,68	8 681,68	8 571,37	8 448,13
	846,28	9 819,89	9 653,80	9 565,44	9 506,32	9 465,41	9 447,98	9 502,80	9 579,56	9 641,64	9 571,34	9 480,15
	813,96	10 742,25	10 529,63	10 490,72	10 402,72	10 370,45	10 391,87	10 430,25	10 476,81	10 560,00	10 514,20	10 447,36
	744,18	11 667,75	11 464,92	11 406,66	11 335,19	11 325,31	11 360,86	11 372,04	11 421,91	11 461,65	11 452,99	11 409,10
	704,99	12 643,01	12 419,88	12 375,63	12 285,99	12 282,12	12 354,79	12 339,07	12 367,86	12 412,29	12 434,08	12 387,85
	708,66	13 607,42	13 401,33	13 334,35	13 264,98	13 279,40	13 346,24	13 331,19	13 334,87	13 378,66	13 449,85	13 387,03
	695,17	14 585,61	14 373,18	14 305,44	14 243,96	14 258,13	14 341,10	14 313,69	14 298,92	14 342,76	14 473,56	14 414,57
	745,46	15 633,90	15 406,22	15 297,21	15 241,66	15 243,77	15 344,59	15 327,47	15 316,00	15 385,69	15 552,23	15 465,05
	866,44	16 700,26	16 467,67	16 319,63	16 278,86	16 287,09	16 373,43	16 401,90	16 396,46	16 500,59	16 656,13	16 543,58
	985,91	17 772,16	17 545,45	17 380,51	17 325,68	17 335,53	17 439,34	17 498,80	17 464,15	17 618,31	17 839,05	17 651,32
	#####	18 911,45	18 635,31	18 462,12	18 416,04	18 422,51	18 561,11	18 584,94	18 585,76	18 720,42	18 846,85	18 618,92
	965,05	19 929,04	19 725,15	19 612,66	19 525,86	19 538,53	19 652,28	19 774,16	19 766,79	19 898,16	19 780,87	19 555,79
	893,58	20 905,39	20 752,43	20 732,03	20 633,10	20 636,04	20 762,61	20 968,07	20 1041,34	20 950,18	20 687,38	20 526,09
	774,56	21 800,31	21 683,41	21 750,58	21 738,79	21 695,60	21 840,35	21 996,00	21 814,06	21 708,33	21 587,40	21 462,29
	674,10	22 742,02	22 585,59	22 653,29	22 620,79	22 630,48	22 777,29	22 751,53	22 613,86	22 587,26	22 509,07	22 390,25
	574,88	23 710,04	23 555,82	23 602,05	23 536,73	23 540,08	23 635,17	23 585,86	23 532,63	23 528,67	23 436,64	23 345,97
	492,83	24 658,00	24 504,34	24 509,38	24 480,07	24 478,59	24 559,69	24 502,41	24 479,66	24 441,69	24 350,08	24 278,97
Pret mediu lunar	670,71	699,24	533,69	481,24	430,72	422,24	478,82	508,23	512,07	527,35	507,67	402,35
Pret mediu lunar solar	764,90	689,91	488,85	408,95	342,50	333,51	380,75	392,49	425,56	485,00	519,53	442,54
%	114%	99%	92%	85%	80%	79%	80%	77%	83%	92%	102%	110%
Pret mediu anual	514,53											
Pret mediu anual solar	472,87											
%	92%											

Avand in vedere faptul ca prezentul proiect presupune investitia intr-o infrastructura de productie a energiei electrice din energie solara, in estimarea pretului ce urmeaza a fi solicitat s-a tinut cont de pretul mediu al intervalului orar 8-16 (interval mediu solar). In tabelul urmator este centralizat pretul mediu al energiei comercializate in intervalul mediu solar in cei 3 ani de analiza:

An	2021	2022	2023
Pret mediu anual solar	585,95 RON	1.307,32 RON	472,87 RON

Sursa: Opcom

Ajustari de pret

Pretul ce urmeaza a fi previzionat reprezinta un element fundamental al prezentei analize, urmand a fi estimat pentru o perioada de 18 ani, motiv pentru care vor fi luate in calcul doua ajustari:

Ajustarea 1: Din calculul pretului mediu al ultimilor 3 ani a fost eliminat anul 2022, care are valori exagerat de ridicate. Consideram anul 2022 drept un an exceptional care nu are sanse reale sa mai poata fi repetat, motiv pentru care pretul de baza este media anilor 2021 si 2023. Prin aceasta ajustare, se are in vedere asigurarea faptului ca media reflecta mai bine trendurile obisnuite, oferind o baza solida pentru estimari viitoare. **Rezulta asadar un pret mediu de 529 Lei/MWh.**

Ajustarea 2: Aplicarea principiului prudentei.

La pretul mediu de baza, au fost aplicati 3 factori de corectie dupa cum urmeaza:

- Scenariul pesimist - cu un factor de corectie de doua treimi (66%) din pretul de baza;
- Scenariul optimist - cu un factor de corectie de trei sferturi (75%) din pretul de baza;
- Scenariul realist- o medie a celor doua scenarii prezentate anterior - care are un factor de corectie de 71% (media celor doua scenarii amintite anterior) de 71%;

Pret de baza	Factor corectie	529
Scenariul pesimist	66%	349,14
Scenariul realist	71%	375,59
Scenariul optimist	75%	396,75

- Factorul de corectie de 66% a fost ales pentru scenariul pesimist pentru a reflecta posibilitatea unei recesiuni economice care ar reduce cererea de energie electrica coroborata cu investitii masive in surse regenerabile de energie electrica fotovoltaica. Ca si etalon de reducere a pretului energiei electrice mentionam reducerea procentuala dintre valoarea anului 2022 si cea anului 2023 care este de aproximativ 33% - (pretul mediu al anului 2023 reprezinta o treime din pretul mediu al anului 2022);

- Factorul de corectie de 75% a fost ales pentru scenariul optimist - are la baza trendul identificat intre anii 2021 si 2023 - unde reducerea pretului mediu al energiei electrice solare a fost de 24%. In acest scenariu se iau in calcul investitiile masive in sursele regenerabile de energie electrica (cresterea ofertei) coroborate cu masuri interventioniste ale statului prin care pretul sa fie pastrat la un nivel adecvat.

- Factorul de 71% reprezinta media celor doua scenarii.

Faptul ca in estimarea pretului mediu s-a tinut cont doar de eventuale reduceri ale acestuia are la baza inclusiv tendintele de lunga durata, cum ar fi tranzitia globala catre surse de energie regenerabila, inovatiile tehnologice in stocarea energiei si eficienta energetica, precum si reglementarile de mediu mai stricte. Acestea, pe langa potentiale masuri corective, sunt factori care ar putea modera cresterile viitoare ale preturilor energiei electrice si care reprezinta vectori de realism si rezonabilitate in estimarea unei valori care sa fie corecte pentru o perioada de 18 ani.

In cazul de fata - consideram ca aplicarea scenariului realist este varianta optima prin care pretul previzionat al energiei electrice sa aiba o valoare apropiata de realitate.

	Scenariul 1	Scenariul 2
MWh electric - lei	375,59	375,59

In concluzie, avand detaliate toate elementele, in tabelul urmatoar pot fi prezentate structurat veniturile societatii aferente fiecarui scenariu, atat pentru primul an de operare (anul 3) precum si la nivelul intregii perioade de operare a investitiei.

	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Putere instalata	MW	2,40	2,40
Productie medie anuala	MWh	2.926,35	3.160,46
Vanzare SEN (PZU)	MWh	2.926,35	3.160,46
Pret PZU	Lei/ MWh	375,59	375,59
Venituri Sen (medie anuala)	Lei/an	1.099.107	1.187.036
Total venituri (anul 3)	Lei/an	1.195.503	1.291.143
Total venituri (perioada de operare)	Lei	19.783.929	21.366.643

O detaliere a veniturilor se regaseste in anexele 1.1. si 1.2. specifice fiecarui scenariu, (tabelul 4.1.) anexate la prezenta documentatie.

Valoarea reziduala:

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 24 de ani pe când anii de operare prezentați în prezenta analiză sunt 18, rezultând 6 ani de funcționare suplimentară.

Pentru a putea determina valoarea reziduală a unei investiții există 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, metoda recunoscută 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 natură 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 completă, 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 dezavanjul ca formulele contabile sunt folosite pentru calcule ce tin in special de fiscalitate si mai putin pentru determinarea valorii reziduale a unui activ.

METODA C:

Pentru aceasta metoda formula este **FN (n+1)/(r-g)**.

- r reprezinta rata de actualizare, care are valoarea de 4%;
- g reprezinta cresterea estimata in perpetuitate - estimata la 25%;

Fn – reprezinta fluxul de numerar.

	Scenariul 1	Scenariul 2
Flux anul n	342.296	388.495
Rata perpetuitate	25%	25%
Rata actualizare	4,0%	4,0%
Valoare reziduala	1.180.330	1.339.638

Calculul indicatorilor de performanta

Rentabilitatea financiara a investitiei se poate evalua prin estimarea valorii financiare nete actuale (VNA) si a ratei rentabilitatii financiare a investitiei (RIR). Acesti indicatori arata capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investitii, indiferent de modalitatea in care acestea sunt finantate. Pentru ca un proiect sa poata fi considerat eligibil pentru acordarea cofinantarii din Fonduri, VNA trebuie sa fie negativ si RIR trebuie sa fie mai mic decat rata de actualizare folosita pentru analiza.

Profitabilitatea financiara a investitiei a fost determinata prin estimarea ratei financiare de rentabilitate a investitiei (RIRFC) pe baza fluxului de numerar net actualizat cu rata de actualizare de 4% si prin calcularea venitului net actualizat al investitiei .

Rata interna a rentabilitatii financiare a investitiei este calculata luand in considerare costurile totale ale investitiei ca o iesire (impreuna cu costurile de exploatare), iar beneficiile (inclusiv valoarea reziduala) ca o intrare.

Fluxurile de numerar luate in calculul RIRFC/C respectiv VANFC/C se regasesc in tabelul 9 din cadrul anexelor 1.1. respectiv 1.2..

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt urmatoarele (conform Ghidului pentru intocmirea analizelor cost-beneficiu recomandat si de ghidul solicitantului aferent prezentului apel):

In cazul valorii actualizate nete (FNPV – in imaginea urmatoare):

$$FNPV(C) = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

In cazul Ratei interne de rentabilitate a proiectului (FRR) in imaginea urmatoare:

$$0 = \sum \frac{S_t}{(1+FRR)^t}$$

unde:

- FNPV (C) este VANF – valoarea actualizata neta financiara;
- FRR este RIR;
- S reprezinta fluxul de numerar aferent fiecarui an ;

- i – rata de actualizare; in cazul investitiei analizate, rata de actualizare selectata pentru calculul VANF este de 4%.
- $0-n$ – numarul de ani ai perioadei de realizare a investitiei (1-20);
- t – numarul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, in cazul de fata 20 de ani;

Veniturile si cheltuielile pentru analiza financiara, includ:

- baza este investitia initiala, data de valoarea totala a bugetului investitional;
- valoarea reziduala este valoarea finala a investitiei la sfarsitul perioadei de prognoze;
- fluxul de numerar:
 - **anual**, reprezinta diferenta intre intrarile (incasari) si iesirile anuale de numerar;
 - **final**, este reprezentat de valoarea finala (sau reziduala – dupa perioada de previziune) a investitiei, valoarea actualizata a acestuia marind suma fluxurilor de numerar actualizate;
- rata de actualizare realizeaza aducerea fluxurilor de numerar (initial, final si anuale) viitoare la valorile momentului de baza al investitiei;
- fluxul de numerar actualizat reprezinta corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de baza al investitiei.

Valoare actualizata neta financiara a investitiei este determinata in tabelul 9 Profitabilitatea si rentabilitatea investitiei din anexele 1.1. si 1.2..

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/C	3,85%	3,46%
VANF/C	- 87.180,37	- 367.525,70
Raportul cost/beneficiu	0,89	0,89

Valoarea indicatorului RRF/C indica daca cofinantarea UE nu depaseste valoarea monetara ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinantare. Astfel, VANF(C) inainte de contributia UE ar trebui sa fie negativa si RRF(C) ar trebui sa fie mai mica decat rata de actualizare folosita pentru analiza.

In cazul de fata, in ambele scenarii VANF (C) are o valoare negativa iar RRIR/C o valoare inferioara ratei de actualizare (de 4%) rezultand ca ambele scenarii necesita finantare.

Profitabilitatea capitalului investit

In paragrafele urmatoare se vor determina indicatorii aferenti profitabilitatii capitalului investit si anume RIRF/K respectiv VANF/K. Acesti indicatori nu trebuie confundati cu RIRF/C respectiv VANF/C (care determina necesitatea finantarii) – fiind complementari. Spre deosebire de primii indicatori care iau in calcul valoarea investitiei indiferent de sursele de cofinantare, cei prezentati in sectiunea curenta iau in calcul strict capitalul investit de catre beneficiarul proiectului, excluzand din contributia solicitantului asistenta financiara nerambursabila solicitata.

	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Investitie	7.154.352,00	8.455.073,00
Asistenta financiara nerambursabila	1.412.984,52	1.412.984,52
Capital investit - beneficiar	5.741.367,48	7.042.088,48

Costuri scriptice

Legislatia in vigoare obliga beneficiarii proiectelor sa previzioneze un plus de 25% cu costuri aferente marjei de buget. In ambele scenarii, aceste costuri nu vor reprezenta capital investit al beneficiarului, urmand a fi eliminate din calculul indicatorilor de profitabilitate.

Costuri financiare

Un element aparte al proiectului , relevant pentru prezenta sectiune il reprezinta costurile financiare pe care societatea le va suporta in vederea implementarii proiectului. Se are in vedere accesarea unui credit financiar pentru a se asigura o parte din sursele de finantare necesare realizarii proiectului.

Valoarea creditului accesat	Credit accesat	% Dobanda	Costuri cu dobanda	Termen de plata - luni
Scenariul 1	1.418.529	10,00%	389.762,32	60
Scenariul 2	1.727.998	10,00%	474.793,81	60

Plata creditului se poate observa in **tabelul numarul 7 din anexa 1.1 si anexa 1.2.)** influentand sustenabilitatea proiectului. In cazul indicatorilor de performanta – rata anuala nu este luata deloc in calcul pe cand dobanda este luata doar in calculul RIRF/K respectiv VANF/K, nu si in calcului RIRF/C sau VANF/C. (*”Fluxurile financiare de natura dobanzilor si rambursarilor de credite se exclud din iesirile de numerar ale proiectului pentru calculul indicatorilor de performanta ai proiectului”*.)

Din punctul de vedere al formulelor folosite, acestea sunt indentice cu cele anterioare:

- pentru calculul Valorii actualizate nete respectiv (FNPV/K)

$$FNPV(C) = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

pentru calculul Ratei interne de rentabilitate economice a proiectului. (FRR)

$$0 = \sum \frac{S_t}{(1 + FRR)^t}$$

Diferenta rezulta din faptul ca in cazul de fata, investitia ia in calcul doar costul suportat de catre beneficiar – contributia proprie a acestuia la implementarea proiectului si suplimentar (daca este cazul) costul acestei contributii – cuantificat prin **valoarea totala a dobanzilor platite**.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/K	8,29%	7,16%
VANF/K	1.613.346,47	1.452.647,32

In manualele de specialitate, valoarea RIRF/K este comparata cu valoarea dobanzii bancare la un depozit indicand care este diferenta intre a investii respectivele sume intr-unul dintre cele doua scenarii respectiv de a forma un depozit bancar pentru 20 de ani. Nu exista o valoare care sa indice o decizie clara, aceasta implicand o serie de factori subiectivi (inclusiv expunerea individuala la risc). Cu cat valoarea RIRF/K este mai mare, cu atat mai mult un potential investitor este decis sa realizeze proiectul de fata in detrimentul blocarii banilor intr-un depozit bancar pentru a obtine dobanda ca si venit. In concluzie, cu indicatori de profitabilitate mai ridicati, **scenariul 1 este mai profitabil** decat scenariul 2 pentru beneficiarul proiectului.

Sustenabilitatea financiara(inclusiv fluxul cumulat)

- Sustenabilitatea financiara a proiectului este asigurata prin verificarea faptului ca fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an si pe parcursul intregii perioade de referinta luate in considerare;
- Fluxurile de numerar nete care sunt luate in considerare in acest sens au tinut cont de costurile de investitie, de toate resursele financiare (cofinantare UE, credite bancare, subventii, alocatii bugetare), de veniturile in numerar, de costurile de operare si de inlocuire la momentul in care sunt platite, de rambursarile obligatiilor financiare ale entitatii precum si de aporturile de capital, dobanzi si taxele directe;
- In determinarea sustenabilitatii financiare, nu s-a tinut seama de valoarea reziduala, activul nefiind lichidat in ultimul an de analiza.

Totodata, sustenabilitatea financiara este corelata cu:

- graficul de realizare a investitiei versus proiectia lunara a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investitiei;
- planul de finantare si sursele prevazute, cu prezentarea detaliata a graficelor de rambursare a imprumuturilor, costul creditului (acolo unde este cazul), graficul cererilor de rambursare a cheltuielilor efectuate, versus proiectia anuala a fluxului de numerar pe perioada de operare.

Modul in care proiectul realizeaza sustenabilitatea financiara se regaseste in cadrul tabelului numarul **8 – Sustenabilitatea financiara, regasit in anexele 1.1. si 1.2..**

Suplimentar de veniturile si cheltuielile operationale prezentate, in cadrul sustenabilitatii s-a mai luat in calcul impozitul pe profit platit de catre societate in fiecare an de operare, estimat la 16% din surplusul de numerar la care a fost adaugata amortizarea investitiei).

Din analiza fluxurilor de numerar inregistrate la sfarsitul fiecarui an, reiese faptul ca ***in cazul ambelor scenarii, proiectul este viabil prin disponibilitatea surselor de finantare pentru acoperirea costurilor proiectului.***

4.7. Analiza economica

Conform prevederilor HG 907, in cazul, in cazul obiectivelor de investitii a caror valoare totala estimata nu depaseste pragul pentru care documentatia tehnico-economica se aproba prin hotarare a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finantele publice, cu modificarile si completarile ulterioare, **se elaboreaza analiza cost-eficacitate**. Avand in vedere prevederile clare ale Ghidului Solicitantului – care precizeaza ” Analiza cost – eficacitate care se va regasi in structura Studiului de Fezabilitate **nu este suficienta pentru a justifica un proiect**, chiar daca furnizeaza **informatii in scopul de a selecta o optiune**, aceasta nu prevede nimic cu privire la sustenabilitatea financiara a proiectului / alternativei selectate. In acest sens este necesar ca documentul Analiza Cost Beneficiu sa fie elaborat in **conformitate cu prevederile Ghidului ACB al CE 2014 -2020**”.

In concluzie, la capitolul de fata se va realiza o **analiza economica** (sau analiza de tip cost-eficacitate), rezultatele acesteia furnizand informatiile necesare in **vederea selectarii unei optiuni**. Scopul prezentului capitol (si implicit al studiului de fezabilitate) va fi atins – rezultatele finale permitand **realizarea unei selectii de optiune**.

Analiza economica masoara impactul economic, social si de mediu al proiectului si evalueaza proiectul din punct de vedere al societatii. Obiectivul analizei economice este de a demonstra ca proiectul are o **contributie neta pozitiva pentru societate** si, in consecinta, merita sa fie finantat din fonduri publice. Analiza fezabilitatii prezentata anterior a luat in considerare exclusiv efectele financiare directe ale investitiei asupra patrimoniului beneficiarului. Avand in vedere faptul ca proiectul de investitii nu are asociat in exclusivitate un obiectiv lucrativ propriu-zis, se impune acordarea unei importante sporite

Metodologia folosita pentru evaluarea contributiei proiectului la bunastarea economica si sociala a populatiei ca urmare a implementarii investitiei, este in conformitate cu **Ghidului de analiza cost-beneficiu pentru proiecte de investitii al CE 2014-2020**.

Ca si pasi de elaborare ai analizei economice, se vor parcurge urmatoarele etape:

- Efectuarea corectiilor fiscale;
- Determinarea beneficiilor si a costurilor directe ale proiectului - la valorile lor de piata;
- Determinarea factorilor de conversie (in cazul in care se stabileste ca este necesara trecerea valorilor de piata in preturi umbra);
- Determinarea externalitatilor si corectia acestora;
- Calcularea indicatorilor de performanta;

Pasii luati in calcul pentru determinarea indicatorilor de rentabilitate economica sunt prezentati in paragrafele urmatoare:

- ***Efectuarea corectiilor fiscale***

In evaluarea intrarilor si iesirilor taxa pe valoarea adaugata precum si platile asigurarilor sociale au fost excluse din calcul. Aceste valori nu au fost luate in calcul in nici un punct al prezentei Analize. Suplimentar, ca si in cazul analizei financiare, nu a fost luata in calcul influenta inflatiei sau a cresterii preturilor de consum.

- ***Determinarea costurilor si a beneficiilor directe***

In cazul de fata, costurile si beneficiile directe ale proiectului sunt veniturile si cheltuielile prezentate in analiza financiara:

- Investitia realizata - care reprezinta un cost direct al proiectului;
- Fluxul de numerar rezultat - care reprezinta un beneficiu direct al proiectului;

In cazul fluxului de numerar rezultat, acesta include atat veniturile operationale previzionate precum si cheltuielile operationale previzionate.

- ***Trecerea de la preturi de piata la preturi umbra (aplicarea factorilor de conversie)***

Conform metodologiei de elaborare a Analizei Cost Beneficiu ”*Cand preturile de piata nu reflecta costul de oportunitate al intrarilor si iesirilor, abordarea obisnuita este sa le convertim in preturi umbra, care sa fie aplicate elementelor analizei financiare.*”

Pentru a trece de la preturile de piata la preturile umbra, este necesara aplicarea unor factori de conversie. Acesti factori de conversie sunt coeficienti care ajusteaza preturile de piata pentru a reflecta adevaratele costuri si beneficii economice ale bunurilor sau serviciilor, inclusiv externalitatile si alte distorsiuni de pe piata. Pentru a calcula preturile umbra, se foloseste urmatoarea formula: **Pret umbra = Pret de piata × Factor de conversie;**

Factorii de conversie pot fi determinati pe baza diferentei dintre preturile de piata si valorile economice reale, iar acestia reflecta modul in care preturile de piata trebuie ajustate pentru a reflecta adevaratele costuri si 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

$$SCF = (M + X) / [(M + T_m) + (X - T_x)]$$

- 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, rezulta un **factor de conversie de 1.**

Suplimentar de cele menționate anterior, pentru a valida valoarea calculată, se poate lua în calcul ipoteza ca 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 preturi umbră ale valorii investiției cât și pentru transformarea fluxurilor de numerar (prezentate în cadrul analizei financiare).

Costul investitional:

În tabelul următor este prezentat costul economic al costurilor investitoriale, luând în calcul factorul de conversie aferent perioadei investitoriale.

Preluare parte financiară transpusă economic	U.M.	Scenariul 1		Scenariul 2	
		An 1	An 2	An 1	An 2
Cost financiar	Lei	4.076.983	3.077.369	2.758.580	5.696.493
Factor de conversie	%	100%	100%	100%	100%
Costul economic aferent măsurilor propuse	Lei	4.076.983	3.077.369	2.758.580	5.696.493

Fluxul numerar

Ca urmare a realizării proiectului, rezulta un flux de numerar pozitiv. În tabelul următor este prezentat (pentru primul an de operare) transformarea fluxurilor de numerar financiare în venituri economice. Reamintim faptul că anual deoarece valoarea veniturilor scade, implicit și fluxul de numerar se diminuează. Detalierea completă a valorii economice a fluxului de numerar aferent fiecărui scenariu se regăsește **în tabelul 10 din anexele 1.1. și 1.2. de la prezentul document.**

	Flux de numerar financiar (an 1)	Factor de conversie	Flux economic
Scenariul 1	611.854	100,00%	611.854

Scenariul 2	685.890	100,00%	685.890
-------------	---------	---------	---------

Fluxurile de numerar sunt cele determinate in cadrul analizei financiare – si care au fost luate in calculul indicatorilor financiari ai proiectului.

- **Determinarea si corectia externalitatilor**

Externalitatea reprezinta un cost indirect al proiectului, mai exact un efect secundar al infrastructurii de productie a energiei electrice provenite din surse regenerabile. In cazul prezentului proiect, singura externalitate a fost identificata drept **reducerea emisiilor de CO2** - rezultate ca urmare a implementarii prezentului proiect.

Reducere cantitate CO2

Asa cum s-a mentionat si in analiza financiara, energia electrica produsa de catre societate provine din surse regenerabile si are ca principal efect reducerea emisiilor de CO2.

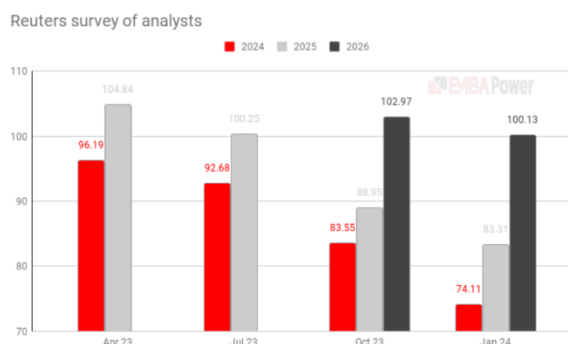
Determinare cantitate:

Conform prevederilor Ghidului Solicitantului, pentru fiecare MWh energie electrica realizata din surse regenerabile rezulta o reducere a cantitatii de **CO2 de 0,6119 tone**. In tabelul urmator este prezentata cantitatea de CO2 (tone) economisita la nivelul intregii perioade de operare, avand ca baza de calcul, cantitatea estimata de energie electrica ce va fi obtinuta ca urmare a implementarii prezentului proiect.

	Scenariul 1	Scenariul 2
MWh total proiect	52.674	56.888
Tone CO2 reduse	32.231	34.810

Pret:

Cel de-al doilea element relevant in cazul determinarii valorii externalitatiilor este valoarea sociala a acestora - mai exact pretul. In cazul de fata, in vederea determinarii pretului unei tone de CO2 economisita - va fi folosit ”pretul carbonului” sau ”pretul certificatelor verzi de carbon”. Ca si fundamentare a pretului a fost folosita o analiza a ”Reuters”, care , estimeaza un pret al certificatelor verzi de carbon pentru anul 2024 de aproximativ **74,11 euro/tona ne-emisa**. (varianta aferenta lunii ianuarie 2024).



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

Analiza prezinta mai multe scenarii ale evolutiei acestui cost - dar in conformitate cu principiul prudentei si tinand cont de caracterul social al acestei valori, se va lua in calcul pretul cel mai scazut si anume 74,11 euro - cost social al tonei de CO2.

Consideram asadar valoarea de 74,11 de euro drept una rezonabila pentru a previziona care este valoarea financiara a unei tone de CO2- neemise ca urmare a implementarii prezentului proiect. In tabelul urmator se poate vedea valoarea sociala a unei tone de CO2, valabila pentru ambele scenarii.

Valoare Euro	Valoare Lei
74,11	368,2

Avand in vedere faptul ca exista date concrete referitoare la valoarea financiara a unei tone de carbon, consideram costul de 74,11 de euro amintit anterior drept "**valoarea sociala**" la care nu mai este necesara aplicarea nici unui alt factor de conversie.

In tabelul urmator sunt prezentate veniturile economice aferente reducerii de CO2, pentru cele doua scenarii analizate:

	Tone CO2 reduse	Venit economic tona	Venit economic anual
Scenariul 1	32.231*	368,20	11.867.619
Scenariul 2	34.810*	368,20	12.817.029

**valoarea aferenta pentru cei 18 ani de analiza.*

Verificarea rentabilitatii economice a proiectului:

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt similare ca in cazul indicatorilor financiari, singura diferenta fiind faptul ca sunt aplicati valorilor economice determinate in paragrafele anterioare. Totodata, rata de actualizare (i) in acest caz este de 5%.

Pentru calculul valorii actualizate nete (FNPV in imaginea urmatoare) se aplica urmatoarea formula.

$$FNPV_I = \sum_{t=0}^n a_t S_t = \frac{S_0}{(1+i)^0} + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \dots + \frac{S_n}{(1+i)^n}$$

Pentru calculul Ratei interne de rentabilitate economice a proiectului. (FRR)

$$0 = \sum \frac{S_t}{(1+FRR)^t}$$

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

Rezultatele analizei economico - sociale sunt prezentate in tabelul urmator. Indicatorii economici arata ca proiectul de investitii are o rentabilitate ridicata din punct de vedere economic iar raportul beneficiu - cost este unul supra – unitar, beneficiile depasind clar costurile.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIR/E	14,77%	14,11%
VAN/E	6.444.899,55	6.678.855,29

Analiza economica a proiectului se regaseste **in tabelul 10 din anexele 1.1. si 1.2. regasite la finalul prezentului document.**

Beneficiile indirecte sunt beneficiile care nu influenteaza direct utilizatorii infrastructurii, insa au un impact mai larg, prin oportunitatile sociale si economice pe care le creeaza infiintarea infrastructurii. Exemple de beneficii indirecte:

- Cresterea eficientei energetice, prin reducerea consumului de resurse naturale;
- Cresterea calitatii vietii;
- Scaderea gazelor cu efect de sera;
- Prevenirea si combaterea poluarii;
- Conservarea mediului ambiant – prin eliminarea surselor alternative de energie (in special gazul necesar productiei de energie electrica)

In concluzie, din punctul de vedere al indicatorilor cantitativi (RIR/E respectiv VAN/E), scenariul ales **este scenariul numarul 1** acesta fiind mai benefic din punct de vedere economico – social comparativ cu scenariul 2. Din punctul de vedere al beneficiilor calitative (descrie anterior), ambele scenarii sunt similare, avand acelasi impact.

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate permite identificarea variabilelor „critice” ale proiectului. Astfel de variabile sunt acelea ale caror variatii, fie ele pozitive sau negative, au cel mai mare impact asupra performantei financiare si/sau economice a proiectului. Analiza se realizeaza prin varierea unei variabile la un moment dat si determinand **efectul acelei modificari asupra indicatorilor proiectului.**

Ca criteriu de ghidare, recomandarea este de a considera „critice” acele variabile pentru care **o variatie de ± 1 % a valorii adoptate in cazul de baza da nastere la o variatie de peste 1 % a valorii VAN.**

Pasii analizei de senzitivitate sunt:

- identificarea **variabilelor** care sunt considerate **critice** pentru durabilitatea beneficiilor proiectului. Acest lucru se va realiza prin modificarea procentuala a unui set de variabile ale investitiei si apoi calcularea valorii indicatorilor de performanta financiara;
- identificarea indicatorilor de performanta pentru care variabila poate deveni critica;
- Analiza de scenarii - prin calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate (reprezinta modificarea procentuala a variabilei critice identificate care determina ca valoarea indicatorului de performanta analizat sa ajunga sub un nivel minim de acceptabilitate).

Determinarea variabilei critice:

Astfel, se incepe analiza de senzitivitate stabilind parametrii de intrare pe care se va structura aceasta. Acesti parametrii vor reprezenta variabilele critice din studiul de fata. Variatia lor va determina variatii in indicatorul de performanta al proiectului. In functie de efectele propagate, variabilele critice se vor clasifica in elastice, inelastice sau de elasticitate unitara. Analiza de senzitivitate va sta la baza analizei de risc din subcapitolul urmator.

Asa cum s-a mentionat anterior, parametrul de intrare care reprezinta variabila critica este **valoarea investitiei proiectului** (costul de investitie) a carei valoare este prezentata in tabelul urmator.

Variabila critica – Scenariul 1	Variabila critica – Scenariul 2
Valoarea investitiei proiectului	Valoarea investitiei proiectului

7.154.352	8.455.073
-----------	-----------

Determinarea indicatorilor de performanta

Indicatorii de performanta pentru care se va realiza calculul valorilor de comutare este unul dintre cei mai reprezentativi indicatori ai proiectului si anume:

- Indicatorii financiari ai proiectului : RIRF si VANF;
- Indicatorii de performanta economica ai proiectului: RIRE si VANE;

In continuare se va analiza impactul variatiei variabilelor de intrare asupra indicatorilor de performanta ai proiectului. Se va identifica impactul in urma unor masuratori distincte pentru variatii de +/-1%, +/-5%, respectiv +/-10% a parametrului (considerat a fi variabila critica) dupa care, in cazul in care se dovedeste ca este vorba de o variabila critica (adica o variatie mai mare de 1% pentru fiecare 1% comutat) se va determina pragul de comutare si curba de elasticitate.

Calculul valorilor de comutare (analiza de scenarii):

Indicatorii economici ai proiectului:

Scenariul 1:

Variatia indicatorului critici cu + 1% +5% si +10% asupra indicatorilor economici ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	1%	5%	10%
Valoare investitie	7.154.352	7.225.896	7.512.070	7.869.787
RIR/E	14,77%	14,62%	14,04%	13,32%
Elasticitate indicator		-0,98%	-4,90%	-9,80%
VAN/E	6.444.900	6.382.384	6.132.322	5.819.744
Elasticitate indicator		-0,97%	-4,85%	-9,70%

Variatia indicatorului critici cu -1% -5% si -10% asupra indicatorilor economici ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investitie	7.154.352	7.082.808	6.796.634	6.438.917
RIR/E	14,77%	14,91%	15,50%	16,23%
Elasticitate indicator		0,99%	4,95%	9,90%
VAN/E	6.444.900	6.508.060	6.760.700	7.076.500
Elasticitate indicator		0,98%	4,90%	9,80%

Indicatorii financiari ai proiectului:

Variatia indicatorului critici cu + 1% +5% si +10% asupra indicatorilor financiari ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	1%	5%	10%
Valoare investitie	7.154.352	7.225.896	7.512.070	7.869.787
RIR/F	3,85%	3,82%	3,67%	3,48%
Elasticitate indicator		-0,98%	-4,90%	-9,80%
VAN/F	-87.180	-88.026	-91.409	-95.637

Elasticitate indicator		-0,97%	-4,85%	-9,70%
-------------------------------	--	--------	--------	--------

Variatia indicatorului critici cu -1% -5% si -10% asupra indicatorilor financiari ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investitie	7.154.352	7.082.808	6.796.634	6.438.917
RIR/F	3,85%	3,89%	4,05%	4,24%
Elasticitate indicator		0,99%	4,95%	9,90%
VAN/F	-87.180	-86.326	-82.909	-78.637
Elasticitate indicator		0,98%	4,90%	9,80%

Scenariul 2 :

Variatia indicatorului critici cu + 1% +5% si +10% asupra indicatorilor economici ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	1%	5%	10%
Valoare investitie	8.455.073	8.539.624	8.877.827	9.300.580
RIR/E	14,11%	13,97%	13,42%	12,73%
Elasticitate indicator		-0,98%	-4,90%	-9,80%
VAN/E	6.678.855	6.614.070	6.354.931	6.031.006
Elasticitate indicator		-0,97%	-4,85%	-9,70%

Variatia indicatorului critici cu -1% -5% si -10% asupra indicatorilor economici ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investitie	8.455.073	7.082.808	6.796.634	6.438.917
RIR/E	14,11%	14,25%	14,81%	15,51%
Elasticitate indicator		0,99%	4,95%	9,90%
VAN/E	6.678.855	6.744.308	7.006.119	7.333.383
Elasticitate indicator		0,98%	4,90%	9,80%

Indicatorii financiari ai proiectului:

Variatia indicatorului critici cu + 1% +5% si +10% asupra indicatorilor financiari ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	1%	5%	10%
Valoare investitie	8.455.073	8.539.624	8.877.827	9.300.580
RIR/F	3,46%	3,43%	3,29%	3,12%
Elasticitate indicator		-0,98%	-4,90%	-9,80%
VAN/F	-367.526	-371.091	-385.351	-403.176
Elasticitate indicator		-0,97%	-4,85%	-9,70%

Variatia indicatorului critici cu -1% -5% si -10% asupra indicatorilor financiari ai proiectului este prezentata in tabelul urmator.

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investitie	8.455.073	8.370.522	8.032.319	7.609.566
RIR/F	3,46%	3,89%	4,05%	4,24%
Elasticitate indicator		0,99%	4,95%	9,90%
VAN/F	-367.526	-363.924	-349.517	-331.508
Elasticitate indicator		0,98%	4,90%	9,80%

Se poate observa ca in toate cele 16 cazuri analizate avem de-a face cu indicatori a caror variatie este mai mica de 1% - deci sub pragul minim de definire al variabilelor critice.

Analiza de risc cantitativa este necesara a se realiza doar pentru indicatorii critici care au o elasticitate mai mare de 1%, ceea ce nu este cazul in situatia de fata. In capitolul urmator este prezentata analiza de risc realizata doar la nivel calitativ, prezentand principalele riscuri si masurile de prevenire respectiv de diminuare a acestora.

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

Descriere riscuri:

Analiza riscurilor este necesara pentru a face fata incertitudinii care caracterizeaza proiectele de investitii. Evaluarea riscurilor permite firmei sa inteleaga modul in care impacturile estimate ar putea evolua daca anumite variabile-cheie ale proiectului se dovedesc a fi diferite de cele asteptate. Au fost identificate o serie de riscuri si constrangeri ale proiectului si ale operarii investitiei si au fost stabilite masuri de prevenire si contracarare a lor.

1. Riscul financiar al proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: Costurile de investitie estimate in faza de proiectare – studiu de fezabilitate se bazeaza pe preturile pietei pentru anul in care s-a realizat studiul de fazabilitate. S-a realizat o evaluare corecta a valorii investitiei si a costurilor de exploatare, prin consultarea cu experti si furnizori din domeniu. S-a acordat o atentie sporita verificarii suplimentare a ofertelor si construirii bugetului.

2. Riscul de nefinalizare a proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: Identificarea clara si corecta a tuturor activitatilor si subactivitatilor, in corelare cu categoriile si subcategoriile de cheltuieli, rezultatele asteptate, obiectivele specific si cel general si stabilirea unui calendar clar, definirea sarcinilor membrilor si definirea si urmarirea unei metodologii de lucru.

3. Riscul de implementare tehnica necorespunzatoare – probabilitate de aparitie medie – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: S-a realizat o documentare tehnica a profilului de activitate si a nevoilor pentru care se doreste realizarea investitiei si s-au obtinut oferte tehnico-financiare riguros fundamentate.

4. Riscul slabelor performante in managementul proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: S-a constituit la nivelul societatii o echipa de responsabili cu putere de decizie, dedicati gestionarii responsabile a proiectului de investitii, care alaturi de experti cooptati cu experienta si de o metodologie clara, se vor asigura de respectarea contractului de finantare si a documentatiei conexe.

5. Riscul unui conflict de interese – probabilitate de aparitie medie – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: Solicitantul a obtinut oferte de pret din partea unor operatori cu care nu exista niciun conflict de interese. Intre conducerea societatii si reprezentantii Ministerului Energiei nu exista o situatie ce poate genera un conflict de interese, iar procedurile de achizitii vor fi organizate si derulate conform cu cele mai bune practici.

6. Riscul excluziunii sociale – probabilitate de aparitie scazuta – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: Au fost incluse masuri specifice de prevenire si atenuare a acestui risc, sectiunea Principii orizontale, iar in implementare si exploatare se va tine cont de respectarea acestora.

7. Riscul aparitiei unor factori politici / de reglementare care sa afecteze pretul energiei – probabilitate de aparitie scazuta – impact mediu – Masuri de prevenire si contracarare: Informare continua privind aparitia unor eventuale reglementari noi in domeniul energiei.

Riscurile proiectului sunt reduse ca rezultat al masurilor prevazute. Nivelul general al riscului este acceptabil. Probabilitatea ca proiectul sa nu isi atinga obiectivele este marginala, luand in considerare ca masurile sunt implementate corespunzator.

RISC 1:

1. Riscul financiar al proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- lipsa lichiditatilor necesare efectuarii platilor, la un anumit moment, ca urmare a depasirii costurilor de investitie sau a evaluarii incorecte a valorii investitiei si a costurilor de exploatare
- imposibilitatea realizarii platilor in perioada proiectului

Consecinte posibile:

- intarzieri in implementarea proiectului
- imposibilitatea finalizarii proiectului
- grad scazut de absorbtie a ajutorului de stat din Fondul pentru modernizare

Masuri atenuare riscuri

1. Riscul financiar al proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

- a) Studiul de Fezabilitate al proiectului, este aliniat cu realitatea financiara si socio-economica a societatii si denota un proiect rentabil si sustenabil.
- b) Analiza cererii din piata demonstreaza un trend ascendent si o nevoie reala in piata de surse noi de productie a energiei electrice, in mod deosebit din surse regenerabile.
- c) A fost luata in considerare rezonabilitatea preturilor in estimarea cheltuielilor aferente prezentului proiect, prin obtinerea unor oferte de pret actuale si justificate din punctul de vedere tehnic al necesitatilor proiectului.
- d) Planificarea activitatilor si achizitiilor a fost considerata cu exploatarea optima a mecanismelor de finantare puse la dispozitie de Fondul pentru modernizare.
- e) S-a realizat o evaluare corecta a valorii investitiei si a costurilor de exploatare, prin consultarea cu experti si furnizori din domeniu.
- f) S-a acordat o atentie sporita verificarii suplimentare a ofertelor si construirii bugetului.
- g) S-a realizat aplicarea principiului prudentei atat in determinarea costurilor, precum si in determinarea veniturilor.

Masuri ce vor fi efectuate in implementare si operare:

a)Echipa interna si externa de management de proiect se va asigura, in permanenta, ca toate cheltuielile proiectului sunt realizate in conditii de eligibilitate, iar obligatiile din contractul de finantare sunt indeplinite conform normelor solicitate, in vederea rambursarii corespunzatoare a cheltuielilor eligibile, iar in perioada de operare echipa interna va monitoriza exploatarea in bune conditii a investitiei, asigurand toate resursele necesare.

b)Se va avea in vedere ca in contractele de furnizare / prestare de servicii / efectuare de lucrari sa fie incluse sanctiuni clare, aplicabile in cazul nerespectarii graficului de timp prevazut de respectivele contracte pentru indeplinirea obligatiilor, care sa constea inclusiv in perceperea de daune-interese, pentru corectiile/penalitatiile aplicate in baza contractului de finantare.

RISC 2:

2. Riscul de nefinalizare a proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- Aparitia unor intarzieri care sa conduca la imposibilitatea ca beneficiarul sa duca la bun sfarsit activitatile din cadrul proiectului

Consecinte posibile:

- intarzieri in implementarea proiectului
- imposibilitatea finalizarii proiectului
- grad scazut de absorbtie a ajutorului de stat din Fondul pentru modernizare

Masuri atenuare riscuri

2. Riscul de nefinalizare a proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

a)Identificarea clara si corecta a tuturor activitatilor si subactivitatilor realizate in cadrul proiectului, prin corelarea cu categoriile si subcategoriile de cheltuieli aferente, rezultatele asteptate, obiectivele specific si cel general al acestuia

b)Stabilirea unui calendar clar al realizarii activitatilor si achizitiilor aferente. Drumul critic al activitatilor va fi monitorizat cu atentie, fiecare activitate reprezentand un reper, indeplinirea tuturor activitatilor conducand la indeplinirea tuturor rezultatelor dorite ale proiectului si garantarea indicatorilor sai.

c)Stabilirea echipei interne si externe de management de proiect. Expertii externi au fost deja identificati si contractati prin contract de prestari servicii. Expertii demonstreaza experienta atat in management de proiect cu precadere a proiectelor realizate cu sprijin financiar nerambursabil european si national, cat si experienta /calificare tehnica in domeniul energiei.

d)Stabilirea sarcinilor fiecarui membru al echipei de proiect prin fise de post specifice in cadrul companiei. Posturile vacante vor fi ocupate, pana la momentul contractarii.

e)Definirea si urmarirea consecventa a unei metodologii de lucru care sa presupuna desfasurarea adecvata a proceselor de monitorizare si control. Vor fi organizate sedinte de progres, cu monitorizarea progresului contractelor si a actualizarii riscurilor proiectului.

f)Asigurarea suportului financiar prin includerea in bugetul proiectului a tuturor cheltuielilor estimate si vizate ale proiectului, conform celor mai bune practici transparente de prospectare a pietei.

Masuri ce vor fi efectuate in implementare:

- a)Echipa interna va veghea la respectarea prevederilor scrise in Cererea de Finantare si anexele aferente, depunand diligentele necesare realizarii rezultatelor, obiectivelor si indicatorilor proiectului.
- b)Echipa interna va fi sprijinita de o structura de experti externi - cu experienta in proiectele de productie de energie electrica din surse regenerabile si proiecte implementate cu ajutor de stat (sprijin financiar nerambursabil) - in conformitate cu cele mai bune practici de achizitii in domeniu.

RISC 3.

3. Riscul de implementare tehnica necorespunzatoare – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- definirea necorespunzatoare a caracteristicilor tehnice necesare, la esecul potrivirii tehnice a constructiilor si dotarilor din proiect, la o realizare tehnica necorespunzatoare a proiectului

Consecinte posibile:

- grad scazut de indeplinire a indicatorilor din proiect

Masuri atenuare riscuri

3. Riscul de implementare tehnica necorespunzatoare – probabilitate de aparitie medie – impact mediu

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

- a)S-a realizat o buna si actuala documentare tehnica a profilului de activitate si a nevoilor pentru care se doreste realizarea investitiei. Persoanele din conducerea firmei detin toate experienta tehnica in domeniu, s-a obtinut sprijin specializat si din partea unor experti externi cu experienta in proiectele de productie de energie electrica din surse regenerabile si proiecte implementate cu ajutor de stat (sprijin financiar nerambursabil).
- b)S-au obtinut oferte tehnico-financiare riguros fundamentate in vederea justificarii bugetului proiectului.
- c)Sunt prevazute in proiect proceduri de achizitii incadrate corespunzator legislatiei, ce se vor desfasura la un inalt standard tehnico-legal asigurand atat prestatorii, furnizorii, cat si beneficiarul, de faptul ca obligatiile si drepturile contractuale au fost pe deplin indeplinite, in orice moment al desfasurarii contractului si corespund ofertei asumate in stadiul de derulare a procedurii.

Masuri ce vor fi efectuate in implementare si operare:

- a)Persoanele din conducerea firmei detin toate experienta tehnica in domeniu, fiecare din cele 3 detinand urmatoarele functii in cadrul proiectului: Manager proiect, Manager tehnic, Manager achizitii si vor depune diligentele necesare realizarii rezultatelor, obiectivelor si indicatorilor proiectului.
- b)Echipa interna va fi sprijinita de o structura de experti externi - cu experienta in proiectele de productie de energie electrica din surse regenerabile si proiecte implementate cu ajutor de stat (sprijin financiar nerambursabil) - in conformitate cu cele mai bune practici de achizitii in domeniu.
- c)In perioada de operare, echipa interna, alaturi de tehnicieni specializati ai contractantilor, precum si alaturi de alti experti dupa caz, vor veghea la operarea investitiei in bune conditii.

RISC 4:

4. Riscul slabelor performante in managementul proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- implementarea deficitara a proiectului

Consecinte posibile:

- Nerespectarea prevederilor contractului de finantare si a documentatiei conexe aplicabile

Masuri atenuare riscuri

4. Riscul slabelor performante in managementul proiectului – probabilitate de aparitie medie – impact mediu

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

a) S-a constituit la nivelul societatii o echipa de responsabili cu putere de decizie, dedicati gestionarii responsabile a proiectului de investitii, care alaturi de experti cooptati cu experienta si de o metodologie clara, se vor asigura de respectarea contractului de finantare si a documentatiei conexe.

Masuri ce vor fi efectuate in implementare si operare:

a) Pe parcursul implementarii proiectului, vor fi organizate sedinte de KHT – “Know How Transfer” si LL “Lessons Learned” organizate de catre expertii externi de sprijin ai echipei interne catre membrii echipei interne, asigurandu-se astfel sustenabilitate investitiei pe termen lung.

RISC 5:

5. Riscul unui conflict de interese – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- posibilitatea aparitiei unui conflict de interese pe parcursul derularii proiectului

Consecinte posibile:

- Decalarea implementarii proiectului, intarzierea realizarii activitatilor si a achizitiilor aferente, daca in procedurile de achizitie se prezinta doar ofertanti cu care solicitantul / beneficiarul se afla in conflict de interese.

Masuri atenuare riscuri

5. Riscul unui conflict de interese – probabilitate de aparitie medie – impact mediu.

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

a) Solicitantul a obtinut oferte de pret din partea unor operatori cu care nu exista niciun conflict de interese.

b) Intre conducerea societatii si reprezentantii Ministerului Energiei nu exista o situatie ce poate genera un conflict de interese,

Masuri ce vor fi efectuate in implementare si operare:

a) Procedurile de achizitii vor fi organizate si derulate conform cu cele mai bune practici.

RISC 6:

6. Riscul excluziunii sociale – probabilitate de aparitie scazuta – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- posibilitatea producerii unor situatii accidentale in care unele persoane fizice, implicate direct sau indirect in implementarea proiectului, sa fie dezavantajate din punct de vedere al egalitatii de sanse si de tratament.

Consecinte posibile:

- Incalcarea obiectivelor specifice ale UE si ale statelor sale membre in domeniul politicii sociale.

Masuri atenuare riscuri

6. Riscul excluziunii sociale – probabilitate de aparitie scazuta – impact mediu.

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

a) Au fost incluse masuri specifice de prevenire si atenuare a acestui risc, in sectiunea Principii orizontale.

Masuri ce vor fi efectuate in implementare si operare:

a) In perioada de implementare si exploatare se va tine cont de respectarea Principiilor declarate in cuprinsul prezentei cereri de finantare. Membrii echipei interne si ai echipei externe vor veghea la respectarea principiilor orizontale conform celor mai bune practici prevazute pentru proiectele finantate din Fondul pentru modernizare.

RISC 7:

7. Riscul aparitiei unor factori politici / de reglementare care sa afecteze pretul energiei – probabilitate de aparitie scazuta – impact mediu.

Se refera la urmatoarele aspecte:

- posibilitatea aparitiei unor conjuncturi, unor factori politici sau legislativi, care sa afecteze pretul energiei.

Consecinte posibile:

- aparitia unui risc financiar sau al unui risc de imposibilitate finalizare proiect sau de amortizare intarziata a investitiei.

Masuri atenuare riscuri

7. Riscul aparitiei unor factori politici / de reglementare care sa afecteze pretul energiei – probabilitate de aparitie scazuta – impact mediu.

Masuri efectuate in etapa de realizare a ofertei:

- a) Informare frecventa si continua privind aparitia unor eventuale reglementari noi in domenii aplicabile proiectului, cu precadere in domeniul energiei.
- b) Monitorizarea periodica a propunerilor de modificare a cadrului legislativ / de reglementare cu impact in sectorul energiei.

Masuri ce vor fi efectuate in implementare si operare:

- a) Informare frecventa si continua privind aparitia unor eventuale reglementari noi in domenii aplicabile proiectului, cu precadere in domeniul energiei.
- b) Monitorizarea periodica a propunerilor de modificare a cadrului legislativ / de reglementare cu impact in sectorul energiei.

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

5.1. Comparatia scenariilor/optiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilitatii si riscurilor

Din punct de vedere tehnic, Scenariul 2, propune in plus, fata de Scenariul 1, achizitionarea si instalarea optimizatoarelor care sunt dispozitive electronice conectate la fiecare panou solar intr-un sistem fotovoltaic. Ele au rolul de a maximiza productia de energie electrica a fiecarui panou solar,

independent de celelalte panouri. Optimizatoarele controleaza si optimizeaza curentul si tensiunea in mod individual pentru fiecare panou, astfel incat sa poata obtine randamentul maxim.

Astfel, desi prin monitorizarea individuala a performantei panourilor, optimizatoarele faciliteaza intretinerea si depanarea sistemului fotovoltaic prin identificarea rapida a panourilor cu probleme permitand interventii specifice, acest lucru este facilitat si de invertoarele de tip string, diferenta privind eficienta interventiei nejustificand costurile suplimentare si complexitatea crescuta aferente Scenariul 2.

In ceea ce priveste Scenariul 1 - fara optimizatoare, din prisma costurilor initiale reduse, trebuie avute in vedere atat reducerile pe care le implica echipamentele propriu-zise, cat si reducerile pe care le implica partea de instalare. Astfel, pe de-o parte un sistem fotovoltaic fara optimizatoare necesita mai putine componente electronice, ceea ce reduce costurile initiale ale echipamentelor, iar pe de alta parte, procedurile de instalare/montaj sunt mai simple si mai rapide, ceea ce reduce costurile de manopera.

In ceea ce priveste Scenariul 1 - fara optimizatoare, din prisma complexitatii reduse, trebuie avute in vedere sistemul simplificat, pe de-o parte si integrarea simplificata, pe de alta parte. Astfel, un sistem fotovoltaic fara optimizatoare este un sistem simplificat in sensul in care proiectarea si cablarea sistemului sunt mult mai simple, ceea ce reduce riscurile de eroare in timpul instalarii, iar pe de alta parte, optarea pentru un sistem mai simplu poate face integrarea cu alte echipamente si sisteme mai usoara.

Totodata, un sistem fotovoltaic fara optimizatoare, precum cel propus in Scenariul 1, presupune si mai putine puncte de esec si o monitorizare simplificata. Fiecare optimizator ar adauga si un punct potential de esec in sistem. Neincluzand aceste componente este redus riscul unor defectiuni si este reduca necesitatea de interventii de mentenanta. Fara existenta optimizatoarelor, monitorizarea si diagnosticarea problemelor sistemului sunt mai putin complexe.

De asemenea, din prisma durabilitatii, sistemele mai simple, cu mai putine componente electronice, sunt mai fiabile, mai durabile si mai putin susceptibile la probleme tehnice.

Principalele avantaje ale instalarii optimizatoarelor sunt date de reducerea pierderilor de energie cauzate de conditiile diferite de iluminare, umbrire, murdarire si orientare ale panourilor. Dar in acelasi timp, zona, imprejurimile, relieful si orientarea alese pentru amplasarea proiectului, reduc considerabil potentialele efecte benefice ale Scenariului 2, existand riscul ca rezultatele implementarii Scenariului 2 sa fie sub asteptari.

De asemenea, piata optimizatoarelor de putere este destul de noua, existand foarte putini producatori si o adoptie scazuta a tehnologiei mai ales pentru proiectele amplasate la sol in afara zonelor urbane.

In concluzie, din punct de vedere tehnic, Scenariul 1 este mult mai apropiat de nevoile proiectului, folosind cu maxima eficienta infrastruktura minima necesara operarii in conditii optime a investitiei.

Din punct de vedere financiar, comparatia dintre cele doua scenarii este urmatoarea:

Indicatori	Scenariu 1	Scenariu 2
Productie estimata	2.926,35	3.160,46
Investitie initiala LEI	7.154.352,00	8.455.073,00
RIRF/C	3,85%	3,46%
VNAF/C (lei)	- 87.180,37	- 367.525,70
Raportul C/B	0,89	0,89
RIRF/K	8,29%	7,16%
VNAF/K (lei)	1.613.346,47	1.452.647,32
Raportul C/B - K	1,4758	1,2784
RIRE	14,77%	14,11%
VANE (lei)	6.444.899,55	6.678.855,29
Raportul C/B economic	3,14	3,14

Asa cum se poate observa, indicatorii Scenariului 1 sunt net superiori fata de indicatorii Scenariului 2 si prin urmare, din punct de vedere financiar, scenariul recomandat este Scenariul 1.

De asemenea, in stabilirea scenariului recomandat, s-a avut in vedere si “Return on Investment” (ROI). Practic, costurile initiale mai reduse si mentenanta redusa conduc la un timp de amortizare mai scurt si la un ROI mai mare pe termen lung.

Tinand cont de faptul ca Scenariul 2 presupune o investitie initiala crescuta cu riscul unor beneficii sub asteptari si posibile complicatii date de o tehnologie relativ noua ce maresc gradul de complexitate a proiectului, intareste justificarea desemnarii scenariului recomandat ca fiind Scenariul 1.

In concluzie, atat din punct de vedere tehnic, economic si financiar, precum si din evaluarea sustenabilitatii si riscurilor aferente, Scenariul 1 este solutia potrivita si recomandata pentru acest tip de centrala electrica fotovoltaica.

5.2. Selectarea si justificarea scenariului/optiunii optim(e) recomandat(e)

Scenariul recomandat este **Scenariul 1**, acesta fiind mai bun din punct de vedere economic, financiar si tehnic, conform explicatiilor de la capitolele anterioare.

In urma evaluarii celor doua scenarii propuse, se recomanda scenariul I, fiind un sistem mai eficient avand urmatoarele avantaje:

Cost al investitiei mai redus

Descentralizarea productiei de energie electrica

Cresterea eficientei energetice prin eliminarea distantei dintre punctele de productie si consum. Se elimina pierderile de energie asociate liniilor de transport a energiei.

Reducerea emisiilor de CO2 prin productia energiei din surse regenerabile.

Efecte ce vor rezulta prin realizarea investitiei in varianta recomandata:

Integrarea surselor regenerabile de energie in structura sistemului energetic national.

Diminuarea barierelor tehnico-economice in procesul de valorificare a surselor regenerabile de energie simultan cu idetificarea elementelor de cost si de eficienta economica.

5.3. Descrierea scenariului/optiunii optim(e) recomandat(e):

a) obtinerea si amenajarea terenului;

S.C. SUNNY GLADE S.R.L. detine dreptul de proprietate asupra terenului necesar dezvoltarii conform contractelor de Vanzare autentificate sub Nr. 5302, 5297 din 19.12.2013.

Suprafata pentru constructia obiectivului este de 3,6 Ha, in prezent, acesta face parte din categoria terenurilor agricole neproductive, fiind liber de orice sarcini.

b) asigurarea utilitatilor necesare functionarii obiectivului;

Pentru parcul fotovoltaic necesarul de utilitati consta in existenta in apropiere a liniei electrice apartinand Sistemului Energetic National (SEN) la care sa se racordeze si care sa fie capabila sa evacueze energia electrica produsa de catre echipamentele parcului fotovoltaic si a drumurilor de access necesare pentru transportul si montajul componentelor acestuia.

Alimentarea cu apa: nu este cazul. Producerea energiei electrice se realizeaza fara consum de apa tehnologica.

Evacuarea apelor uzate menajere si tehnologice: nu este cazul.

Managementul deseurilor: deseurile rezultate din activitati de intretinere / reparatii vor fi stocate temporar in spatii special amenajate si eliminate prin firme specializate/ autorizate.

c) solutia tehnica, cuprinzand descrierea, din punct de vedere tehnologic, constructiv, tehnic, functional-arhitectural si economic, a principalelor lucrari pentru investitia de baza, corelata cu nivelul calitativ, tehnic si de performanta ce rezulta din indicatorii tehnico-economici propusi;

Astfel, se considera o capacitate instalata totala in invertoare de 2,40 MW. Sistemul fotovoltaic CEF TELESTI 2 va avea un numar de 4.080 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un numar de 132de celule (Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2384 x 1303 x 33 mm si o greutate de aproximativ 37,8 kg.

Puterea nominala a modulelor PV analizate este de 710 Wp, cu o eficienta nominala de 21,2% in conditii standard de testare (STC):

- radiatie solara 1000 W/m²;
- masa aerului AM 1,5;
- temperatura celulei 25°C.

Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, in tabelul urmator.

Caracteristica tehnica	Valoare	Unitate de Masurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132 (2x11x6)	-
Dimensiuni	2384 x 1303 x 33	mm
Greutate	37,8	kg
Putere nominala (Pmax)	710	Wp

Tensiune de operare (V _{mp})	34.90	V
Intensitate curent de operare (I _{mp})	17.20	A
Tensiune de mers in gol (V _{oc})	41,3	V
Intensitate curent de mers in scurtcircuit (ISC)	18,47	A
Eficienta modul STC	21,2	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maxima a sistemului	1.500	V
Rezistenta la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranta serie	30	A
Clasificare aplicatie	A	-
Toleranta putere	0 – 5	W

Tabel Caracteristici tehnice Panou fotovoltaic

Modulele PV vor fi instalate pe o structura metalica fixa, la o inclinare de 37°, cu orientarea sud.

Sistemul va fi prevazut cu **invertoare trifazate** de tip „string inverter” cu o putere instalata de 300 kW (8 bucati), cu o eficienta europeana minima de 98,8%. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, in Tabelul urmator.

Caracteristica tehnica	Valoare	Unitate de Masurare
Putere nominala (AC)	300	kW
Putere nominala aparenta (AC)	330	kVA
Eficienta europeana minima	98,8	%
Tensiunea nominala la iesire	800	V
Frecventa nominala la iesire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la iesire	216,6	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea THD (Total Harmonic Distortion)	<1	%
Dimensiuni	1048 x 732 x 395	mm
Greutate	112	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60 °	°C
Altitudine maxima de exploatare	4000	m
Grad de protectie	IP66	-

Tabel Caracteristici tehnice inverter

Instalatia fotovoltaica presupune utilizarea unui transformator compact de mare putere 3300 kVA, conectate la retea de energie electrica de medie tensiune (MV). Caracteristicile tehnice nominale ale transformatorului sunt prezentate sintetic in Tabelul urmator.

Caracteristica tehnica	Valoare	Unitate de Masurare
Putere nominala	3300	kVA
Tensiunea nominala la intrare	800	V
Tensiune nominala la iesire	10-35	kV
Tip ulei transformator	Mineral	-

Racire	naturala cu aer	-
Dimensiuni	6,058 x 2,896 x 2,438	mm
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60 °	°C
Grad de protectie	IP54	-

Tabel Caracteristici tehnice transformator

d) probe tehnologice si teste.

Vor fi efectuate in timpul si dupa finalizarea lucrarilor de executie conform programului de control al calitatii, verificari si incercari.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii:

a) *indicatori maximali, respectiv valoarea totala a obiectului de investitii, exprimata in lei, cu TVA si, respectiv, fara TVA, din care constructii montaj (C+M), in conformitate cu devizul general;*

Valoarea totala a obiectului de investitii	AN 1- Fara TVA	An 2 fara TVA	Total fara TVA
Total (exclusiv TVA)	4.076.983,00	3.077.369,00	7.154.352,00
din care C+M	2.426.029,00	90.595,00	2.516.624,00
TVA	766.576,09	584.700,11	1.351.276,20
Total (inclusiv TVA)	4.843.559,09	3.662.069,11	8.505.628,20

b) *indicatori minimali, respectiv indicatori de performanta - elemente fizice/capacitati fizice care sa indice atingerea tintei obiectivului de investitii - si, dupa caz, calitativi, in conformitate cu standardele, normativele si reglementarile tehnice in vigoare;*

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de masura
Indicatorul I.1	Capacitate nou instalata de productie a energiei din surse regenerabile solar	2,40	MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de sera: Scadere anuala estimata a gazelor cu efect de sera	1790,63*	Echivalent tone de CO2
Indicatorul I.3	Productia medie de energie din surse regenerabile	2.926,35	MWh/an.
Indicatorul I.4	Productia totala de energie electrica din surse regenerabile pentru perioada de referinta	58.526,97	MWh
Indicatorul I.5	Factorul de capacitate al centralei	13,92	%

***Reducere CO2 medie anuala**

Perioada de utilizare anuală: 1219 h/an

Capacitatea ce urmează a fi instalată din surse regenerabile: 2,40 MW

1MWh = 0,6119 tone CO₂

Produsul anual mediu de energie electrică: 2.926,35 MWh/an

Capacități fizice:

- Suprafața teren: 3,6 Ha;
- Panouri fotovoltaice 710W: 4080 buc
- Invertoare 300 kW: 8 buc
- Puncte de Transformare 3300 kVA: 1 buc
- Punct de Conexiune: 1 buc

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

Indicatori financiari	Scenariul 1
RIR/C	3,85 %
RIR/K	8,29 %
RIR/E	14,77 %

Proiectul va contribui în mod substanțial la reducerea poluării aerului, influențând în mod direct sănătatea populației.

Cresterea ponderii sursei regenerabile în mixul energetic al României va contribui la reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră și a „amprentei” de carbon.

Aportul proiectului la reducerea de CO₂ este de 32.231 tone (2 ani de implementare + 18 ani de operare)

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

Durata estimată de execuție este de 24 luni.

5.5. Asigurarea conformitatii cu reglementarile in vigoare

Statusul documentatiilor pentru procesul de obtinere a avizelor si de autorizare a proiectului se reflecta in cele ce urmeaza.

Matricea avizelor – Gradul de maturitate al avizelor proiectului

Avize Necesare pentru Etapa de Construire						
Nr. crt.	Documente necesare / Avize	Autoritate emitenta	Prevederi legale relevante	Documentele solicitantului		
				Autoritate emitenta specifica	Numar	Data
1	Certificat de Urbanism	Presedintele Consiliului Judetean sau Primarul comunei/orasului	Legea nr. 50/1991 cu privire la autorizarea executarii lucrarilor de constructie - Actualizata in 2024 Ord. 839/2009 al Ministerului Dezvoltarii Regionale si Turismului pentru aplicarea normelor metodologice de aplicare a legii nr. 50/1991.	Primaria Comunei Telesti	8	09.03.2022
1.1	Avizul emis de Ministerul Apararii Nationale	Statul Major General, in cadrul Ministerului Apararii Nationale	Legea nr. 45/1994 cu privire la apararea nationala HG nr. 62/1996 privind aprobarea Listei obiectivelor de investitii pentru care Avizul este obligatoriu	Statul Major al Apararii	DT/1202	21.02.2023
1.2	Avizul Inspectoratului de Stat in Constructii	Inspectoratul de Stat in Constructii	HG nr. 1211/2012 privind aprobarea Regulamentului de organizare si functionare a Inspectoratului de Stat in Constructii	N/A		
1.3	Aviz PSI emis de Inspectoratul General pentru Situatii de Urgenta	Inspectoratul Judetean pentru Situatii de Urgenta	Legea 307/2006 privind apararea impotriva incendiilor HG nr. 1739/2006 pentru aprobarea categoriilor de constructii si amenajari care se supun avizarii si/sau autorizarii privind securitatea la incendiu	Inspectoratul pentru Situatii de Urgenta Gorj	2129844	13.02.2023
1.4	Avizul Statului Major General al MAI si al SRI	Ministerul Apararii Nationale, Ministerul Afacerilor Interne Serviciul Roman de Informatii	Ordinul nr. 34/N/3422/30/4221, pentru aprobarea Precizarilor privind avizarea documentatiilor de urbanism si amenajarea teritoriului, precum si a documentatiilor tehnice pentru autorizarea executarii constructiilor.	N/A		
1.5	Aviz local emis de operatorii din sectorul petrol si gaze	Operatorii locali din sectorul petrol si gaze naturale	Ord. 47/2003 pentru aprobarea Procedurii de emitere a avizului in vederea autorizarii executarii constructiilor amplasate in vecinatatea obiectivelor din sectorul petrol si gaze naturale	TRANSGAZ SA	8793	04.02.2023

1.6	Avizul operatorului din sectorul apei	Operatorii locali din sectorul apei	Ord. 88/2007 al Autoritatii Nationale de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilitati	N/A		
1.7	Aviz de la administratorul drumului	Compania Nationala de Autostrazi si Drumuri Nationale din Romania, Consiliul Judetean sau Consiliul Local	Ord. 158/1996 si 571/1997 al Ministerului Transporturilor OG nr. 43/1997 cu privire la administrarea drumurilor	Primaria Comunei Telesti	3532	26.06.2024
1.8	Aviz din partea operatorului de telecomunicatii	Operatorul care detine infrastructura de telecomunicatii in zona proiectului	Legea nr. 50/1991 cu privire la autorizarea executarii lucrarilor de constructie	N/A		
1.9	Avizul Companiei Nationale de Cai Ferate	Compania Nationala de Cai Ferate	Ord. 158/1996 si 571/1997 al Ministerului Transporturilor OG nr. 43/1997 cu privire la administrarea drumurilor	N/A		
1.10	Avizul Ministerului Culturii si Patrimoniului National	Ministerul Culturii si Patrimoniului National	OG nr. 43/2000 privind protectia patrimoniului arheologic si declararea unor situri arheologice ca zone de interes national Legea 422/2001 privind protejarea monumentelor istorice	N/A		
1.11	Decizia de scoatere din circuitul agricol pentru constructie	Directia pentru Agricultura si Dezvoltare Rurala	Legea fondului Funciar 18/1991, 54/1998 Regulament privind continutul documentatiilor referitoare la scoaterea terenurilor din circuitul agricol, aprobat de Ord. 897/2005 al Ministerului Agriculturii si Dezvoltarii Rurale	N/A		
1.12	Acord Vecini, Zona de siguranta si protectie	Vecini afectati de constructie	Ordin 59/2013 pentru aprobare Regulament privind racordarea utilizatorilor la retelele de interes public Ord. ANRE 239/2019 privind aprobarea Normelor tehnice privind delimitarea zonelor de protectie si de siguranta aferente capacitatilor energetice.	N/A		
1.13	PUZ/PUD	Consiliu Local aproba PUZ/PUD	Legea 350/2001 privind amenajarea teritoriului si urbanism	N/A		
1.14	Aviz sanatatea populatiei	Directia sanatate publica	Ord 1030/2009 privind aprobarea procedurilor de reglementare sanitara pentru proiectele de amplasare, amenajare, construire si pentru functionarea obiectivelor ce desfasoara activitati cu risc pentru starea de sanatate a populatiei Ministerul Sanatatii.	Directia de Sanatate Publica Gorj	20048	24.02.2023
2	Aviz de Amplasament - Emis in vederea	Operator de retea care gestioneaza reseaua electrica	Ord. ANRE 25/2016 privind aprobarea Metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de catre operatorii de retea	Distributie Energie Oltenia S.A.	2600042980	17.03.2020

	obtinerea Avizului Tehnic de Racordare	/ Operator de Sistem de Distributie (OSD)				
3	Aviz tehnic de racordare (ATR)	Operator de retea / OSD / OST in functie de capacitatea instalata	Ordin 59/2013 pentru aprobare Regulament privind racordarea utilizatorilor la retelele de interes public	Distributie Energie Oltenia S.A.	001500003821	28.10.2020
3.1	Studiu de Solutie	Proiectanti autorizati pentru nivelul de tensiune al retelei	Ordin 59/2013 pentru aprobare Regulament privind racordarea utilizatorilor la retelele de interes public	Elprocons Electric SRL	17/2020	10.2020
4	Contract de racordare	Contract incheiat cu operatorul de retea in baza ATR-ului	Ordin 59/2013 pentru aprobare Regulament privind racordarea utilizatorilor la retelele de interes public	Distributie Energie Oltenia S.A.	32000077624	26.10.2021
4.1	Act Adicional la Contract de Racordare	Contract incheiat cu operatorul de retea in baza ATR-ului	Ordin 59/2013 pentru aprobare Regulament privind racordarea utilizatorilor la retelele de interes public	Distributie Energie Oltenia S.A.	1	16.04.2024
5	Decizia etapei de evaluare initiala	Agentia regionala pentru protectia mediului	Legea 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice si private asupra mediului Ordonanta de Urgenta 195/2005 privind protectia mediului	Agentia pentru Protectia Mediului Gorj	101	03.07.2023
5.1	Studiu de impact asupra mediului	Entitate autorizata	Legea 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice si private asupra mediului OUG 195/2005 privind protectia mediului Ordin 269/2020 privind aprobarea ghidului general aplicabil etapelor procedurii de evaluare a etapelor asupra mediului	N/A		
5.2	Aviz Natura 2000	Agentia regionala pentru protectia mediului	Legea 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice si private asupra mediului OUG 195/2005 privind protectia mediului OUG 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei si faunei salbatice.	N/A		
6	Autorizatie de construire	Primaria sau Consiliul Judetean, in functie de pozitionarea terenului	Legea 50/1991 cu privire la autorizarea executarii lucrarilor de constructie Ord. 839/2009 al Ministerului Dezvoltarii Regionale si Turismului pentru aplicarea normelor metodologice de aplicare a Legii 50/1991	Primaria Comunei Telesti	11	11.07.2023
7	Autorizatie de Infiintare	ANRE	Ordinul ANRE 12/2015 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licentelor si autorizatiilor in sectorul energiei electrice	Se va obtine dupa depunerea ofertei		
8	Studiu Pedologic	O.S.P.A	"Metodologia Elaborarii Studiilor Pedlogice" (vol. II pag. 30-76 si vol III. Pag. 25 – 177) ICPA Bucuresti 1987 si Ordinul MADR 362/2021 (Anexa nr. 3) BDUST-ICPA	N/A		

Pentru a putea opera si genera venituri, instalatia fotovoltaica trebuie sa respecte urmatoarea matrice de avizare:

Avize necesare pentru etapa de operare						
Nr. crt.	Documente necesare / Avize	Autoritate emitenta	Prevederi legale relevante	Documentele solicitantului		
				Autoritate emitenta specifica	Numar	Data
1.	Certificat de Edificare	Primarie	Legea 7/1996 cu modificarile ulterioare	Se va realiza dupa punerea in functiune a proiectului		
2.	Certificat de Conformitate	Transelectrica/Distribuitor	Ordinul 74/2013, Ordinul 3/2023	Se va realiza dupa punerea in functiune a proiectului		
3.	Certificat de Racordare	Transelectrica/Distribuitor	Ordinul 50/2021	Se va realiza dupa punerea in functiune a proiectului		
4.	Licenta pentru exploatare comerciala a capacitatilor de productie a energiei electrice	ANRE	Ordinul 80/2013 Actualizat, Legea 123/2012, Ordinul 197/2020, Ordinul ANRE 12/2015 privind aprobarea Regulamentului pentru acordarea licentelor si autorizatiilor in sectorul energiei electrice	Se va realiza dupa punerea in functiune a proiectului		
5.	Conventii de participare la piata de energie	OPCOM/PRE	Ordin 62 /2020 privind aprobarea Regulilor comerciale privind colectarea, prelucrarea si transmiterea valorilor masurate de energie electrica Ordin 64 /2020 privind aprobarea Regulamentului privind modalitatea de incheiere a contractelor bilaterale de energie electrica Procedura privind inregistrarea participantilor la pietele centralizate de energie electrica administrate de OPCOM	Se va realiza dupa punerea in functiune a proiectului		
6.	Conventii de calificare	Transelectrica/Distribuitorul	Ordinul 89/2021, Ordinul 176/2019	N/A		
7.	Autorizatie de mediu	ANPM	Ordonanta de Urgenta 195/2005 privind protectia mediului Ordin 1978/2007 pentru aprobarea procedurii de emitere a autorizatiei de mediu	Se va realiza dupa punerea in functiune a proiectului		

Elaborarea studiului de fezabilitate a fost efectuată respectând următoarele acte legislative:

1. Legea 242 din 23 iulie 2009 privind aprobarea Ordonanței Guvernului nr. 27/2008 pentru modificarea și completarea Legii nr. 350/2001 privind amenajarea teritoriului și urbanismul;
2. Legea 10 din 18 ianuarie 1995 privind calitatea în construcții, cu modificările și completările ulterioare;
3. Legea 50 din 29 iulie 1991 privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor, cu modificările și completările ulterioare;
4. Norme metodologice din 12 octombrie 2009 pentru aplicarea Legii 50 din 1991 privind autorizarea executării construcțiilor cu modificările și completările ulterioare;
5. Ordonanța de Urgență nr.164 din 19 noiembrie 2008 pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 195/2005 privind protecția mediului;
6. Hotărârea nr. 907/2016 privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice

Documentațiile vor fi întocmite cu respectarea normativelor și standardelor în vigoare și se va ține seama de toate prevederile legislației din domeniul calității construcțiilor, în scopul realizării și menținerii cerințelor fundamentale, pe întreaga durată de existență a construcțiilor.

Proiectele întocmite vor fi verificate de către verificatori tehnici atestați, privind respectarea reglementărilor tehnice referitoare la cerințele fundamentale aplicabile.

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției

Detalierea surselor de finanțare ale investiției se va prezenta conform tabelului:

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III)	8.505.628,20
	din care TVA	1.351.276,20
II	Valoarea neeligibilă a investiției	5.843.076,20
III	Valoarea eligibilă a investiției	2.662.552,00
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	1.412.984,52
2	Contribuția solicitantului (2=I-1)	7.092.643,68

Tabel: Detalierea surselor de finanțare ale investiției

Valoarea totală a ajutorului de stat solicitat (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat (Euro/MW)
1=2*3	2	3
284.400,00	2,4	118.500,00

Tabel: Valoarea ajutorului de stat solicitat

Prin Hotărârea AGA, privind asigurarea cofinanțării proiectului și acoperirea cheltuielilor, altele decât cele eligibile, precum și declarația unică-Anexa 3 a Ghidului Solicitantului, societatea garantează lichiditățile necesare pentru finanțarea adecvată a proiectului, astfel încât să se asigure implementarea cu succes și funcționarea în viitor, în plus față de celelalte activități ale solicitantului.

Cu toate acestea, in ceea ce priveste Sursa de cofinantare, societatea ia in calcul pentru asigurarea cheltuielilor neeligibile si a contributiei proprii la cheltuielile eligibile, atat sursele proprii, cat si apelarea la un Credit bancar de la o institutie bancara din Romania.

6. Implementarea proiectului

S.C. SUNNY GLADE S.R.L. este entitatea responsabila cu implementarea investitiei, fiind o societate infiintata in anul 2013, cu obiectivul de a dezvolta si de a opera proiecte in domeniul energiei regenerabile.

Structura organizationala prezentata mai jos ofera o imagine detaliata a modului in care S.C. SUNNY GLADE S.R.L. isi organizeaza operatiunile si procesele:

- o Echipa de dezvoltare – responsabila pentru realizarea, dezvoltarea si achizitia de solutii pentru a mentine o performanta ridicata din punct de vedere al serviciilor oferite;
- o Echipa operationala – responsabila pentru realizarea si supravegherea proceselor de lucru, membrii echipei sunt responsabili de supravegherea lucrarilor realizate de catre contractanti;
- o Echipa de contabilitate – baza departamentului financiar, responsabila pentru gestionarea bilanturilor, situatiilor financiare si a rapoartelor de flux de numerar, conduce audituri interne, controale si functiile fiscale de raportare;

Realizand complexitatea si diversitatea competentelor necesare pentru gestionarea eficienta a unei instalatii fotovoltaice de productie a energiei electrice, S.C. SUNNY GLADE S.R.L. va contracta, experti in analiza de performanta, prognoza meteo sau reglementare si raportare.

Colaborarea intre aceste echipe specializate contribuie la asigurarea performantei si durabilitatii proiectelor investitionale.

6.1. Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiilor

Structura de conducere a societatii S.C. SUNNY GLADE S.R.L. are urmatoarea componenta:

Asociati:

- o SCIRLOIU ALEXANDRU-BOGDAN - persoana fizica (cu o cota de participare la beneficii si pierderi de 45%)
- o FLOREA DAN - persoana fizica (cu o cota de participare la beneficii si pierderi de 45%)
- o NECSOIU MIHAI-CRISTIAN - persoana fizica (cu o cota de participare la beneficii si pierderi de 10%)

Administratori cu puteri depline si individuale de reprezentare si decizie:

- o FLOREA DAN

Beneficiari Reali:

- o SCIRLOIU ALEXANDRU-BOGDAN
- o FLOREA DAN

Societatea S.C. SUNNY GLADE S.R.L. detine drept cod CAEN principal 3511 – Productia de energie electrica.

Societatea S.C. SUNNY GLADE S.R.L. nu detine niciun fel de participatii in alte firme.

Societatea S.C. SUNNY GLADE S.R.L. demonstreaza capacitate financiara pentru sustinerea implementarii proiectului prin intermediul indeplinirii indicatorului de solvabilitate.

Potrivit situatiilor financiare aferente ultimului exercitiu financiar (2023), reies urmatoarele:

- Societatea detine Datorii totale in cuantum de: 14.731,00 LEI
- Societatea detine Capitaluri proprii in cuantum de: 32.154,00 LEI
- Indicatorul de solvabilitate aferent anului 2023 este constituit de raportul dintre Datorii totale si Capitaluri proprii, respectiv de $14.731,00 / 32.154,00$, al carui rezultat este de 0,46, care este pozitiv si mai mic decat 7,5.

Avand in vedere ca societatea este infiintata in anul 2013 si tinand cont de faptul ca indeplineste indicatorul de solvabilitate, acesta fiind de 0,46, deci pozitiv si mai mic de 7,5, in exercitiul financiar anterior, respectiv 2023, S.C. SUNNY GLADE S.R.L. demonstreaza capacitate financiara.

Societatea indeplineste indicatorul de solvabilitate si NU e nou-infiintata, fapt pentru care NU trebuie sa prezinte la depunerea cererii de finantare o scrisoare de confort emisa de o institutie bancara/nebancara din Romania/alte state membre UE, autorizata de BNR.

Indicatorul de solvabilitate dovedeste lichiditatile necesare pentru o finantare adecvata a proiectului.

6.2.Strategia de implementare a investitiei

Beneficiarul isi asuma implementarea investitiei respectand elementele tehnice, economice si graficul de realizare definite in studiul de fezabilitate. Acest angajament indica responsabilitatea si implicarea beneficiarului in punerea in aplicare a proiectului conform planurilor si specificatiilor stabilite de studiu.

De asemenea, mentionarea ca implementarea va respecta conditiile specifice impuse de ghidul de finantare indica atentie la conformitatea cu cerintele si reglementarile financiare impuse de entitatea care furnizeaza finantarea.

Aceste angajamente reprezinta un aspect important al gestionarii proiectului si contribuie la asigurarea succesului si respectarii termenelor si standardelor stabilite. Este esential ca toate partile implicate sa lucreze in stransa legatura pentru a realiza obiectivele propuse si pentru a asigura un proces de implementare eficient si conform cu normele si reglementarile relevante.

Durata estimata de implementare a obiectivului de investitii este pana cel tarziu la data de 31.12.2026.

Graficul de esalonare a investitiei:

	REALIZAT	ANUL I												ANUL II											
	PRECONTRACTUAL	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ACTIVITATI REALIZATE																									
ACTIVITATE 1.: Elaborare studii de teren SUBACTIVITATE 1.1.: Elaborarea tuturor studiilor de teren necesare realizarii investitiei																									
ACTIVITATE 2.: Elaborare documentatie si studii pentru ATR SUBACTIVITATE 2.1.: Elaborarea intregii documentatii si a studiului de solutie pentru ATR																									
ACTIVITATE 3.: Elaborare documentatie si studii pentru Autorizatia de Construire SUBACTIVITATE 3.1.: Elaborarea intregii documentatii si a studiilor necesare pentru Autorizatia de Construire																									
ACTIVITATE 4.: Elaborare Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica SUBACTIVITATE 4.1.: Elaborarea Proiectului tehnic, a detaliilor de executie, a caietelor de sarcini, a listelor de cantitati																									
ACTIVITATE 4.: Elaborare Proiect tehnic, detalii de executie, caiete de sarcini, liste de cantitati, verificare tehnica SUBACTIVITATE 4.2.: Realizarea verificarii tehnice																									
ACTIVITATE 5.: Servicii de consultanta in managementul de proiect pentru obiectivul de investitii si organizarea procedurilor de achizitii SUBACTIVITATE 5.1.: Servicii de consultanta in managementul de proiect pentru obiectivul de investitii																									
ACTIVITATE 5.: Servicii de consultanta in managementul de proiect pentru obiectivul de investitii si organizarea procedurilor de achizitii SUBACTIVITATE 5.2.: Servicii de consultanta pentru organizarea procedurilor de achizitii																									
ACTIVITATE 6.: Servicii de audit financiar SUBACTIVITATE 6.1.: Servicii externe de audit financiar asupra cheltuielilor efectuate in cadrul proiectului																									
ACTIVITATE 7.: Informare si publicitate SUBACTIVITATE 7.1.: Publicarea unui comunicat de presa cu privire la inceputul proiectului																									
ACTIVITATE 7.: Informare si publicitate SUBACTIVITATE 7.2.: Realizarea unui panou temporar de informare si publicitate																									
ACTIVITATE 7.: Informare si publicitate SUBACTIVITATE 7.3.: Realizarea unei placi permanente de informare si publicitate																									

[illegible]

6.3. Strategia de exploatare / operare si intretinere

In cadrul strategiei, beneficiarul are intentia de a apela la serviciile specializate oferite de companiile de mentenanta in domeniul instalatiilor fotovoltaice. Aceasta sugereaza o abordare strategica de externalizare a operarii si intretinerii pentru investitia propusa de S.C. SUNNY GLADE S.R.L. De asemenea, pentru a asigura aceasta strategie, S.C. SUNNY GLADE S.R.L. va avea si un departament propriu de supervizare si monitorizare a investitiei.

Furnizorul echipamentelor care se vor monta, va livra, odata cu furnitura, urmatoarele documente: cartea tehnica a produsului; manualul /planul de intretinere inspectii si reparatii; instructiunile de exploatare / operare; lista pieselor de schimb pentru doi ani de functionare. Furnizorul poate acorda asistenta tehnica si service (inclusiv piese de schimb) pe toata durata de viata a echipamentului, in baza unui contract de service.

Prin colaborarea cu firme specializate in mentenanta parcurilor fotovoltaice, beneficiarul poate beneficia de expertiza acestor companii, pentru a asigura functionarea eficienta si fiabila a sistemului. Aceasta strategie poate oferi multe avantaje, inclusiv acces la cunostinte specializate, tehnologie avansata si resurse dedicate pentru intretinerea corespunzatoare a echipamentelor.

Alegerea de a externaliza operatiunile de intretinere si operare indica o atentie la eficienta si calitate, permitand beneficiarului sa se concentreze pe activitatile sale principale, in timp ce se asigura ca expertiza necesara este adusa in procesul de exploatare a unitatii de productie a energiei electrice.

6.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale

Recomandarile privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale pentru implementarea proiectului includ urmatoarele aspecte:

- Nominalizarea unui Responsabil de Proiect – Manager de Proiect – s-a desemnat un Manager de Proiect, acest responsabil de proiect va fi persoana de contact si va asigura schimbul permanent de informatii cu Ministerul Energiei;
- Existenta unei echipe de management de proiect – beneficiarul a constituit o echipa de management de proiect intrena, care va fi sprijinita de o echipa de proiect externa, de experti cooptati. Pozitiile vacante vor fi ocupate pana la semnarea contractului de finantare;
- Echipa interna va fi constituita din: 1 Manager de Proiect, 1 Manager achizitii, 1 Manager tehnic; 1 Manager Financiar
- Expertiza externa – expertiza externa se va asigura suportul tehnic necesar Echipei interne, printr-un contract de servicii de consultanta privind implementarea proiectelor cu finantarea nerambursabila, asigurandu-se astfel o capacitate de management si implicit tehnica, performanta, sprijinul extern fiind in complementaritate cu studiile/calificarea/experienta de lucru a echipei interne.

7. Concluzii si recomandari

7.1 Concluzii privind cadrul institutional de implementare a proiectului

Astfel cum rezulta din aspectele mentionate in sectiunile anterioare si din analiza realizata, S.C. SUNNY GLADE S.R.L. detine parghiile institutionale necesare si suficiente implementarii si derularii proiectului “SUNNY GLADE S.R.L. - C.E.F. IN LOCALITATEA TELESTI, JUD. GORJ”.

7.2 Recomandari de imbunatatire a aranjamentelor institutionale

Elementele componente ale centralei electrice fotovoltaice sunt interdependente, respectiv indisponibilitatea unui element implica reducerea productiei de energie electrica a centralei sau chiar intreruperea acesteia.

In vederea atingerii productiei de energie electrica asumate prin proiect, toate elementele componente ale centralei electrice trebuie sa fie in buna stare de functionare si interconectate in cadrul fluxului energetic.

In acest scop mentenanta preventiva si predictiva corect aplicata poate suplini cu succes mentenanta corectiva (fara a o inlocui total).

Subliniem rolul deosebit de important al sistemului de monitorizare si conducere operativa si al sistemului de masurare in buna exploatare al centralei electrice.

Sistemul de protectie si paza desi nu este un element din fluxul tehnologic al centralei, este deosebit de important pentru buna desfasurare a activitatii (avarierea centralei prin vandalism/furt poate constitui un factor perturbator foarte grav).