



România
Județul Constanța
Primăria Municipiului Constanța
Consiliul Local

HOTĂRÂRE

privind aprobarea studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici pentru obiectivul de investiții
„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanța S.R.L.”

Consiliul local al municipiului Constanța întrunit în ședința extraordinară din data de 11.07.2024 ;

Având în vedere:

- referatul de aprobare al domnului primar Vergil Chițac înregistrat sub nr. 133555/10.04.2024
- raportul de specialitate al societății Termocentrale Constanța S.R.L. înregistrat sub nr. 3936/10.04.2024
- avizul Comisiei de specialitate nr. 1 de studii, prognoze economico-sociale, buget finanțe și administrarea domeniului public și privat al municipiului Constanța;
- avizul Comisiei de specialitate nr.3 pentru servicii publice, comerț, turism și agrement;
- avizul Comisiei de specialitate nr. 5 pentru administrație publică, juridică, apărarea ordinii publice, respectarea drepturilor și libertăților cetățeanului;

În conformitate cu prevederile:

- Ordinului nr. 355/2024 pentru aprobarea Schemei de ajutor de stat privind sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum, aferentă Fondului de modernizare, emis de Ministerul Energiei - Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energie;
- Ordinului nr. 356/2024 pentru aprobarea Ghidului specific - Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum, aferentă Fondului pentru modernizare, emis de Ministerul Energiei,

Luând în considerare:

- avizul Consiliului Tehnico-economic (CTE) nr.2/28.06.2024 al societății Termocentrale Constanța S.R.L.;
- Hotărârea Consiliului de administrație al societății Termocentrale Constanța S.R.L. nr.114/08.07.2024,

În temeiul prevederilor art. 129 alin. (2) lit. b), alin. (4) lit. d) și art. 196 alin (1) lit. a) din OUG nr. 57/2019 privind Codul administrativ, cu modificările și completările ulterioare;

HOTĂRĂȘTE:

Art.1 Se aprobă Studiul de fezabilitate pentru obiectivul de investiții „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale

Constanța S.R.L.” și indicatorii tehnico-economici pentru obiectivul de investiții propus conform anexei nr.1 care face parte integrantă din prezenta hotărâre.

Art.2 Se aprobă devizul general, conform anexei nr. 2 care face parte integrantă din prezenta hotărâre. Valoarea totală estimată a investiției este de 2.669.161,65 lei fără TVA, respectiv 3.175.006,25 lei cu TVA, din care construcții montaj (C+M) 1.092.386,00 lei fără TVA, respectiv 1.299.939,34 lei cu TVA. Din valoarea totală estimată, valoarea totală eligibilă este 2.070.736,40 lei și valoarea totală neeligibilă, inclusiv TVA, este de 1.104.269,85 lei.

Art.3 Valoarea ajutorului de stat solicitat este de 1.565.014,50 lei și contribuția totală a societății Termocentrale Constanța S.R.L. este de 1.609.991,75 lei, din care cheltuieli eligibile în valoare de 505.721,90 lei și cheltuieli neeligibile, inclusiv TVA, în valoare de 1.104.269,85 lei.

Art.4 Resursele financiare necesare implementării proiectului se vor asigura din bugetul societății Termocentrale Constanța S.R.L., în condițiile rambursării/decontării ulterioare a cheltuielilor din instrumente structurale.

Art.5 Compartimentul secretariat, relații consiliul local și administrația publică și fond funciar va comunica prezenta hotărâre Direcției generale urbanism și patrimoniu, Direcției patrimoniu, Direcției financiare, societății Termocentrale Constanța S.R.L., în vederea ducerii la îndeplinire și Instituției prefectului - județul Constanța, spre știință.

Prezenta hotărâre a fost votată de consilierii locali astfel:

26 pentru, - împotriva, - abțineri.

La data adoptării sunt în funcție 27 de consilieri din 27 membri.

PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ,

MĂHAELA ANDREI



**CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
FULVIA-ANTONELA DINESCU**



CONSTANȚA

Nr. 272/19.07.2024

FISA PROIECTULUI

FAZA DE PROIECTARE:

STUDIU DE FEZABILITATE

Elaborat conform HG 907/2016

OBIECTIV:

Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL

BENEFICIAR:

TERMOCENTRALE CONSTANTA S.R.L.

PROIECTANT:

STC Planeta Verde SRL

NR. PROIECT:

16/2024

LISTA DE SEMNATURI

Ing. Ionescu Daniel
(autorizat ANRE – 201710950/16.11.2023)

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
FULVIA ANTONELA DINESCU

Ing. Vladareanu Codruta

Ec. Tigaroi Claudia

PRESEDINTE SEDINTĂ,
MIHAELA S. ANDREI

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

A. PIESE SCRISE

2

1. Scopul studiului este de a verifica
2. fezabilitatea tehnica si economica
3. a proiectului de construire a unei
4. unitati de productie de energie
5. electrica din surse solare la
6. Termocentrale Constanta SRL.

1. Scopul studiului este de a verifica
2. fezabilitatea tehnica si economica
3. a proiectului de construire a unei
4. unitati de productie de energie
5. electrica din surse solare la
6. Termocentrale Constanta SRL.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

BORDEROU

Nr. Crt.	Denumire document	Codificare
A. PIESE SCRISE		
1	Foaie de capăt + semnături	-
2	Borderou	-
3	Memoriu	-
	ANEXE	-
4	Deviz general și devize pe obiecte	ANEXA 1
5	Tema de proiectare, Certificat de urbanism și Avize	ANEXA 2
6	Fișe tehnice	ANEXA 3
7	Anexa Legislație	ANEXA 4
8	Adeverința ANRE Ionescu Daniel-George	ANEXA 5
B. PIESE DESENATE		
1	Plan de încadrare în zonă	IE_01
2	Plan de situație amplasare echipamente – scenariul 1	IE_02
3	Schemă monofilară de principiu – scenariul 1	IE_03

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

CUPRINS

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII.....	6
1.1. Denumirea obiectivului de investiții.....	6
1.2. Ordonatorul principal de credite/investitor.....	6
1.3. Ordonatorul de credite (secundar/terțiar).....	6
1.4. Beneficiarul investiției.....	6
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate.....	6
2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI/PROIECTULUI DE INVESTIȚII.....	6
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate (în cazul în care a fost elaborat în prealabil) privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză.....	6
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare....	8
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor.....	8
2.4. Analiza cererii de bunuri și servicii, inclusiv prognoze pe termen mediu și lung privind evoluția cererii, în scopul justificării necesității obiectivului de investiții.....	11
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției.....	16
3. IDENTIFICAREA, PROPUNEREA ȘI PREZENTAREA A MINIMUM DOUĂ SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMICE PENTRU REALIZAREA OBIECTIVULUI DE INVESTIȚII.....	17
3.1. Particularități ale amplasamentului.....	17
3.2. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic.....	21
3.3. Costurile estimative ale investiției.....	34
3.4. Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz.....	36
3.5. Grafice orientative de realizare a investiției.....	36
4. ANALIZA FIECĂRUI/FIECĂREI SCENARIU/OPTIUNI TEHNICO-ECONOMIC(E) PROPUS(E).....	37
4.1. Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință.....	37
4.2. Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția.....	37
4.3. Situația utilităților și analiza de consum.....	38
4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții.....	39
4.5. Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții.....	44
4.6. Analiza financiară a variantelor, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară.....	44
4.6.1. Metodologie analiză financiară.....	44
4.6.2. Costurile investiționale.....	46
4.6.3. Premise ale analizei financiare.....	46
4.6.4. Evoluția prețurilor utilizate în analiza de cost-beneficiu.....	50
4.6.5. Venituri anuale din exploatare.....	56

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

4.6.6. Concluzii Analiza financiara.....	61
4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate	62
4.7.1. Metodologia utilizată în analiza economică	62
4.7.2. Premise ale analizei economice.....	62
4.7.3. Analiza costurilor sociale	62
4.7.4. Analiza beneficiilor sociale.....	63
4.7.5. Fluxul economic	64
4.7.6. Rezultatele analizei economice	66
4.8. Analiza de senzitivitate	70
4.9. Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor.....	71
5. SCENARIUL/OPTIUNEA TEHNICO-ECONOMIC(Ă) OPTIM(Ă), RECOMANDAT(Ă)	82
5.1. Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor	82
5.2. Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	82
5.3. Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:.....	85
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții.....	89
5.5. Prezentarea modului în care se asigură conformarea cu reglementările specifice funcțiunii preconizate din punctul de vedere al asigurării tuturor cerințelor fundamentale aplicabile construcției, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice.....	89
5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției publice, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite	90
6. URBANISM, ACORDURI ȘI AVIZE CONFORME.....	91
7. IMPLEMENTAREA INVESTIȚIEI.....	91
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției.....	91
7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eşalonarea investiției pe ani, resurse necesare	90
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode, resurse necesare	94
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale	95
8. CONCLUZII ȘI RECOMANDĂRI.....	96

1. INFORMAȚII GENERALE PRIVIND OBIECTIVUL DE INVESTIȚII

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

Termocentrale Constanta SRL

1.3 Ordonator de credite (secundar, terțiar)

Termocentrale Constanta SRL

1.4 Beneficiarul investiției

Termocentrale Constanta SRL

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

STC Planeta Verde SRL, str. Stefan Baciu, nr.64, bl.8, ap.4, Mun. Brasov, Jud. Brasov,
Tel. 0721474489, e-mail: office@planetaverde.com.ro

6

2. SITUAȚIA EXISTENTĂ ȘI NECESITATEA REALIZĂRII OBIECTIVULUI PROIECTULUI DE INVESTIȚII

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

- Nu s-a elaborat studiu de prefezabilitate.

În cadrul lucrării " Actualizare - Strategia de Alimentare cu Energie Termică a Municipiului Constanta 2020-2030", aprobată prin H.C.L.M. Constanța nr.580/2023, Subcapitolul 8.2.2 – Investiții pe termen mediu - este prevăzută instalarea de panouri fotovoltaice în incinta CET Palas. Se vor analiza soluții de amplasare atât pe sol cât și pe clădirile noi și vechi (care nu se vor demola odată cu construirea noii surse).

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

În vederea reducerii efectelor severe ale schimbărilor climatice, la nivel comunitar a fost elaborat un set de norme legislative obligatorii cunoscut sub numele de „Pachetul pentru climă și energie”, care include obiective privind energia din surse regenerabile, contribuția suport a combinării energiei termice și electrice și costul emisiilor indirecte, măsuri cu un impact semnificativ asupra prețului la energie.

Pe 9 aprilie 2018, a intrat în vigoare Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 martie 2018 de modificare a Directivei 2003/87/CE în vederea rentabilizării reducerii emisiilor de dioxid de carbon și a sporirii investițiilor în acest domeniu și a Deciziei (UE) 2015/1814 care stabilește regulile ce vizează Sistemul

de Comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, pentru Faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030).

Directiva (UE) 2018/410 menționează principiile pentru funcționarea instrumentelor de finanțare, iar Statele Membre (SM) vor trebui să ia decizii importante cu privire la modul în care vor fi utilizate fondurile puse la dispoziția lor.

Directiva (UE) 2018/410 a Parlamentului European și a Consiliului din data de 14 Martie 2018 revizuită stabilește următoarele mecanisme financiare începând din faza 4 a schemei EU ETS (2021-2030):

Fondul pentru Modernizare (Articolul 10 d) - va fi demarat in anul 2024;

Alocarea tranzitorie cu titlu gratuit pentru modernizarea sectorului energetic (Articolul 10c sau Mecanismul 10c);

Fondul de Solidaritate;

Fondul de Inovare (succesor NER 300);

Fondul pentru o tranziție justă (FTJ).

Fondul pentru Modernizare reprezintă un instrument cheie pentru dezvoltarea investițiilor în proiecte energetice care urmăresc îmbunătățiri în eficiență energetică, modernizarea sistemelor energetice și tranziția în regiunile dependente de cărbune în Statele Membre cu PIB pe cap de locuitor la prețul pieței mai mic de 60% din media UE. Fondul va fi finanțat prin licitarea pe piață a 2% din totalul certificatelor alocate statelor membre prin schema EU ETS pentru perioada 2021-2030 a căror sumă se încadrează între €6.2 și €9.3 miliarde de Euro. Selecția proiectelor pentru finanțare din Fondul pentru Modernizare se va realiza în urma unor procese de selecție desfășurate la nivel național în perioada 2021 – 2030, având la bază cadrul legislativ național de implementare.

Obiectivele Fondului pentru Modernizare vizează tranziția către un sistem energetic cu emisii reduse de carbon, prin stimularea investițiilor în surse regenerabile de energie, rețele de transport care să includă distribuția energiei electrice în zonele rezidențiale și comerciale, interconectări de rețele pentru transportul de electricitate și gaze naturale, precum și stocarea de energie, îmbunătățirea eficienței energetice în producerea de energie, inclusiv în sectoarele de transport, clădiri, construcții, agricultură și deșeuri și pentru o tranziție echitabilă în regiunile dependente de cărbune.

Din 2019, Uniunea Europeană și-a stabilit ca obiective reducerea cu 40% a emisiilor de GES, creșterea cu 32,5% a eficienței energetice și creșterea cu 32% a SRE.

La 8 iulie 2020, Comisia Europeană a publicat „Strategia UE pentru integrarea sistemelor energetice” în care afirmă că planificarea coordonată și funcționarea sistemului energetic „ca întreg”, cu ajutorul mai multor vectori energetici, infrastructuri și sectoare de consum reprezintă calea către o decarbonare reală, accesibilă și profundă a economiei europene, în conformitate cu Acordul de la Paris și Agenda ONU pentru dezvoltare durabilă până în 2030.

În 2020, obiectivul de reducere a emisiilor de GES până în 2030 a crescut la 55% în scopul asigurării traiectoriei necesare pentru atingerea neutralității climatice în 2050, un obiectiv asumat prin Pactul Ecologic European, ca strategie pentru neutralitate climatică și, de asemenea, pachetul de propuneri legislative „Fit for 55%” publicat de Comisia Europeană la 14 iulie 2021 care propune un obiectiv mai ambițios pentru ponderea energiei din surse regenerabile (SRE) în 2030, și anume 40%.

României susține strategiile adoptate la nivel comunitar și are ca obiectiv o pondere totală a energiei regenerabile de 30,7% în consumul final brut de energie până în 2030 la nivel național, așa cum reiese din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021 – 2030 (PNIESC), adoptat în octombrie 2021.

În 2020, mai mult de 24% din electricitatea rezultată este produsă de centrale pe bază de combustibili fosili solizi (de ex., cărbune). Prin urmare, centralele fotovoltaice ar putea favoriza tranziția de la combustibilii fosili solizi la surse mai durabile și ar putea menține un mix energetic echilibrat.

2.3 Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNIESC) al României, adoptat în octombrie 2021 prin Hotărârea Guvernului (HG) 1076 / 2021, prevede, printre obiectivele sale, o creștere a ponderii globale a SRE în consumul final brut de energie al României până la nivelul de 30.7% la nivelul anului 2030. Pentru atingerea acestui obiectiv, sunt stabilite următoarele borne intermediare: atingerea a 18% din ținta de creștere pentru intervalul 2020 (24%) – 2030 (30.7%) până în 2022, atingerea a 43% până în 2025 și atingerea a 65% până în 2027.

În lista de provocări adresate în cadrul Componentei C6 (Energie) din cadrul Pilonului I (Tranziția verde) a Planului Național de Redresare și Reziliență adoptat la nivelul României, se precizează că valoarea ponderii energiei din SRE în consumul final de energie va fi crescută la 34% în versiunea actualizată a PNIESC ce va fi transmis, în format preliminar, Comisiei Europene în prima parte a anului 2023.

La nivelul Uniunii Europene, ținta privind ponderea globală a energiei din SRE în consumul final brut de energie al UE la nivelul anului 2030 este de 32%. În pachetul de propuneri legislative reunite sub titulatura „Fit for 55”, se propune ca ținta să crească la 40% la nivelul anului 2030.

Conform Raportului privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna aprilie 2021, realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE), 35.3% din energia electrică livrată în rețele de producători cu unități dispecerabile în aprilie 2021 a fost produsă în centrale hidroelectrice, 9.47% în centrale eoliene și doar 1.80% în centrale solare. La nivelul întregului an 2020, centralele hidroelectrice au contribuit cu 29.01%, cele eoliene cu 13.63%, iar cele solare cu 1.52%.

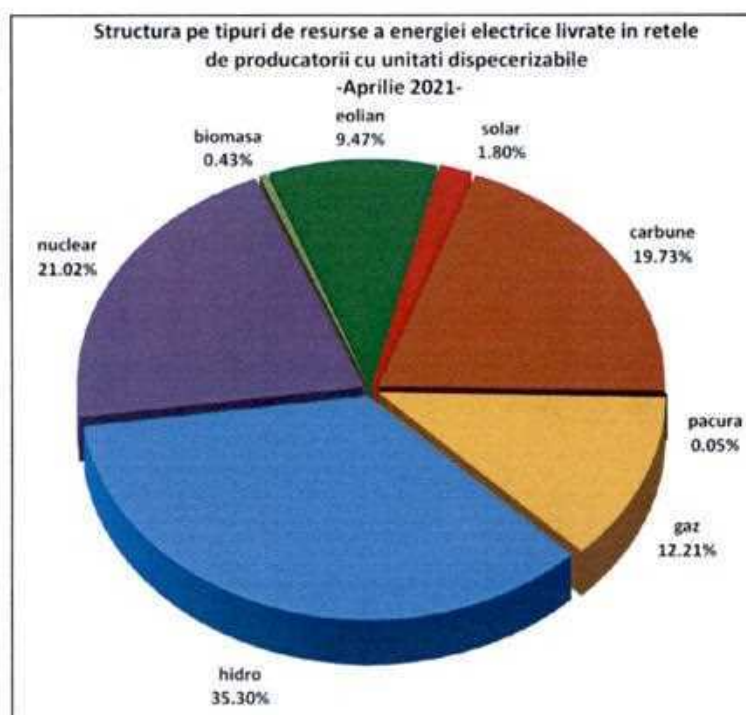


Fig. 2.3.1 - Structura producției de energie electrica livrata in rețele in aprilie 2021

Identificare deficiențelor¹

Din 1990 intensitatea energetică în România se află pe o pantă descendentă, dar continuă să fie mai ridicată decât media europeană cu aproape 40%, în ciuda unei rate anuale de reducere, în perioada 2005 – 2017, printre cele mai mari din Uniunea Europeană. Deși există indicii cu privire la decuplarea dintre creșterea economică și consumul de energie, se preconizează că cererea de energie va crește, ceea ce va fi factorul determinant pentru canalizarea a peste 80% din investițiile necesare în sector. Precaritatea infrastructurii de energie electrică, slaba interconectivitate a rețelelor electrice menționate și în Rapoartele de țară din 2019 și 2020 precum și deficitul important de putere instalată pentru satisfacerea indicatorilor de adecvanță impuși de ENTSO-E duc, printre altele, la costuri ridicate cu energia electrica la nivel național. În a doua jumătate a anului 2020, România a înregistrat prețuri la energie electrică pentru consumatorii industriali mai ridicate decât Slovenia, Franța, Ungaria, Luxemburg, Estonia, Bulgaria, Cehia, Finlanda, Danemarca și Suedia, în timp ce pentru consumatorii casnici prețul energiei electrice a fost de 0,1149 EUR/ kWh, depășind cu mult prețurile la energie electrică plătite de consumatorii casnici din țările învecinate (0,1009 EUR/ kWh în Ungaria și 0,0982 EUR/ kWh în Bulgaria).

O altă provocare cu care se confruntă România o reprezintă blocajul privind piața energiei electrice din surse regenerabile. Din 2016 până în 2019 proporția de energie regenerabilă din consumul final brut de energie a stagnat și de-a lungul anului 2019. Cu toate acestea, proporția de surse regenerabile din consumul final brut era în 2019 de 24,3%, cu aproximativ 30% peste media europeană. Cea mai mare parte a investițiilor în

¹ <https://mfe.gov.ro>

producția de energie din surse regenerabile au fost realizate la costuri semnificative datorate tehnologiei încă în dezvoltare la acel moment, costuri susținute printr-o schemă suport cu impact semnificativ asupra costului final al energiei, suportat de către consumatori finali.

În prezent, se dorește o stimulare a investițiilor în producția de electricitate din surse regenerabile pentru a depăși actualul blocaj din sistem și stagnarea procentului de energie electrică din surse regenerabile instalat.

Una din provocările majore ale Sistemului Energetic Național, în cazul scenariului conform cu Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC), de creștere a ponderii energiei din surse regenerabile la 30,7% în 2030 (Comisia Europeană considerând insuficient de ambițios, propunând creșterea ponderii de energie din surse regenerabile la 34% în 2030), ar fi lipsa posibilității actuale de asigurare de rezerve și echilibrare suficiente pentru capacități adiționale din surse regenerabile.

Sectorul energetic rămâne sursa cea mai importantă de emisii de gaze cu efect de seră (GES) cu 66% din emisii aparținând acestui sector și în condițiile actualului mix energetic, chiar și cu țintele din PNIESC, România va avea provocări în atingerea obiectivelor de reducere de emisii pentru 2030. Conform Regulamentului (UE) 2018/ 842, România trebuie să își reducă emisiile non-ETS cu 2% comparativ cu anul 2005, pe când evaluările Comisiei Europene din 2019 anticipează că acestea vor crește cu până la 6%,

10

chiar și în contextul măsurilor suplimentare anunțate în contextul revizuirii PNIESC. Sectorul energetic este și sectorul principal care cauzează poluare atmosferică, restructurarea sistemelor energetice (prin trecerea de la cărbune la gaz natural și prin integrarea surselor regenerabile de energie) și de încălzire putând duce la o reducere semnificativă a poluării aerului. Poluarea aerului are consecințe semnificative pentru sănătatea umană, 25.000 de decese premature înregistrându-se în fiecare an din cauza particulelor în suspensie, România fiind deferită Curții Europene de Justiție pentru depășirea nivelurilor de particule PM10.

În acest context, obținere de economii cu energia electrică prin autoconsum și creșterea performanței energetice sunt obiective asumate de Termocentrale Constanta S.R.L. care vor contribui la obiectivele asumate în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030 (PNIESC) al României.

2.3.1. Descrierea amplasamentului

Orașul Constanța se află situat la țărmul Marii Negre, între gurile Dunării, la nord și limanul Mangaliei la sud, ocupând o poziție centrală în cadrul litoralului maritim românesc. Cele două mari unități hidrografice, pe de o parte, Marea Neagră, iar pe de alta parte, sistemul fluviatil continental al Dunării, au favorizat dezvoltarea vieții economice și culturale încă din cele mai vechi timpuri.

Municipiul Constanța, centrul economic și administrativ al județului cu același nume, este situat în extremitatea sud-estică a României, având coordonatele: 44 11' - latitudine nordică și 28 39' - longitudine estică, suprafața teritoriului administrativ fiind de 12,489 km². Latura de est a municipiului este scăldată de Marea Neagră (mare continentală ce

comunică cu Marea Mediterană prin strâmtorile Bosfor și Dardanele), iar în proximitatea vestică, la cca. 50 de Km. distanță, se găsește fluviul Dunărea.

Zona Metropolitană Constanța este prima structură administrativă de acest tip din România ce se încadrează în modelul administrativ UE, constituită în 2007 cuprinzând în afara municipiului Constanța (municipiu de rang I de importanță națională cu influență potențială la nivel european, cel mai important oraș din Regiunea de Dezvoltare Sud – Est) o serie de localități urbane și rurale situate în zona de proximitate, pe o rază de aproximativ 35 km.

Orașul Constanța se învecinează cu următoarele localități toate aflate în Zona Metropolitană:

- la Nord Stațiunea turistică Mamaia care astăzi este practic sudată de orașul Năvodari
- la Sud de localitatea Lazu parte a comunei Agigea
- la est de țărmul Mării Negre
- la Vest de localitatea Valul lui Traian

Constanța este cel mai mare nod logistic al țării, aici găsim intersecția tuturor căilor de transport, de la cel rutier la cel feroviar și de asemenea de la cel maritim la cel aerian.

Prezentul proiect de investiții, vizează instalarea unui sistem fotovoltaic cu unitate de stocare integrată, la Termocentrale Constanta SRL.

11

Amplasamentul alocat construirii sistemului fotovoltaic, este situat în incinta Termocentrale Constanta SRL, Mun. Constanta, județul Constanța și este constituit din acoperisurile a trei cladiri existente și acoperisul unei parcuri existente, conform Certificat de urbanism nr. 1574/20.06.2024, având numerele cadastrale: 257143, 235952, 235958. Acestea fac parte din activul funcțional Centrala Electrică de Termoficare "CET Palas" în forma prevăzută în Lista anexă la Hotărârea Guvernului nr. 560/22.06.2023 și bunurile ce compun Poziția 14 din Lista Anexă la Protocolul de predare-preluare încheiat între Statul Român prin Ministerul Energiei și U.A.T. Municipiul Constanța, sunt în proprietatea Primăriei Municipiului Constanța, Asociatul unic al societății și în administrarea Termocentrale Constanța S.R.L în baza Contractului de delegare directă a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat- activitatea de producere a energiei termice nr. 83495/27.04.2023, încheiat între U.A.T. Constanța și Termocentrale Constanța S.R.L Obiectivul este racordat la rețeaua de energie electrică în baza avizului tehnic de racordare cu nr. 257/04.02.2015.

Sistemul fotovoltaic propus va fi conectat la rețeaua de distribuție a energiei electrice în baza obtinerii unui nou aviz tehnic de racordare emis pentru un loc existent de consum și producere de energie electrică, de către Rețele Electrice Dobrogea S.A. În prezent, amplasamentul propus pentru realizarea investiției nu prezintă deficiențe ci doar oportunități și avantaje, din punct de vedere economic și al mediului, atât pentru beneficiarul investiției cât și pentru comunitatea locală.

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

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume. Statele membre ale UE au convenit asupra necesității de a acționa în mod coordonat și de a lua măsuri urgente pentru a atenua impactul acestei creșteri în special asupra celor mai vulnerabile gospodării și întreprinderi.

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

Mai mulți factori au contribuit la creșterea prețurilor:

- creșterea fără precedent a prețurilor gazelor naturale pe piețele mondiale – cu peste 170% în 2021
- iarna lungă și friguroasă de la începutul lui 2021, ce a sporit necesarul de încălzire, urmată de o vară lungă și toridă și de o utilizare crescută a dispozitivelor de răcire, a intensificat cererea de energie
- creșterea cererii de gaz natural lichefiat și, în consecință, majorarea prețului acestuia
- creșterea consumului de gaze naturale în Asia ca urmare a redresării economice
- tensiuni geopolitice tot mai accentuate, inclusiv războiul din Ucraina

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

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

Încă din luna septembrie 2021, miniștrii energiei și ai transporturilor ai țărilor din Uniunea Europeană au abordat această chestiune într-o reuniune informală a Consiliului. Au avut loc discuții în cadrul diferitelor formațiuni ale Consiliului, cu ocazia cărora miniștrii au convenit asupra necesității urgente de a aborda creșterea prețurilor energiei și de a proceda în mod coordonat, pentru a reduce sarcina financiară cu care se confruntă gospodăriile și întreprinderile care se străduiesc să se redreseze în urma crizei provocate de COVID-19.

Țările UE se angajează să îndeplinească obiectivele Pactului verde european. Tranziția energetică va conduce UE la o dependență mai scăzută de combustibilii fosili și la reducerea dependențelor energetice.

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă. Fondul pentru modernizare a fost instituit ca mecanism de finanțare prin articolul 10d din Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 octombrie 2003 de stabilire a unui sistem de comercializare a cotelor de emisie de gaze cu efect de seră în cadrul Uniunii și de modificare a Directivei 96/61/CE a Consiliului, cu modificările și completările ulterioare (Directiva ETS) și se derulează conform prevederilor Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei din 9 iulie 2020 de

stabilire a unor norme detaliate de aplicare a Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește funcționarea Fondului pentru modernizare care sprijină investițiile în vederea modernizării sistemelor energetice și a îmbunătățirii eficienței energetice a anumitor state membre.

În România, Fondul pentru modernizare este destinat finanțării investițiilor din sectoarele prioritare identificate de Ministerul Energiei în baza strategiilor naționale și a obiectivelor la nivel european și este implementat prin intermediul unor programe-cheie, în cadrul cărora sunt definite unul sau mai multe domenii de investiții.

Cererea de energie electrică este în continua creștere, iar această creștere nu trebuie să afecteze pe de o parte, desfășurarea activitatilor economice iar pe de alta parte, trebuie să răspundă cerințelor actuale de mediu: reducerea dependenței de importurile de resurse de energie primară (în principal combustibili fosili) și îmbunătățirea siguranței în aprovizionare, protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice, diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor și infrastructurii pentru producția de energie electrică, utilizând energia solară.

Obiectivul principal al Strategiei Europene a Securității Energetice (Comunicarea Comisiei nr. 330/2014) îl reprezintă limitarea dependenței Statelor Membre de combustibilii fosili, furnizorii și rutele de aprovizionarea cu energie din import, principalii piloni în acest sens fiind constituirea stocurilor de rezervă/siguranță, diversificarea furnizorilor și, în funcție de posibilitățile fiecărui stat, utilizarea resurselor interne, care reprezintă sursa cea mai sigură de aprovizionare;

Propunerea României privind planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2020-2030 (PNIESC) analizează sectorul energetic din perspectiva a 2 scenarii macroeconomice:

- WEM - scenariul de modelare în contextul măsurilor existente
- WAM - scenariul de modelare în contextul măsurilor planificate

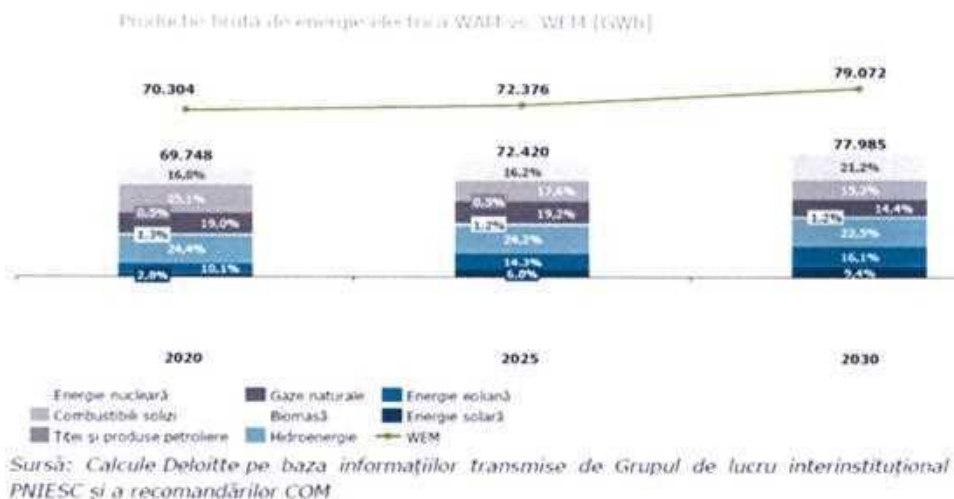


Fig. 2.4.1 Producția brută de energie aferentă celor două scenarii macroeconomice

Conform PNIESC

https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/ro_final_necp_main_ro.pdf

În scenariul WAM, este preconizată o producție brută de energie electrică mai mică pentru anul 2030 față de scenariul WEM (corecție negativă de 1,37%), în principal cauzată de scăderea consumului, pe fondul măsurilor adiționale de eficiență energetică. De asemenea, față de scenariul WEM, mixul de energie electrică va suferi următoarele modificări:

- Producția din energie nucleară prezintă o corecție negativă (operaționalizarea celui de al 3-lea reactor nuclear, spre sfârșitul anului 2030);
- Scăderea producției energiei electrice din combustibili solizi (corecție negativă față de WEM cu 10, 15% pentru anul 2030), având în vedere costurile crescute de conformare la obligațiile de mediu (emisii de carbon, respectiv alți poluanți atmosferici);
- Creșterea producției atât din surse fotovoltaice (creștere cu 130% față de WEM la anul 2030) cât și din surse eoliene onshore (60,7% față de WEM la anul 2030) prezintă o corecție pozitivă semnificativă, ce compensează parțial reducerea producției din surse convenționale (în special cărbune).

Piața de electricitate din România este compusă din piața angro a cărei structură schematică este următoarea:

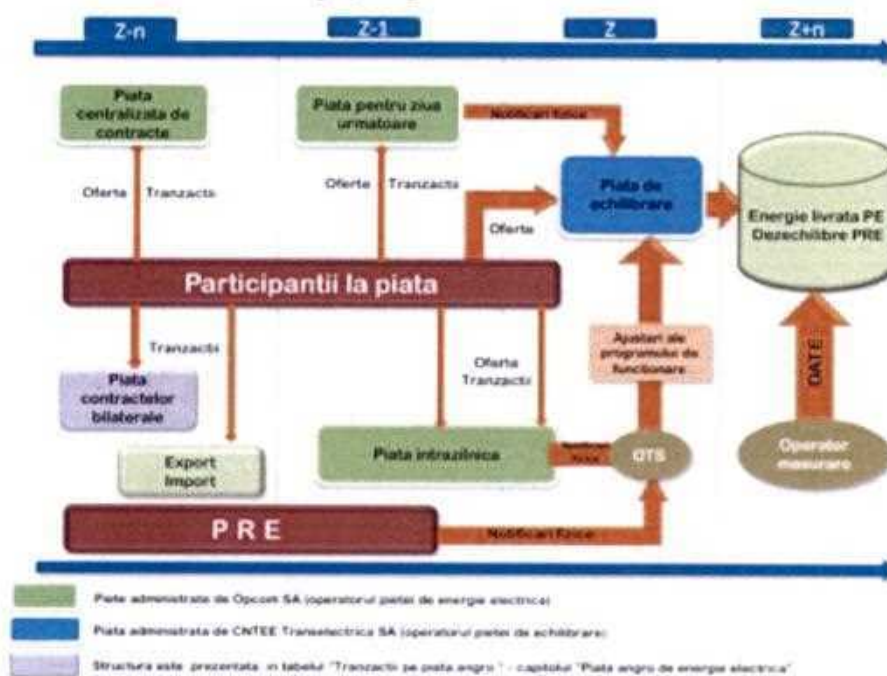


Fig. 2.4.2 Structura schematică a pieței de electricitate din România, Sursa (Raport ANRE)

Piețele centralizate funcționale în prezent sunt:

- piața pentru ziua următoare (PZU);
- piața intrazilnică (PI);
- cadrul organizat pentru tranzacționarea în regim concurențial a contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), prin negociere continuă (PCCBNC) și prin contracte de procesare (PCCB-PC);
- piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC);
- piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC);
- piața centralizată pentru serviciul universal (PCSU).

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Piața cu amănuntul a cărei structură schematică este prezentată în figura următoare



Fig. 2.4.3 Structura schematică a pieței cu amănuntul

- Piața de echilibrare;
- Piața centralizată de servicii tehnologice de sistem (STS).

Conform rapoartelor ANRE, producția de energie electrică la nivelul României a fost în anul 2021 de 57.05 TWh, structurată pe următoarele tipuri de resurse:

15

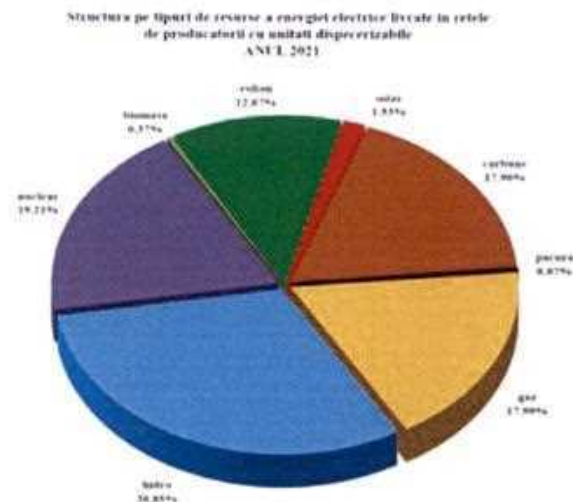


Fig. 2.4.4 Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producători cu unități dispecerizabile

Cea mai mare cotă de piață a fost dată de energia hidroelectrică (~31%), urmată de energia produsă pe nucleară (~19%) și energia produsă pe bază de gaz (~18%). Energia electrică produsă de panourile fotovoltaice are o cotă de piață de doar 1,53%.

În acest context, Termocentrale Constanta SRL, vizează crearea unei unități proprii de producere a energiei electrice din surse regenerabile, care va favoriza reducerea cheltuielilor cu energia electrică și îmbunătățirea echilibrului bugetar.

Proгноza vis-a-vis de tariful energiei electrice

O previziune simplă, în contextul anticipării unor creșteri a tarifelor de energie electrică, a caracterului lor administrat, dar și al eforturilor de aliniere la prețurile internaționale, conduce la concluzia sporirii considerabile a acestor cheltuieli în viitorul apropiat, dar și la o dinamică aproape imposibil de estimat pentru un orizont de 15 – 30 de ani. În același timp, valoarea mare a cheltuielilor cu energia electrică se va reflecta în prețurile finale practicate de Termocentrale Constanta SRL, fapt ce ar putea să-i diminueze profitabilitatea și cota de piață.

Structura cererii de energie electrică la nivelul CET Palas Constanta, este reflectată în facturile de energie electrică aferente anului 2023 (tab. 2.4.1)

NR. CRT.	ANUL DE REFERINȚĂ Valori de consum	LUNA DE REFERINȚĂ	CONSUM LUNAR DE ENERGIE [MWH]
1	2023	IANUARIE	2201,58
2	2023	FEBRUARIE	1639,09
3	2023	MARTIE	1783,41
4	2023	APRILIE	1257,87
5	2023	MAI	1139,78
6	2023	IUNIE	1042,98
7	2023	IULIE	1005,49
8	2023	AUGUST	786,10
9	2023	SEPTEMBRIE	900,42
10	2023	OCTOMBRIE	1016,66
11	2023	NOIEMBRIE	1218,10
12	2023	DECEMBRIE	1657,74
Valori anuale			15649,21

Tabel. 2.4.1 – Consum lunar anul 2023

2.5 Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

OBIECTIVUL PRINCIPAL:

Realizarea și punerea în funcțiune a unei instalații noi de producere a energiei electrice din surse solare (centrală electrică fotovoltaică) cu unitate de stocare inclusă, la CET Palas Constanta.

Rezultatul așteptat în urma îndeplinirii obiectivului general al proiectului este realizarea și punerea în funcțiune a unei capacități nou instalate de producere a energiei din surse solare de 1 MW cu sistem de stocare de 250 kWh integrat.

OBIECTIVELE SPECIFICE LEGATE DE PROIECTUL PROPUȘ PRIN PREZENTUL STUDIU DE FEZABILITATE SUNT:

- 1.Reducerea costurilor cu energia electrica pentru consumul propriu, prin introducerea energiei din surse regenerabile, în mixul energetic al Termocentrale Constanta SRL.
- 2.Protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;
3. Utilizarea a cel puțin 70 % din cantitatea de energie electrică, produsă de centrala electrică fotovoltaică, pentru AUTOCONSUM și reducerea costurilor cu energia electrică în scopul dezvoltării durabile a Termocentrale Constanta SRL.

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

3.1. Particularități ale amplasamentului

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

Amplasamentul alocat construirii sistemului fotovoltaic, este situat în incinta Termocentrale Constanta SRL, Mun. Constanta, județul Constanța și este situat în intravilanul municipiului Constanta.

Imobilul identificat cu nr. cadastral 257143 este proprietatea MUNICIPIULUI CONSTANTA - domeniul public, conform extrasului de carte funciara pentru infomare nr. 257143, eliberat sub nr. cerere 136533/31.05.2024.

Imobilul identificat cu nr. cadastral 235952 este proprietatea MUNICIPIULUI CONSTANTA - domeniul public, conform extrasului de carte funciara pentru infomare nr. 235952, eliberat sub nr. cerere 136532/31.05.2024.

Imobilul identificat cu nr. cadastral 235958 este proprietatea MUNICIPIULUI CONSTANTA - domeniul public, conform extrasului de carte funciara pentru infomare nr. 235958, eliberat sub nr. cerere 136531/31.05.2024.

Reglementari extrase din documentatiile de urbanism și amenajarea teritoriului sau din regulamentele aprobate care instituie un regim special asupra imobilului:

- Monument, ansamblu, sit urban, zona de protecție a unui monument: NU
- interdicții de construire: NU

SUPRAFATA TEREN STUDIAT: 15.000 mp. Suprafata totala a terenului: 130.136 mp conform mentiuni din extrase CF nr. 257143, 235952 și 235958.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Termocentrale Constanta SRL, avand ca asociat unic Municipiul Constanta, are dreptul de utilizare al amplasamentului mai sus mentionat, in baza contractului de delegare nr. 83495/27.04.2023.

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

Termocentrale Constanta SRL, este situata la aproximativ 10 km de centrul localității Constanța, la 18 km de Orașul Năvodari la Nord, la 48 km de Orașul Mangalia în Sud și la 60 km de Orașul Cernavodă.

Accesul se face din drumul european E87.(fig.3.1.1)



Fig. 3.1.1 Pozitionare CET Constanta

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

In functie de amplasare, panourile fotovoltaice vor fi orientate către Est și către Vest pentru a putea capta o iradiație crescută pe tot parcursul anului (panourile ce vor fi amplasate pe cladiri) sau vor fi amplasate catre Sud (panourile ce vor amplasate pe sol)

d) Surse de poluare existente in zona

Economia jud. Constanța se evidențiază printr-un potențial industrial relativ ridicat (în care construcțiile și reparațiile navale, industria chimică, a materialelor de construcții, alimentară dar și energetică au o pondere însemnată), o agricultură intensivă, transporturi maritime și fluvio- maritime de interes național, și printr-o activitate turistică și balneară deosebit de intensă (în special în sezonul estival).

Pe teritoriul Municipiului se află traseul E87 care traversează orașul de la Nord la Sud, , A2 București – Constanța care se intersectează cu E87, și A4 Ovidiu – Agigea, Centura ocolitoare a Orașului Constanța cu descărcare în zona portului și conexiune directă cu A2. În zonele învecinate există generatori de trafic de mare volum: Municipiul Constanța, Portul maritim Constanța, Portul maritim Constanța Sud- Agigea, partea de sud a

litoralului, ceea ce duce la intensități de trafic crescute, mai ales în sezonul estival, în care se și manifestă disfuncțiile rețelei rutiere, prin câteva din punctele critice: podul peste canal, zona de traversare a localităților Lazu și Agigea. Industria, deși este bine dezvoltată, nu se poate spune că este preponderentă în cadrul economiei jud. Constanța, deoarece specificul agrar și turistic fac ca industria să nu cuprindă decât circa 20% din total economie. Municipiul Constanța concentrează mare parte din capacitățile industriale și economice ale județului.

Insula de Căldură Urbană este un fenomen influențat direct de gradul ridicat de urbanizare înregistrat în ultimele decenii. Efectele dăunătoare ale acestui fenomen se manifestă atât la nivel urban, cât și la nivelul clădirilor, prin disconfort și implicit prin creșterea necesarului de energie pentru climatizare și ventilare mecanică. Soluțiile pentru diminuarea efectelor acestui fenomen presupun integrarea unor sisteme de producere a energiilor regenerabile.

Situat într-o zonă puternic aerată și ventilată, municipiul Constanta nu se confruntă cu probleme majore de poluare a aerului. Emisiile de poluanți în aer sunt în general reduse și provin ca urmare a proceselor tehnologice și industriale, de la autovehicule, ca efect al arderii combustibililor lichizi, de la instalațiile individuale de alimentare cu căldură și producere de apă caldă etc.

e) Date climatice și particularități de relief;

19

Zona Metropolitană Constanța este situată în extremitatea sud-estică a României, în partea central-estică a Dobrogei. Latura de est este scăldată de Marea Neagră (mare continentală ce comunică cu Marea Mediterană prin strâmtorile Bosfor și Dardanele), pe o lungime de aproximativ 40 km. În partea de nord, sud și vest limita este o linie convențională care străbate Podișul Dobrogei. Zona Metropolitană Constanța este prima structură administrativă de acest tip din România ce se încadrează în modelul administrativ UE, constituită în 2007 cuprinzând în afara municipiului Constanța (municipiu de rang I de importanță națională cu influență potențială la nivel european, cel mai important oraș din Regiunea de Dezvoltare Sud – Est) o serie de localități urbane și rurale situate în zona de proximitate, pe o rază de aproximativ 35 km.

Clima municipiului Constanța evoluează pe fondul general al climei temperate continentale, prezentând anumite particularități legate de poziția geografică și de componentele fizico-geografice ale teritoriului. Existența Mării Negre și, la nivel mai mic, a Dunării, cu o permanentă evaporare a apei, asigură umiditatea aerului și totodată provoacă reglarea încălzirii acestuia. Temperaturile medii anuale se înscriu cu valori superioare mediei pe România + 11,2°C. Temperatura minimă înregistrată în Constanța a fost -25 °C la data de 10 februarie 1929, iar cea maximă +38,5 °C la data de 10 august 1927. Vânturile sunt determinate de circulația generală atmosferică. Brizele de zi și de noapte sunt caracteristice întregului județ Constanța.

Evoluția îndelungată paleogeografică și acțiunea diferențiată a factorilor subterani modelatori au dus la formarea unor unități de relief caracterizate prin structura de podiș cu altitudine redusă; în cea mai mare parte a teritoriului predomină valorile sub 200 m, diferențele altitudinale între părțile componente fiind reduse.

Ca principale unități naturale se disting:

o podișul - care cuprinde aproape întreg teritoriul este constituit din calcare mezozoice așezate pe marne și calcare terțiare acoperite cu o manta de loess (Pod. Casimcei, Dobrogei de Sud, Medgidiei, Cobadin, Negru Vodă);

câmpia - care din punct de vedere geografic, înaltă, ușor vălurită, cu aspect de poduri pe care se practică culturile de câmp, în special cele cerealiere, se evidențiază în zonă centrală.

Partea sudică – corespunzătoare Podișului Litoralului – este delimitată spre vest de altitudinile cuprinse între 85-100 m, unde se face trecerea spre podișul Dobrogei de Sud (Medgidiei și Topraisarului). Lățimea acestui sector este cuprinsă între 10 și 12 km.

Zona litorală este marcată de mai multe trepte:

- 5-15 m, de-a lungul țărmului;
- 20-30 m, cu o mare continuitate, pătrunzând mult în interior, formând o treaptă distinctă în jurul limanelor și lagunelor;
- 35-45 m, cu o mare continuitate, constituind o treaptă mai lată decât celelalte înconjurând limanele și lagunele maritime;
- 50-65 m, cea mai dezvoltată treaptă cu lățimi cuprinse între 500 m și 4-5 km;
- 70-85 m, cea mai înaltă treaptă situată la contactul cu podișurile interioare.
- Aceste 5 trepte sculptate în depozite sarmațiene sunt acoperite de depozite de loess. De remarcat că pe suprafața județului relieful de platformă este fragmentat de numeroase văi cu orientări diferite.

În ceea ce privește clima specifică amplasamentului terenului intravilan, aceasta este una temperat-continentală moderată, cu temperaturi medii cuprinse între -2°C și 30°C , așa cum se poate observa în fig. 3.1. 2.

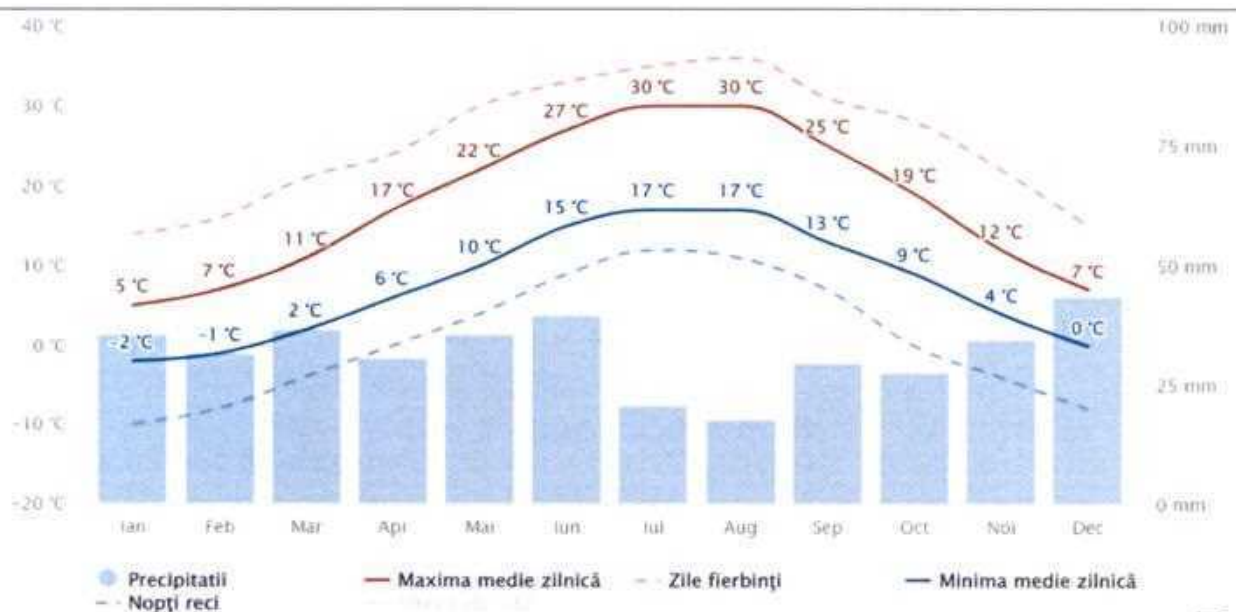


Fig. 3.1.2 Particularitățile climatice ale amplasamentului

În fig. 3.1.2 s-au folosit următoarele notații:

- "Maxima medie zilnică" (linia roșie continuă) arată temperatura maximă medie a unei zile pentru fiecare lună,

- "Minima medie zilnică" (linia albastră continuă) arată media temperaturii minime,
- Zilele calde și nopțile reci (liniile punctate albastre și roșii) arată media celei mai calde zile și a celei mai reci nopți ale fiecărei luni din ultimii 30 de ani.

În fig. 3.1.3 este prezentată diagrama temperaturilor maxime la nivelul Municipiului Constanta și se afișează în câte zile pe lună se ating anumite temperaturi.

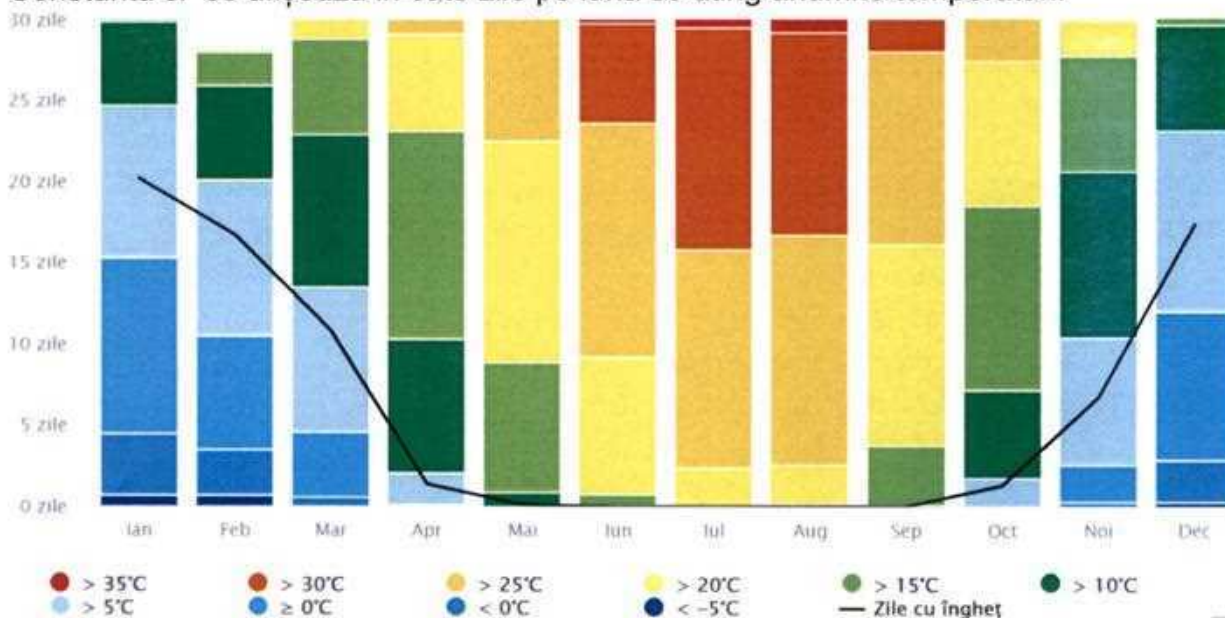


Figura 3.1.3 Diagrama temperaturii maxime la nivelul Municipiului Constanta

f) Existența unor rețele edilitare, posibile interferențe cu monumente istorice sau terenuri care aparțin unor instituții din sistemul de apărare:

I. Rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/ protejare, în măsura în care pot fi identificate.

Proiectul nu se referă la eventualele devieri/protejări de utilități (electrice, gaz, apă-canal, canale de comunicații, etc.) înscrise în avizele corespunzătoare certificatului zonal, ci la stabilirea condițiilor de coexistență cu acestea. Dacă este cazul, acestea se vor trata ca obiecte separate.

II. Posibile interferențe cu monumente istorice / de interes arhitectural sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specificate în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție.

Nu este cazul.

III. Terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională.

Nu este cazul.

g) caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

- posibile interferențe cu monumente istorice / de arhitectura sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condițiilor specific în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție: Nu este cazul

- terenuri ce aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranța națională: Nu este cazul

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

Energia solara este o energie curata, regenerabila si inepuizabila. Aceasta este una dintre cele mai folosite alternative ale combustibililor fosili, având un impact favorabil asupra mediului înconjurător. Captarea energiei solare se realizează prin intermediul unor celule fotovoltaice. În prezent, generatoarele de energie electrică care funcționează pe baza conversiei fotovoltaice a energiei solare sunt denumite generic: sisteme fotovoltaice.

Avantajele unui sistem fotovoltaic sunt multiple și vom expune doar câteva:

- Durata de viață a unui asemenea sistem este de 20 până la 25 de ani iar modulele pot atinge chiar 30 de ani;
- Energia captată de la soare este abundentă și inepuizabilă;
- Nu afectează mediul înconjurător în timpul funcționării;
- În timp ce funcționează nu emite sunete sau gaze care să influențeze încălzirea globală;
- Sistemele fotovoltaice au o contribuție semnificativă în ceea ce privește protejarea mediului prin reducerea emisiilor de GES ca urmare a înlocuirii energiei electrice generate de către centralele clasice de producere a energiei electrice pe bază de cărbune.

22

Ținând seama de randamentele nominale ale diverselor tehnologii de conversie dar și de prețurile din piața la momentul realizării prezentei lucrări, se recomandă a fi considerate pentru analiza module fotovoltaice monocristaline.

Pentru realizarea obiectivului de investiții vizat, se vor lua în calcul 2 scenarii:

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispuse pe acoperis, cu module fotovoltaice monocristaline de 450 W respectiv 550 W.**
- **Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W**

Pentru scenariile 1 si 2 se sunt valabile urmatoarele caracteristici ale echipamentelor :

Invertorul:

- converteste energia produsă de câmpul de panouri fotovoltaice în energie de curent alternativ compatibilă cu rețeaua electrică. Legătura din acesta și rețeaua internă a Beneficiarului se va face prin intermediul unui tablou electric de conexiuni AC intermediar care se va conecta apoi în tablou electric general al Beneficiarului.
- nu necesită o alimentare a serviciilor interne proprii având ventilație naturală, acesta se va alimenta pe durata nopții din tabloul electric, în sens invers, dacă va fi nevoie, consumul pe timp de noapte fiind de 1 W.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

- va respecta cerințele și normele tehnice în vigoare ale operatorului de distribuție din zona Beneficiarului (parametrii energetici și de calitate, protecție la insularizare etc.).
- Având gradul de protecție IP66 acesta se vor monta în mediul exterior, pe suporti metalici speciali, lângă panourile fotovoltaice.
- va avea un display cu indicatoare LED. Pentru a transmite informațiile colectate local spre o interfață de comunicare care poate fi interogată de către un operator al centralei fotovoltaice, invertorul permite o comunicație pe RS485 până la Smart Power Meter amplasat în tabloul electric de conexiune. Acest logger are capacitatea de a transmite prin 4G datele colectate către portalul producătorului NetEco.

Structura metalica:

Panourile fotovoltaice vor fi fixate pe o structură metalică de aluminiu, proiectată pentru centrale fotovoltaice cu fixare pe acoperisuri sau pe sol. Orientarea panourilor fotovoltaice, în funcție de locul de amplasare va fi de E-V (pe acoperis) și S pe sol.

Între panouri se va lăsa un rost de 20 mm, unde se vor introduce clemele speciale de prindere. Panourile vor fi fixate cu clemele de prindere cu ajutorul unui bulon care se va fixa de colierele de prindere a grinzilor longitudinale din aluminiu.

Asezarea panourilor pe structură și prinderea lor se va face cu clemle speciale (intermediare și de capăt) puse la dispoziție de către producător, care va indica în manualul de instalare și eforturile de strângere pentru toate elementele de îmbinare care alcătuiesc structura.

Detaliile privind fixarea structurii se vor regăsi în planurile desenate ce fac obiectul documentației Proiect Tehnic și Detalii de execuție. Livrarea materialelor în site se va face însoțită de un document de calitate și de o copie după certificatul de conformitate emis de un organism acreditat.



STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”



Cabluri electrice și accesorii (DC și AC)

- A) Curent continuu – se propun cabluri solare de 6 mm² rezistente UV care se vor poza pe structura metalică pe care se fixează panourile fotovoltaice, în tuburi riflate și canale de cabluri speciale pentru protecția de cabluri electrice.
- B) Curent alternativ – se propun cabluri de aluminiu, armate, care se vor poza în canale de cabluri;
- C) Cabluri de comunicație – se propun cabluri de tip ethernet, FTP.

24

Tablourile electrice de conexiune a invertoarelor

Legătura dintre invertoare și rețeaua electrică internă, respectiv tabloul electric general unde se va conecta instalația fotovoltaică, se va face prin intermediul unor tablouri electrice de conexiuni. Acestea vor fi folosite pentru a colecta puterea produsă de invertoare și vor fi dotat cu 4/5 intrari de invertoare.

Instalația de împământare

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-lp 30/2004).

La realizarea acestei instalații de legare la pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la centura de împământare.

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

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

La instalatia împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-lp 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

3.2.1. Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, cu module dispus pe acoperis, cu module fotovoltaice monocristaline de 450 W respectiv 550 W.

În cazul scenariului 1 se propune, ca în incinta Termocentrale Constanta SRL, să se amplaseze un sistem fotovoltaic cu puterea însumată de 1000 kW cu un sistem de stocare integrat de 250 kWh. Pentru montajul acestui sistem au fost identificate patru zone din incinta studiată, respectiv:

1. Acoperire carport – 150,30 kW , având un număr de 334 module PV, cu puterea de 450 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35 mm și o greutate de aproximativ 24.3 kg.
2. Acoperire acoperis cladire existenta- 99,90 kW, având un număr de 222 module PV, cu puterea de 450 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35 mm și o greutate de aproximativ 24.3 kg.
3. Acoperire acoperis cladire existenta (C11) – 125,4 kW, având un număr de 228 module PV, cu puterea de 550 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2278x1134x30 mm și o greutate de aproximativ 27,6 kg.
4. Acoperire acoperis cladire existenta (C13) – 625 kW, având un număr de 1136 module PV, cu puterea de 550 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2278x1134x30 mm și o greutate de aproximativ 27,6 kg.

25

Modulele PV analizate au puterile de 550 Wp cu randament nominal de 21,5 %, respectiv 450 Wp, cu un randament nominal de 20,9 %. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelele 3.2.1.1 și 3.2.1.2

Caracteristică tehnică panou 450 Wp	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 (24x6)	-
Dimensiuni	2094 x 1038 x 35	mm
Greutate	24,3	kg
Module PV per palet	30	Buc.
Module PV per container	660	Buc.
Putere nominală (Pmax)	450	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	41,5	V
Intensitate curent de operare (Imp)	10,85	A

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Tensiune de mers în gol (Voc)	49,3	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	11,46	A
Eficiență modul	20,9	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	20	A

Tabelul 3.2.1.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 450 Wp

Caracteristică tehnică panou 550 Wp	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	144 (24x6)	-
Dimensiuni	2278x1134x30	mm
Greutate	27,6	kg
Module PV per palet	35	Buc.
Module PV per container	700	Buc.
Putere nominală (Pmax)	550	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	39,1	V
Intensitate curent de operare (Imp)	10,55	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	46,9	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	11,29	A
Eficiență modul	21,5	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V
Rezistența la foc	C	-
Capacitate de rupere siguranță serie	20	A

Tabelul 3.2.1.2 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 550 Wp

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o puteri de 125 kWp (6 bucăți), cu un randament minim de 98,5% STC si 50 kWp (5 buc) cu un randament minim de 98,5%. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelele 3.2.1.2 si 3.2.1.3

Caracteristică tehnică inverter 125 kWp	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	125	kW
Putere nominală aparentă (AC)	125	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	181,1	A
Intensitatea maximă a curentului electric	181,1	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1020 x 795 x 360 mm	mm

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Greutate	87	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.1.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 125 kWp

Caracteristică tehnică inverter 50 kWp	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	50	kW
Putere nominală aparentă (AC)	50	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	83,6	A
Intensitatea maximă a curentului electric	83,6	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	782x645x310 mm	mm
Greutate	62	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.1.3 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 50 kWp

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PVGIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.2.1.1, 3.2.1.2, 3.2.1.3, 3.2.1.4 și în Tabelul 3.2.1.1, 3.2.1.2 , 3.2.1.3 si 3.2.1.4.

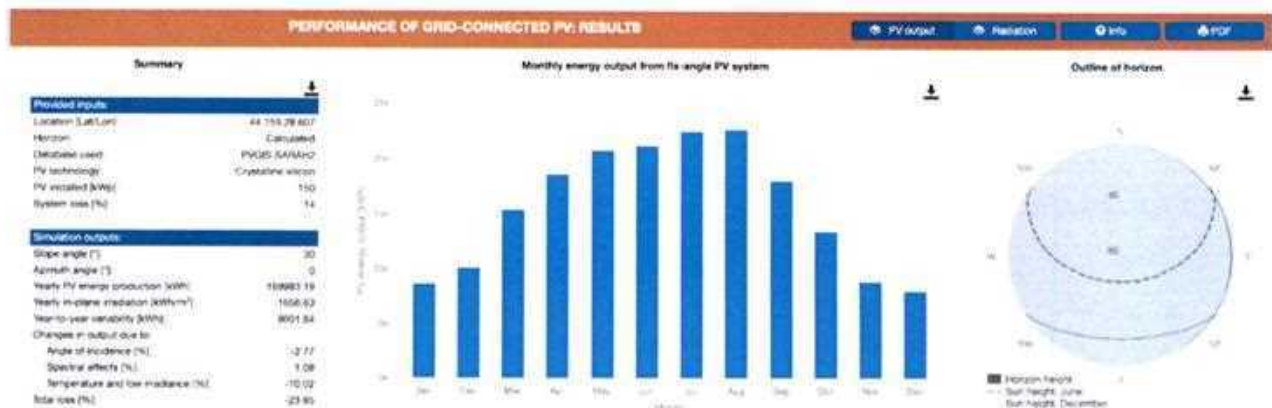


Fig. 3.2.1.1 – Simularea sistemului PV monocristalin - Acoperire carport – 150,30 kW

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Sistem acoperire carport 150,30 kW	
Luna	Energie electrică produsă [kWh/lună]
Ianuarie	8686,50
Februarie	10119,91
Martie	15434,91
Aprilie	18693,42
Mai	20869,42
Iunie	21287,18
Iulie	22568,00
August	22759,06
Septembrie	18132,17
Octombrie	13511,22
Noiembrie	8879,68
Decembrie	8041,95
TOTAL	188983,42

Tabelul 3.2.1.1 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin - Acoperire carport – 150,30 kW



Fig. 3.2.1.2 – Simularea sistemului PV monocristalin - Acoperire acoperis 99.90 kW

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Sistem acoperire acoperis clădire 99,90 kW			
Luna	CEF Orientare E	CEF Orientare V	Energie electrică produsă [kWh/lună]
Ianuarie	2212,06	1231,74	3443,80
Februarie	2912,54	1875,42	4787,96
Martie	4870,14	3469,62	8339,76
Aprilie	6442,66	4950,92	11393,58
Mai	7656,74	6151,99	13808,73
Iunie	8080,61	6578,14	14658,75
Iulie	8436,19	6797,71	15233,90
August	7969,88	6160,94	14130,82
Septembrie	5853,24	4223,26	10076,50
Octombrie	3956,95	2584,53	6541,48
Noiembrie	2357,76	1380,17	3737,93
Decembrie	1960,56	1019,45	2980,01
TOTAL	62709,33	46423,89	109133,22

Tabelul 3.2.1.2 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin - Acoperire acoperis 99.90 kW

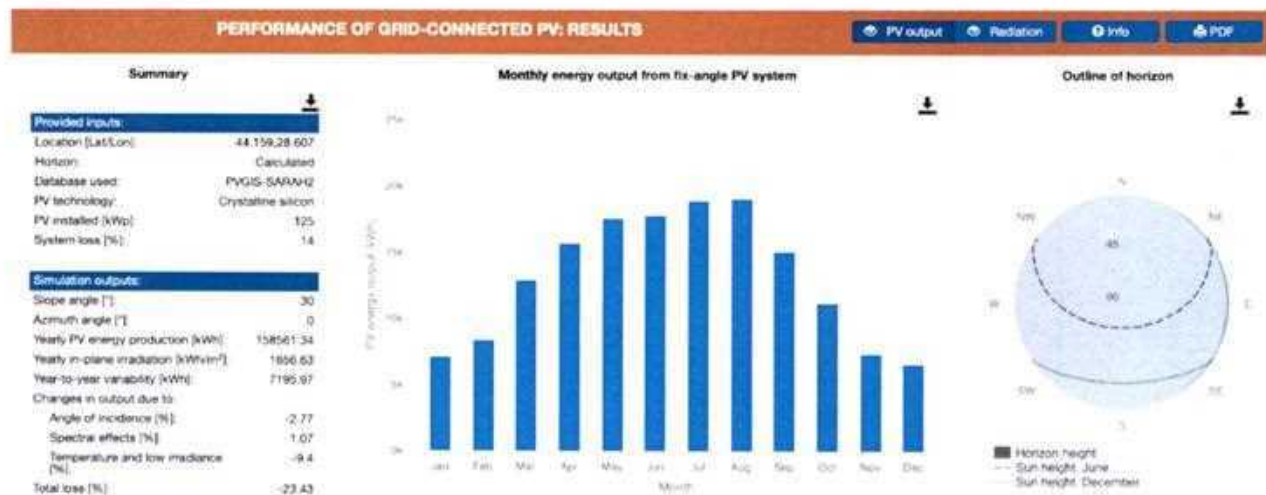


Fig. 3.2.1.3 – Simularea sistemului PV monocristalin - Amplasare module fotovoltaice pe acoperis- 125 kW

Sistem acoperire clădire 125 kW	
Luna	Energie electrică produsă [kWh/lună]
Ianuarie	7190,79
Februarie	8414,01
Martie	12966,56
Aprilie	15802,47
Mai	16435,67
Iunie	17916,74
Iulie	18231,45
August	19133,51
Septembrie	15187,17
Octombrie	11253,64
Noiembrie	7390,08
Decembrie	8638,91
TOTAL	158561,00

Tabelul 3.2.1.3 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin - Amplasare module fotovoltaice pe acoperis -125 kW

STUDIU DE FEZABILITATE
 „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

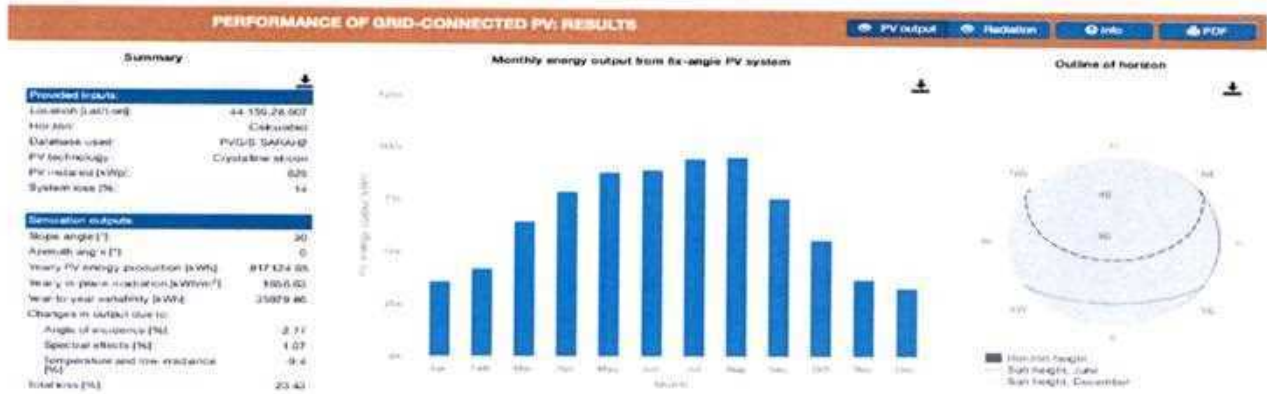


Fig. 3.2.1.4 – Simularea sistemului PV monocristalin - Amplasare module fotovoltaice pe acoperis- 625 kW

Sistem acoperire cladire 625 kW	
Luna	Energie electrică produsă [kWh/lună]
Ianuarie	39935,93
Februarie	48574,81
Martie	64832,78
Aprilie	82012,33
Mai	85432,56
Iunie	93583,70
Iulie	92343,21
August	95667,55
Septembrie	86935,86
Octombrie	56268,19
Noiembrie	36950,41
Decembrie	34587,32
TOTAL	817124,65

Tabelul 3.2.1.4 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin - Amplasare module fotovoltaice pe acoperis -625 kW

Productia anuala totala a celor 3 sisteme fotovoltaice, va fi de 1.273.802,30 kWh, respectiv 1.273,80 MWh.

Toate cele 3 sistem fotovoltaice vor fi racordate in TEG existent.

Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați din scenariul 1, sunt:

Indicatorul I.1 = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 1 MW

Indicatorul I.2 =Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 1.273,80 MWh/an * 0,6119 tone CO2/MWh = 779,44 tone CO2/an

Indicatorul I.3 = Producția medie de energie din surse regenerabile: 1.273,80 MWh/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.273 h/an.

Indicatorul I.4 = Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință: 1.273,80 *20 ani= 25.476,05 MWh.

Indicatorul I.5 = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*) : 100%

Indicatorul I.6= Factorul de capacitate al centralei: 14,54%

Curba de consum si productie pentru scenariul 1 este evidentiata in fig. 3.2.1.4.

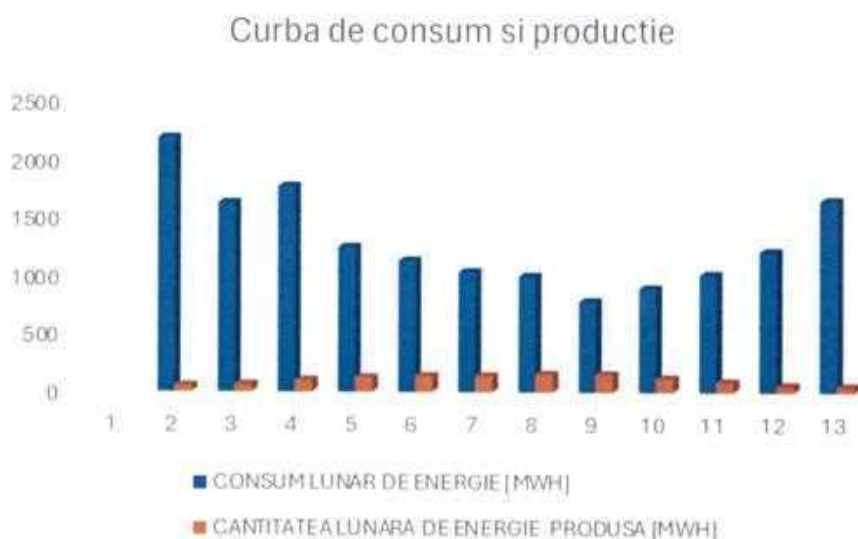


Fig. 3.2.1.4- Curba de consum si productie

3.2.2. Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W

În cazul scenariului 2 se propune,ca pe o parcela din incinta Termocentrale Constanta SRL sa se amplaseze un sistem fotovoltaic de 1000 kW cu sistem de stocare integrat de 250 kWh. Sistemul va avea un număr de 2000 module PV, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 132 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1134 x 35 mm și o greutate de aproximativ 26 kg.

Puterea nominală a modulelor PV analizate este de 500 Wp, cu un randament nominal de 21,5 %. Caracteristicile tehnice nominale ale modulelor se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.2.2.1.

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Tip celule	Monocristalin	-
Aranjare celule	132 (22x6)	-

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Dimensiuni	2094 x 1138 x 35	mm
Greutate	26	kg
Module PV per palet	31	Buc.
Module PV per container	682	Buc.
Putere nominală (Pmax)	500	Wp
Tensiune de operare (Vmp)	38,38	V
Intensitate curent de operare (Imp)	13,03	A
Tensiune de mers în gol (Voc)	45,55	V
Intensitate curent de mers în scurtcircuit (ISC)	13,9	A
Eficiență modul	21,5	%
Temperaturi de exploatare	-40 – 85	°C
Tensiunea maximă a sistemului	1.500	V

Tabelul 3.2.2.1 – Caracteristicile tehnice ale modulelor PV monocristaline 500 Wp

Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o putere instalată de 100 kWp (10 bucăți), cu un randament minim de 98,5% STC. Caracteristicile tehnice nominale ale invertoarelor trifazate se vor prezenta, sintetic, în Tabelul 3.2.2.2

Caracteristică tehnică	Valoare	Unitate de Măsurare
Putere nominală (AC)	100	kW
Putere nominală aparentă (AC)	110	kVA
Tensiunea nominală la ieșire	400	V
Frecvența nominală la ieșire	50	Hz
Intensitatea curentului electric nominal la ieșire	144,4	A
Intensitatea maximă a curentului electric	160,4	A
Reglajul factorului de putere	0,8 ind. – 0,8 cap.	-
Valoarea maximă a THD	3	%
Dimensiuni	1035 x 700 x 365	mm
Greutate	84	kg
Temperaturi de exploatare	- 25 – 60	°C
Altitudine maximă de exploatare	4000	m
Grad de protecție	IP66	-
Consum pe timp de noapte (stand-by)	8	W

Tabelul 3.2.2.2 – Caracteristicile tehnice ale invertoarelor trifazate de 100 kWp

Modulele PV vor fi instalate pe suporturi metalici, la o înclinare de 20°, cu orientarea S.

Determinarea producției estimate a sistemului PV analizat a fost realizată utilizând, pentru ușurința trasabilității, platforma PVGIS SARAH pusă la dispoziție de Comisia Europeană. Rezultatele simulării sunt prezentate în Fig. 3.2.2.1, Fig. 3.2.2.2 și în Tabelul 3.2.2.1

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

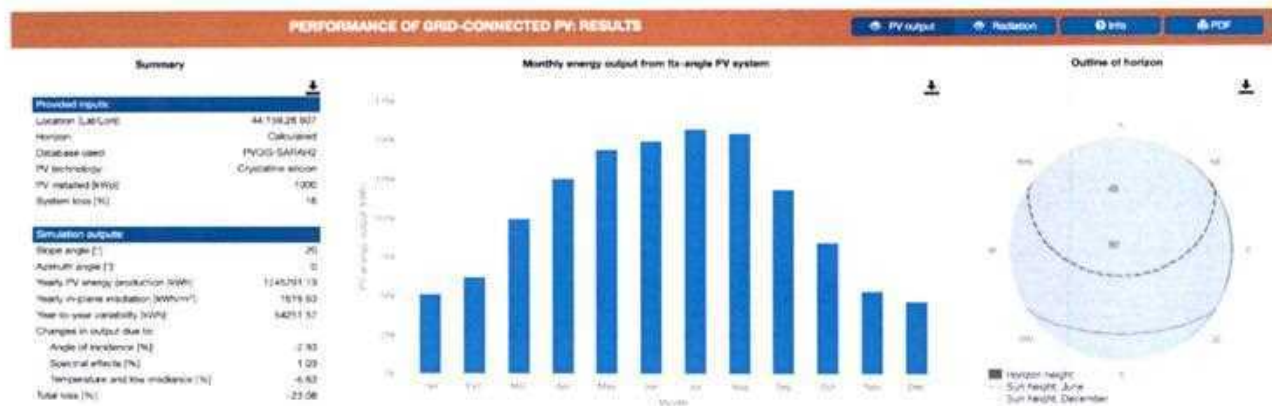


Fig. 3.2.2.1 – Simularea sistemului PV monocristalin – module 500 Wp pentru CEF Termocentrale Constanta – orientare E

Luna	Cantitatea de energie electrică produsă [kWh/lună]
Ianuarie	51212,19
Februarie	62511,93
Martie	99426,62
Aprilie	125315,1
Mai	144010,03
Iunie	151243,00
Iulie	157215,30
August	154340,35
Septembrie	118336,47
Octombrie	84383,70
Noiembrie	53259,02
Decembrie	46727,34
TOTAL	1247981,05

Tabelul 3.2.2.2 – Producția Sistemului sistemului PV monocristalin - Amplasare module fotovoltaice pe sol 1.000 kW

Indicatorii urmăriți prin proiect rezultați din scenariul 2, sunt:

Indicatorul I.1 = Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian, solar sau hidro: 1 MWp

Indicatorul I.2 =Reducerea gazelor cu efect de sera: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră: producția de energie electrică 1.247,98 MWh/an * 0,6119 tone CO2/MWh = 763,64 tone CO2/an

Indicatorul I.3 = Producția medie de energie din surse regenerabile: 1.247,98 MWh/an. Rezultă o perioadă de utilizare anuală de 1.247.98 h/an.

Indicatorul I.4 = Producția totală de energie din surse regenerabile pentru perioada de referință: 1.247,98 *20 ani= 24.959,62 MWh.

Indicatorul I.5 = Procentul din producția totală de energie din surse regenerabile estimat a fi folosit pentru consumul propriu (*): 100%

Indicatorul I.6= Factorul de capacitate al centralei: 14,25%

Curba de consum si productie pentru Scenariul 2 este evidentiata in fig. 3.2.2.2

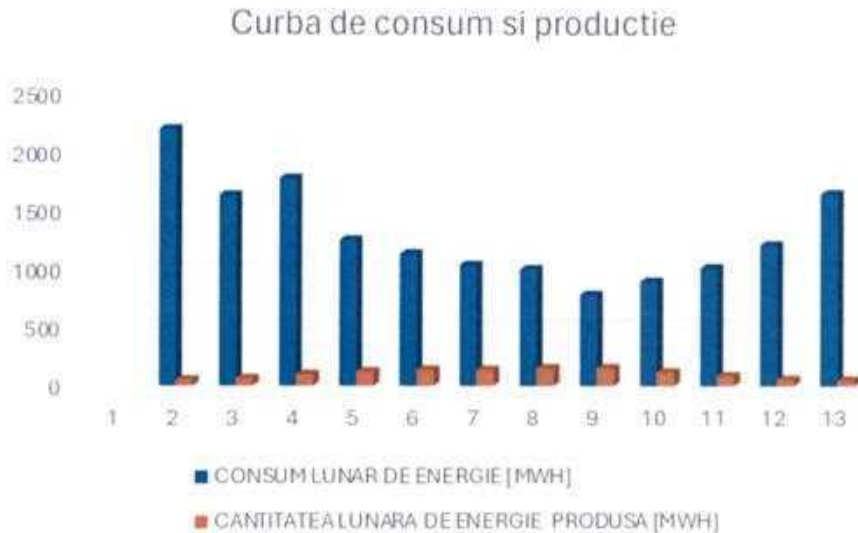


Fig. 3.2.2.2 curba de consum si productie

3.3. Costurile estimative ale investiției

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții cu caracteristicile tehnice și parametrii specifici obiectivului de investiții sunt prezentate în tabel:

Costurile estimative pentru realizarea investiției	Scenariul 1	Scenariul 2
Costul total al investiției, exclusiv TVA (lei)	2.669.161,65	3.260.050,43

Costurile estimative pentru realizarea investiției

Costurile specifice de investiție aferente proiectului centralei fotovoltaice, în fiecare din cele două variante tehnice constructive analizate, sunt prezentate în tabelul ce urmează și au fost calculate după formula: costuri estimative pentru realizarea investiției, fara TVA/puterea instalata.

Costurile specifice de investiție	Scenariul 1	Scenariul 2
	(Lei/kWp)	(Lei/kWp)
1. Costuri cu investiția de bază - centrală fotovoltaică	2.669,16	3.260,05

1 Costurile specifice de investiție

Determinarea costurilor specifice de investiție, așa cum se prezintă în tabelul de mai sus, oferă o imagine de ansamblu asupra investiției oferind posibilitatea de comparare cu proiecte similare din piața globală și cea europeană.

Pentru analiza comparativă cu proiecte similare se folosesc valori de benchmarking disponibile din surse bibliografice relevante și de încredere, cu identificarea categoriilor de costuri investiționale pentru care există corespondent în investiția analizată și în

studiile de benchmarking²³ [1],[2]. Spre exemplu, investiția avută în vedere în acest studiu de fezabilitate cuprinde o centrală fotovoltaică care valorifică un amplasament nefiind pretabil pentru o valorificare mai avantajoasă. Întrucât investițiile în centrale fotovoltaice analizate în studiile de benchmarking nu cuprind amenajări speciale ale amplasamentelor, pentru corectitudinea analizei comparative, costurile investiționale asociate consolidării amplasamentului se prezintă separat, iar pentru analiza comparativă s-a determinat costul specific cu investiția de bază.

Sinteza datelor de benchmarking [1],[2] privind proiecte similare la nivel global și european național se prezintă în cele ce urmează:

NIVEL GLOBAL	
Valori de benchmarking [1],[2] privind investițiile în centrale fotovoltaice - nivel global, 2022	
Cost total de investiție - nivel maxim (Euro/ kWp)	1955
Cost total de investiție - nivel minim (Euro/ kWp)	510
Cost total de investiție - valoare medie (Euro/ kWp)	808

Valori de benchmarking privind investițiile în centrale fotovoltaice la nivel global
Graficul valorilor privind investiția de bază în centrala fotovoltaică de producere a energiei electrice pentru cele 2 variante constructive ale proiectului analizat, în comparație cu cele ale proiectelor similare identificate la nivel global, se prezintă în cele ce urmează (fig. 3.3.1)

35

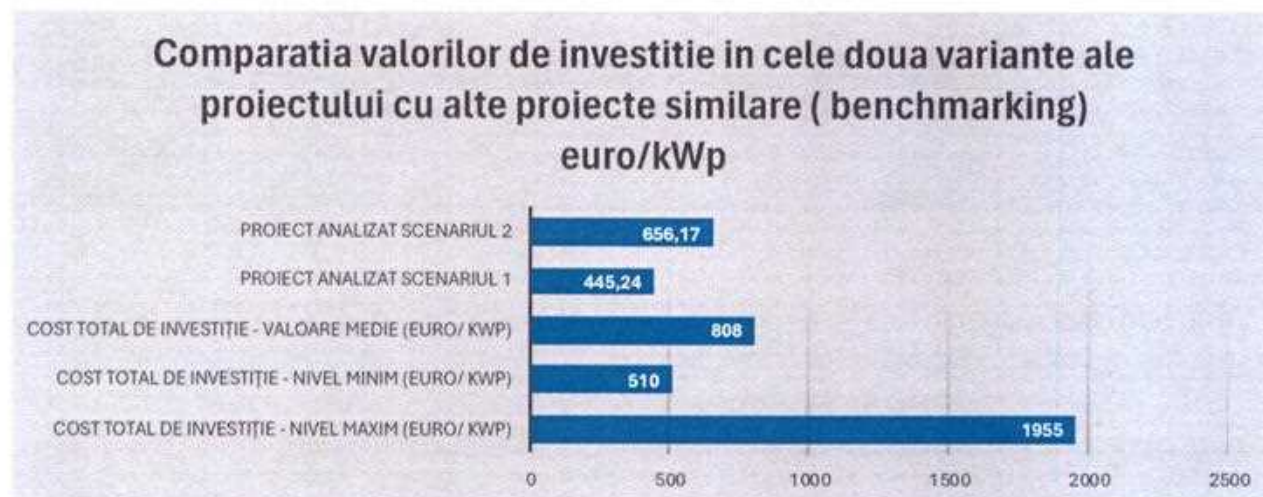


Fig. 3.3.1- Comparația valorilor de investiție în cele 2 variante ale proiectului analizat cu alte proiecte similare

Din analiza comparativă a variantelor propuse pentru centrala fotovoltaică cu alte proiecte similare se constată că nivelul costurilor investiționale se încadrează în plaja valorilor specificate în benchmarking [1],[2].

²³ [1] IRENA - International Renewable Energy Agency <https://www.irena.org/>

²⁴ [2] Sursa date: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

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

Proiectul propus prin prezentul studiu de fezabilitate va obține autorizația de construire cu respectarea CU 1574/20.06.2024.

Pentru racordarea la Sistemul Energetic Național, în conformitate cu legislația și reglementările tehnice în vigoare, a noii capacități de producție, se va demara procedura de obținere a avizului tehnic de racordare de la distribuitorul de energie electrică din zonă (DEER).

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

- Grafic orientativ de realizare a investiției – Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, pe acoperis, cu module fotovoltaice monocristaline de 450 W respectiv 550 W.

Nr. crt.	Descriere activitate	Perioada de realizare a investiției, în luni											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1		CAPITOLUL I: COMPONENTA DE INVESTIȚIE											
1.1	Faza de pregătire a implementării + solicitare avize și autorizații												
2		CAPITOLUL II: FAZA DE ACHIZIȚIE											
2.1	Organizarea procedurilor de achiziție contract de lucrări, proiectare + execuție												
2.2	Achiziție contract de lucrări												
3		CAPITOLUL III: FAZA DE PROIECTARE											
3.1	Elaborare proiect tehnic + detalii de execuție												
4		CAPITOLUL IV: FAZA DE CONSTRUIRE											
4.1	Organizarea de șantier												
4.2	Instalații și construcții												
4.3	Montaj utilaje tehnologice												
4.4	Racordare la SEŃ												
5		CAPITOLUL V: FAZA DE ASISTENȚĂ ȘI CONSULTANȚĂ											
5.1	Consultanță												
5.2	Asistență tehnică												
6		CAPITOLUL VI: PROBE TEHNOLOGICE ȘI TESTE											
6.1	probe tehnologice și teste												
A	Componenta de pregătire a personalului												
B	Faza de audit și raportare												
C	Publicitate												

- Grafic orientativ de realizare a investiției – Scenariul 2 - Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Nr. crt.	Descriere activitate	Perioada de realizare a investiției, în luni											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
CAPITOLUL I: COMPONENTA DE INVESTIȚIE													
1	Faza de pregătire a implementării + sollicitare avize și autorizații												
CAPITOLUL II: FAZA DE ACHIZIȚIE													
2	Organizarea procedurilor de achiziție contract de lucrări, proiectare + execuție												
2.1	Achiziție contract de lucrări												
2.2													
CAPITOLUL III: FAZA DE PROIECTARE													
3	Elaborare proiect tehnic + detalii de execuție												
3.1													
CAPITOLUL IV: FAZA DE CONSTRUIRE													
4	Organizarea de șantier												
4.1	Instalații și construcții												
4.2	Montaj utilaje tehnologice												
4.3	Racordare la SEN												
4.4													
CAPITOLUL V: FAZA DE ASISTENȚĂ ȘI CONSULTANȚĂ													
5	Consultanță												
5.1	Asistență tehnică												
5.2													
CAPITOLUL VI: PROBE TEHNOLOGICE ȘI TESTE													
6	probe tehnologice și teste												
6.1													
A	Componenta de pregătire a personalului												
B	Faza de audit și raportare												
C	Publicitate												

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

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

Având în vedere evoluția pieței de energie electrică, a strategiei energetice a României, Termocentrale Constanta S.R.L. urmează să implementeze un proiect de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară în localitatea Constanța, Județul Constanta.

Având disponibilă o suprafață de acoperisuri de aproximativ 15.000 mp, compania dorește optimizarea la maxim a acestei suprafețe.

Studiul de fezabilitate are ca scop stabilirea și evaluarea lucrărilor necesare pentru dezvoltarea unei noi capacități de producție de energie electrică precum și evidențierea efectelor economico-financiare ale acestei investiții asupra Termocentrale Constanta SRL.

Ca urmare a realizării acestei investiții, se preconizează a fi îndeplinite următoarele:

- Asigurarea unei flexibilități crescute în ceea ce privește producția de energie electrică în funcție de cerere și de iradierea maximă disponibilă;
- Durata de viață a instalației să fie de 20 ani cu o reducere maximă a randamentului de până la 15 % la finalul acestei perioade;
- Reducerea emisiilor de CO₂.

Scenariile luate în considerare sunt cele descrise la capitolul 3, respectiv:

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe acoperis cu module fotovoltaice monocristaline de 450 W respectiv 550 W.**
- **Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W**

Perioada de referință este de 20 de ani, pentru sectorul energie, care nu include și perioada de implementare a proiectului.

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

Este cunoscut faptul că mediul înconjurător și societatea umană suportă adesea acțiunea unor fenomene extreme periculoase cu origine diferită, naturală sau antropică, ce pot produce dereglări distructive și brutale în anumite sisteme sau situații prestabilite.

Aceste evenimente [cutremure, alunecări de teren, fenomene meteorologice extreme (ninsori abundente, furtuni, inundații, secete, ciclon, uragan, tornade, incendii de vegetație), accidente tehnologice, situații conflictuale etc.] se produc de regulă pe neașteptate și pot provoca numeroase pagube materiale, dezechilibre ecologice ce intra sub incidența fenomenului respectiv.

Din analiza acestor evenimente, rezulta următoarele date:

Mun. Constanta, jud. Constanta, nu se află în zona cu risc seismic ridicat.

Cladirea propusă pentru realizarea investiției nu se află într-o zonă cu risc de alunecări de teren.

Cladirea propusă pentru realizarea investiției nu se află într-o zonă cu risc de inundații.

Fenomenele meteorologice extreme, accidentele tehnologice sau situatiile conflictuale nu sunt riscuri care pot fi luate in calcul in analiza vulnerabilitatilor, in cazul acestui proiect.

Schimbările climatice reprezintă o provocare pentru producerea și transportul energiei electrice datorită creșterii treptate a temperaturii, a numărului și severității fenomenelor meteorologice extreme și a schimbării tiparelor de precipitații. Riscurile și vulnerabilitățile asociate schimbărilor climatice trebuie evaluate corespunzător în vederea integrării în planificarea, proiectarea și implementarea proiectelor.

Reducerea cererii de energie electrică pentru încălzire iarna ca urmare a creșterii temperaturii medii globale nu compensează creșterea de energie electrică necesară pentru funcționarea aparatelor de aer condiționat și a aparatelor de răcit din timpul zilelor călduroase. Schimbările climatice vor modifica cererea sezonieră de energie electrică care va fi mai scăzută iarna și mai ridicată vara.

Schimbările climatice pot provoca și o reducere a producției de energie hidroelectrică prin reducerea resurselor de apă. Scăderea resurselor de apă afectează și funcționarea Sistemului Energetic Național.

Scăderea producției de hidroenergie s-a resimțit deja în țara noastră când, datorită scăderii semnificative a nivelului de precipitații, la nivelul anilor 2003 și 2007 s-au obținut valori minime din punct de vedere istoric.

Instalația și panourile fotovoltaice componente sunt de asemenea proiectate pentru a rezista fenomenelor meteorologice de tipul zăpezii, vântului și grindinei.

În concluzie, vulnerabilitățile cauzate de schimbările climatice ce pot afecta investiția, nu vor avea vreun efect semnificativ asupra investiției, riscurile de apariție fiind extrem de scăzute.

38

38

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

- Necesarul de utilitati si de relocare/protejare, dupa caz

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, pe perioada instalării și punerii în funcțiune a centralei fotovoltaice, se va utiliza energia electrică de la rețeaua electrică de bază. Nu sunt necesare lucrări de relocare sau protejare a sistemelor de utilități deoarece procesul de implementare nu induce cerințe ca servicii suport a diferitelor utilități (apa, canal, gaze, energie electrică decât parțial din resurse proprii).

- Soluții pentru asigurarea utilitatilor necesare

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, soluțiile pentru asigurarea utilitatilor necesare sunt următoarele:

- alimentarea cu energie electrică se va realiza prin racordarea la rețeaua de energie electrică din rețeaua operatorului de distribuție DEER;

- racordarea la rețeaua de telecomunicații proprie, pentru funcționarea sistemului de comunicație WAM;

- alimentarea cu apă - nu este cazul, centrala fotovoltaică nu utilizează această utilitate;

- canalizare - nu este cazul, centrala fotovoltaică nu are în componența subansamble de acest tip.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) Impactul social și cultural, egalitatea de șanse – În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice analizate, impactul social și cultural se manifestă astfel:

Prin realizarea investiției se va asigura alimentarea consumatorilor din cadrul Termocentrale Constanta SRL cu energie electrică regenerabilă nepoluantă care este în conformitate cu legislația privind protecția mediului.

- În ceea ce privește impactul social, putem lua în calcul beneficiile rezultate prin înființarea și menținerea locurilor de muncă în industria de profil a sistemelor solare, ce implică PV-uri, invertoare, conductoare solare, sisteme de comunicații specifice, etc;

- În ceea ce privește impactul cultural, prin natura investiției acesta este estimat ca fiind neglijabil.

-Egalitatea de șanse și tratament este asigurată în cadrul Termocentrale Constanta S.R.L. în conformitate cu prevederile Regulamentului de organizare și funcționare, legate de non- discriminarea angajaților, colaboratorilor și tuturor părților implicate în activitatea companiei.

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

39

39

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

Pentru ambele scenarii, durata de realizare / implementare a investiției este de 12 luni.

În cazul ambelor Scenarii, proiectul va fi implementat, la nivel de proiectare, montaj, testare și punere în funcțiune, de un antreprenor general selectat de Termocentrale Constanta S.R.L., în urma unei proceduri competitive organizate conform prevederilor legale, care va angrena aproximativ 25 angajați în faza de execuție a lucrării.

Se estimează că un număr de minimum 2 persoane din partea antreprenorului general vor fi implicate în realizarea proiectului. Separat Termocentrale Constanta SRL, va constitui o Unitate de Implementare a Proiectului (UIP), formată din 2 persoane, angajați ai beneficiarului, și un prestator de servicii cu atribuții în managementul de proiect. Aceștia vor avea ca atribuții, printre altele monitorizarea realizării investiției de către antreprenorul general.

În cazul ambelor opțiuni tehnico-economice, perioada de operare va fi de minim 20 ani. De asemenea, în cazul ambelor OTE, vor fi folosite panouri fotovoltaice cu o durată de viață de 25 de ani și invertoare cu durată de viață de 20 de ani. Având în vedere aceste elemente, se poate estima că, pentru o perioadă de 20 de ani de operare, personalul din cadrul Termocentrale Constanta S.R.L. care se va ocupa de supravegherea operării centralei fotovoltaice și de raportare va avea locul de muncă asigurat. Conform strategiei de exploatare a investiției întocmite de beneficiar, 1 persoană angajată a Termocentrale

Constanta S.R.L. va avea ca atribuții supravegherea operării centralei fotovoltaice și raportarea periodică, în conformitate cu prevederile legale, către autorități.

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

Protecția biodiversității și a siturilor protejate:

Nu e cazul.

❖ **Atenuarea schimbărilor climatice**

Proiectul propus va avea un impact pozitiv asupra reducerii emisiilor de GES provenite din producerea și utilizarea energiei, care conduc la eliminarea treptată a cărbunelui din mixul energetic și înlocuirea acestuia cu capacități de producție, orientate către viitor, flexibile și eficiente de energie electrică. Termocentrale Constanta S.R.L. va contribui la decarbonizarea sectorului energetic prin stimularea dezvoltării capacităților suplimentare de producere a energiei din surse regenerabile.

Înlocuirea cărbunelui din mixul energetic nu are un impact negativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind atenuarea schimbărilor climatice, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării proiectului. Mai mult, implementarea proiectului va conduce la o reducere a emisiilor de GES în sectorul energetic.

40

40

Impactul proiectului asupra climei respectiv emisiile de gaze cu efect de seră este nesemnificativ, astfel ca nu sunt necesare propuneri de măsuri pentru prevenirea și reducerea acestuia.

Impactul evoluției schimbărilor climatice și a fenomenelor extreme asupra proiectului este redus în consecință nu sunt necesare măsuri specifice de adaptare la variabilitatea climei actuale și viitoare.

❖ **Adaptarea la schimbările climatice**

Proiectul propus nu are un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind adaptarea la schimbările climatice, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Sensibilitatea activității desfășurate pe amplasament la variația parametrilor climatici și la apariția fenomenelor meteorologice extreme, este neînsemnată.

Parametrii climatici în raport cu care s-a evaluat sensibilitatea proiectului sunt:

- ❖ Efecte primare ale schimbărilor climatice: precipitații și temperaturi extreme maxime, medii și minime, radiația solară, umiditatea, viteza maximă și medie a vântului,
- ❖ Efecte secundare / pericole asociate: disponibilitatea resurselor de apă, furtuni, inundații, calitatea aerului, incendii și cutremure ori alte fenomene sau evenimente artificiale sau naturale.

Se considera ca apariția pericolului climatic nu are impact major asupra activității desfășurate pe amplasament.

Impactul va fi minim din punct de vedere economic, de mediu și/sau social și poate fi rezolvat prin întreținerea și exploatarea corespunzătoare a parcului fotovoltaic.

În faza de realizare lucrări impactul va fi local, numai în zona de lucru, redus în perioada funcționării dacă se respecta toate măsurile de protecție a mediului.

Nu există riscul apariției unui impact cumulat semnificativ asupra factorilor de mediu.

❖ **Utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine**

Proiectul propus nu are un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind utilizarea și protecția sustenabilă a apelor și a resurselor marine, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării proiectului. Nu implică riscuri de degradare a mediului legate de păstrarea calității apei sau de accentuarea deficitului de apă.

41

Instalațiile fotovoltaice permit producerea energiei electrice fără utilizarea nici unui tip de combustie, deci fără surse de emisii directe sau indirecte, fără generarea de zgomote și vibrații, neavând utilaje, agregate, motoare în mișcare, ceea ce face ca impactul instalației asupra factorilor de mediu (apa, aer, sol, subsol, zgomot și vibrații) și implicit a sănătății populației să fie nesemnificativ, prin urmare efectul cumulativ al celor două proiecte este nesemnificativ (fără impact asupra mediului).

41

Nu se vor utiliza substanțe periculoase pentru întreținerea sistemelor fotovoltaice ce vor fi instalate prin proiect, care prin levigare pot afecta pânza freatică din apropiere. Nu se vor realiza alte instalații sanitare în zona de implementare a proiectului, utilizându-se doar instalațiile sanitare disponibile.

❖ **Economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeurii și reciclarea acestora**

Proiectul propus nu are un impact semnificativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind economia circulară, incluzând prevenirea deșeurilor și reciclarea, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Activitatea de gestionare a deșeurilor se va desfășura conform prevederilor privind regimul deșeurilor.

- ❖ **Deșeurii din construcții montaj:** Cantitatea de deșeurii rezultată în urma lucrărilor propriu-zise de construcții-montaj va fi redusă, colectarea fiind una din sarcinile executantului, pe toată perioada existenței șantierului. Vor mai rezulta deșeurii reprezentând în principal materialele folosite ca ambalaje ale echipamentelor aduse

pe șantier pentru lucrările de montaj. Acestea se vor colecta selectiv și vor fi depozitate temporar în spații special amenajate de către executant, conform ghidurilor de specialitate în vigoare. Decizia privind valorificarea sau depozitarea finală în depozite conforme a materialelor rezultate ca deșeuri din și pentru lucrările de construcții-montaj, va aparține executantului, dacă prin contract nu se hotărăște altfel.

- ❖ Deșeurile metalice rezultate se vor depozita temporar în incinta organizării de șantier, până când vor fi preluate ca deșeuri industriale reciclabile (fier vechi), de către firme autorizate.
- ❖ Executantul va urmări ca aprovizionarea cu materiale să se efectueze astfel încât să nu se creeze stocuri care, prin depreciere, să conducă la formarea de deșeuri.
- ❖ Deșeurile apărute vor fi depozitate în zone clar marcate și semnalizate, iar containerele pentru depozitare vor fi inscripționate. Se va urmări cu atenție să nu se depășească capacitatea de depozitare a containerelor.
- ❖ Deșeuri din funcționare: În timpul exploatării instalațiilor se va ține evidența deșeurilor produse, conform H.G. nr. 856/2002, avându-se în vedere tipul deșeurii, codul acestuia, cantitatea produsă, modul de colectare, stocare, valorificare/transport și eliminare finală.
- ❖ La finalul duratei de viață a panourilor fotovoltaice acestea vor fi transmise spre reciclare către centre specializate. În prezent nu există în România unitate specializată în reciclarea panourilor fotovoltaice întrucât nu suntem în situația unor generări importante de astfel de deșeuri, însă agenții economici autorizați cu valorificarea deșeurilor vor fi în măsură să gestioneze toate tipurile de deșeuri ce vor fi generate pe teritoriul țării noastre. Spre exemplu, compania franceză Veolia, prezentă cu afaceri și pe piața din România, a deschis deja prima fabrică europeană de reciclare a panourilor fotovoltaice în orașul Rousset din sudul Franței. (<https://www.green-report.ro/prima-fabrica-europeana-de-reciclare-a-panourilor-solare-s-a-deschis-in-franta/>)

42

42

❖ **Prevenirea și controlul poluării aerului, apei sau solului**

Proiectul propus nu are un impact negativ previzibil asupra obiectivului de mediu privind prevenirea și controlul poluării aerului, apei și solului, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării. Mai mult, proiectul propusă va contribui la reducerea emisiilor de GES din sectorul energetic.

Implementându-se reforma pieței de energie electrică, înlocuirea cărbunelui din mixul energetic și susținerea unui cadru legislativ și de reglementare pentru investițiile private în producția de electricitate din surse regenerabile, se estimează următoarele rezultate: până la 31 decembrie 2025, o capacitate instalată cumulată de 3780 MW producție de energie electrică pe bază de cărbune va fi dezafectată și parțial înlocuită de cel puțin 1300 MW în capacități de producție orientate către viitor, flexibile și eficiente, pe gaz, care permit utilizarea gazelor din surse regenerabile sau cu emisii scăzute de dioxid de carbon, precum și cu capacități de producție energie din surse regenerabile (cel puțin 3000 MW instalați și conectați la rețea, până la 30 iunie 2026), cu efecte pozitive asupra acestui obiectiv de mediu.

Având în vedere că sursele de poluare asociate activităților care se vor desfășura în faza de execuție sunt surse libere, deschise și au cu totul alte particularități decât sursele aferente unor activități industriale sau asemănătoare, nu se poate pune problema unor instalații de captare/prevenire și limitare emisii de poluanți în atmosferă

Stocarea temporară a deșeurilor nu generează poluanți care să afecteze calitatea aerului prin faptul că deșeurile sunt stocate pentru perioade foarte scurte de timp în containere sau recipiente adecvate, ele fiind ridicate periodic de către societăți specializate pentru valorificare/eliminare, pe baza de contract ferm încheiat în acest sens

Procesele tehnologice de execuție a lucrărilor specifice implică folosirea unor grupuri de utilaje cu funcții adecvate. Aceste utilaje în lucru pot reprezenta surse de zgomot.

În perioada de execuție, în fronturile de lucru, pe perioade limitate de timp, nivelul de zgomot poate atinge valori fără a depăși 60 dB(A) exprimat pentru perioade de maxim 10 ore. Aceste niveluri se încadrează în limitele acceptate de normele de protecția muncii și prevăzute de standardele și normativele în vigoare pentru acest gen de activități.

Pentru perioada de exploatare, limitele admisibile privind nivelurile de zgomot sunt cele prevăzute de standardul (SR 10009/2017).

43

43

Nu este necesar să se facă amenajări și dotări pentru protecția împotriva radiațiilor, întrucât nu sunt surse de radiații.

❖ **Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor**

Proiectul propus nu va avea un impact previzibil asupra obiectivului de mediu privind protecția și refacerea biodiversității și ecosistemelor, luând în considerare efectele directe și efectele primare indirecte de pe parcursul implementării.

Având în vedere condițiile de pe amplasament și amploarea investiției, se apreciază că impactul negativ asupra factorilor de mediu va fi neglijabil.

Zona afectată de execuția investiției prin stocarea temporară a materialelor utilizate la realizarea lucrărilor se limitează strict la spațiul deținut în folosință de titularul activității. Activitatea proprie zisa se va desfășura în spațiu împrejmuit prevăzut cu cai de acces betonate.

Pentru diminuarea eventualului impact local și temporar, se impun unele măsuri:

- după realizarea investiției se vor îndepărta deșeurile rezultate, suprafețele de teren ocupate temporar vor fi curățate și aduse la starea inițială.
- se vor amplasa containere pentru colectarea selectivă a deșeurilor urmând ca acestea să fie eliminate sau valorificate după caz, prin unități specializate, fără a pune în pericol sănătatea umană și fără a dauna mediului.
- se vor folosi materiale și utilaje care au agrement tehnic de specialitate.

- La terminarea lucrărilor, suprafețele de teren ocupate temporar, vor fi predate prin redarea acestora în circuitul funcțional. Constructorul are obligația de a preda amplasamentul către beneficiar, liber de sarcini.
- În faza de execuție cât și în faza de funcționare natura și dimensiunea proiectului măsurile de izolare a activității, stocarea controlată și pe termen scurt a deșeurilor, converg în elemente cu impact semnificativ redus asupra ecosistemelor terestre și acvatice.

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

Amplasamentul destinat investiției, este situat în incinta Termocentrale Constanta SRL, astfel încât se poate estima că impactul obiectivului de investiție raportat la mediul antropic în care acesta se integrează este neglijabil.

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

Termocentrale Constanta SRL intenționează să producă din surse solare, o parte din energia electrică necesară desfășurării activităților specifice. În contextul politicilor europene actuale, care au drept rezultat utilizarea tot mai mare a energiei electrice produse din surse regenerabile, Termocentrale Constanta SRL își propune să dezvolte o centrală electrică fotovoltaică pentru a realiza o producție de energie electrică sustenabilă, cu emisii cât mai reduse de carbon.

Implementarea proiectului menționat mai sus este oportună din punct de vedere al protecției mediului și sănătății populației prin faptul că energia regenerabilă are un orizont pe termen mediu, iar Europa a stabilit deja anul 2030 ca anul în care consumul de energie va fi 35% din surse regenerabile.

Principala atracție a energiei produse prin sisteme fotovoltaice este că, spre deosebire de alte surse, nu generează emisiile poluante nici direct, nici indirect. Odată ce s-a instalat sistemul fotovoltaic, nu vor mai exista emisii de gaze cu efect de seră. Acesta este un motiv bun pentru a opta pentru instalarea acestor sisteme.

Unul dintre cele mai importante aspecte ale sistemului fotovoltaic este acela că nu generează nici un fel de zgomot, spre deosebire de generatoarele convenționale de energie electrică. Pentru a se evita eventualele sunete enervante, atunci aceasta este o posibilitate de a câștiga extra confort sportiv sub aspectul poluării sonore.

Dimensionarea obiectivului se justifică prin mărimea suprafeței acoperisului pus la dispoziție pentru realizarea sistemului fotovoltaic și prin cerințele Beneficiarului.

44

44

4.6. Analiza financiară

4.6.1. Metodologie analiză financiară

Obiectivele și scopul analizei sunt calculul performanței și a sustenabilității financiare a proiectului propus spre finanțare pe parcursul perioadei de referință.

Specificarea perioadei de referință, în scopul de a stabili cea mai potrivită structură de finanțare. Analiza se efectuează din punct de vedere al beneficiarului proiectului, prin metoda cost beneficiu incrementală, cu luare în considerare a tehnicii actualizării.

Pe orizontul de timp analizat se vor lua în considerare doar fluxurile de numerar, respectiv valoarea reală de numerar plătită sau primită pentru proiect și ulterior implementării proiectului. Elementele contabile asimilate, de natura amortizării și fondurile de rezervă nu sunt incluse în analiza financiară.

De asemenea, analiza financiară va evalua profitabilitatea financiară a investiției ce va fi determinată cu indicatorii de performanță financiară precum: rata de rentabilitate financiară, fluxul de numerar cumulat, valoarea netă actualizată corespunzătoare.

Beneficiarul investiției propuse este înregistrat ca platitor de TVA (mai exact, pentru care TVA-ul este recuperabil), în consecință în cadrul analizei financiare costurile și veniturile operationale nu includ valoarea TVA.

De asemenea, valoarea TVA nu este luată în considerare pentru verificarea sustenabilității financiare a proiectului.

Având în vedere că proiectul propus nu aduce venituri nete, o analiză financiară este utilă doar pentru evaluarea fluxurilor de numerar.

Ipoteze specifice:

- Anul de baza este 2023.

- Perioada de referință utilizată în analiză este de 20 ani. Anul de implementare este 2025.

- Rata de actualizare este 5%.

D.p.d.v financiar, se vor analiza:

- Valoarea Financiară Netă Actualizată a Investiției (VNAF): arată capacitatea veniturilor nete de a susține costurile investiționale, indiferent de modul în care acestea sunt finanțate

- Rata Internă de Rentabilitate aferentă Investiției (RIRF): exprimă acel nivel al ratei dobânzii pentru care veniturile actualizate sunt egale cu cheltuielile actualizate și care face ca valoarea venitului net actualizat să fie egală cu zero. Rata internă de rentabilitate aferentă investiției este pragul minim de rentabilitate a unui proiect, sub nivelul căruia acesta nu este eficient.

- Raportul Beneficiu – Cost (B-C) aferent investiției exprimă măsura în care costurile totale actualizate pot fi acoperite din veniturile totale actualizate.

- Durata de recuperare (DR) aferentă investiției, exprimă perioada de timp în care investiția este recuperată din beneficiile nete ale proiectului.

- Proiectul este considerat rentabil atunci când venitul net actualizat este pozitiv, respectiv rata de rentabilitate este mai mare decât rata de actualizare luată în calcul. Dacă acest deziderat nu este îndeplinit se va face analiza scenariilor privind capitalul investit și identificarea surselor de capital care pot susține implementarea investiției, fie finanțări nerambursabile ori alte scheme de susținere dacă sunt disponibile.

- Determinarea Fluxului Financiar al Capitalului Propriu (K) pe perioada de analiză

Fluxul financiar al capitalului propriu arată investitorului gradul de profitabilitate pe care îl implică investiția sa și îi oferă o imagine asupra oportunității investiției în prezentul proiect față de o altă utilizare a fondurilor sale proprii (depozite bancare, achiziție acțiuni, alte investiții de capital). Totodată, acesta arată capacitatea veniturilor nete proprii de a susține costurile investiției, luând în considerare toate sursele de finanțare a proiectului și obligațiile financiare ale beneficiarului.

Fluxul financiar al capitalului propriu arată instituției finanțatoare/investitorului modul în care beneficiarul proiectului este capabil să își achite obligațiile financiare fără a pune în pericol activitatea operațională a obiectivului de investiții.

- Calcularea următorilor indicatori de performanță financiară ai capitalului propriu investit în proiect:
 - Valoarea Financiară Netă Actualizată aferentă Capitalului Propriu (VNAF/K): exprimă excedentul cumulată actualizată al fluxului financiar pe durata de analiză și arată capacitatea veniturilor nete de a susține recuperarea capitalului propriu investit în proiect.
 - Rata Internă de Rentabilitate aferentă Capitalului Propriu (RIRF/K): măsoară capacitatea proiectului de a asigura o rentabilitate adecvată a capitalului propriu investit.
 - Raportul beneficii/cost (B-C/K), exprimă măsura în care costurile totale actualizate pot fi acoperite din veniturile totale actualizate.
 - Durata de recuperare (DR/K), exprimă perioada de timp în care capitalul investit este recuperat din beneficiile nete ale proiectului. Proiectul este considerat rentabil pentru VNAF/K pozitiv, RIRF/K mai mare decât rata de actualizare luată în calcul, raportul B-C/K supraunitar.

46

Varianta optimă va fi determinată pe baza valorii maxime a indicatorilor de performanță financiară.

46

În prezentul studiu de fezabilitate, costul nivelat al energiei va fi calculat ca medie a Pretului de baza al energiei electrice PZU, facturat în perioada de analiză.

4.6.2. Costuri investitoriale

Costurile investiționale aferente fiecărei variante în parte, precum și durata totală a lucrărilor de investiții, sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Specificație	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Total investitie fara TVA	RON	2.669.161,65	3.260.050,43
Durata de execuție	Luni	12	12

4.6.3. Premise ale analizei financiare

Pentru analiza financiară a noii investiții, au fost studiate două variante constructive propuse pentru centrala fotovoltaică, fiind considerate câte două variante de implementare: în prima varianta se consideră că investiția este finanțată din surse exclusiv proprii, fără grant; în a doua varianta de analiză se consideră că investiția se implementează prin mix de surse proprii de capital și un grant/ ajutor financiar nerambursabil.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Scenariul 1				
Varianta 1		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli eligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	2.669.161,65	0,00	0,00	2.669.161,65
<i>% din total investitie</i>	<i>100%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>100,0%</i>
Varianta 2		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	598.425,90	0,00	0,00	598.425,25
Cheltuieli eligibile	2.070.736,0	1.565.014,50	0,00	505.721,90
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	2.669.161,65	1.565.014,50	0,00	1.104.147,15
<i>% din total investitie</i>	<i>100%</i>	<i>58,63%</i>	<i>0,0%</i>	<i>41,37%</i>

Tab. 4.6.3.1 prezentare variante economice pt scenariul 1

Scenariul 2				
Varianta 1		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Cheltuieli eligibile	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	3.260.050,43	0,00	0,00	3.260.050,43
<i>% din total investitie</i>	<i>100%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>100%</i>
Varianta 2		grant	credit	aport propriu
Cheltuieli neeligibile	617.903,94	0,00	0,00	629.337,83
Cheltuieli eligibile	2.630.712,60	1.911.367,57	0,00	535.441,90
Total Investitie - exclusiv TVA si cost creditare	3.260.050,43	1.911.367,57	0,00	1.164.779,73
<i>% din total investitie</i>	<i>100%</i>	<i>58,63%</i>	<i>0,0%</i>	<i>41,37%</i>

Tab. 4.6.3.2 prezentare variante economice pt scenariul 2

▪ Premise tehnice:

Analiza financiară a fost realizată pentru fiecare variantă pe baza unor premise tehnice, prezentate în tabelul următor:

Ipoteze de analiză	Scenariul 1	Scenariul 2
PRODUCȚIE ENERGIE		
Capacitate instalată în invertoare (MWac)	1	1
Capacitate instalată în panouri fotovoltaice (MWp)	1,0004	1,0000
Producția anuală de energie în primul an determinată cu PVGIS- MWh	1.273,80	1.247,98
Disponibilitate centrală / an	100%	
Pierdere de eficiență în primul an	2%	
Pierdere de eficiență medie anuală după primul an	0,55%	
Prețul mediu de baza al energiei electrice PZU	508 lei /MWh	
Media anuala netă - cantitatea de energie electrică disponibilă pentru livrare AN 1 (MWh)	1.273,80	1.247,98
Consum propriu tehnologic - MWh/an	1,27	1,24

Proгноza producției de energie electrică dată de centrala fotovoltaică în fiecare variantă constructivă analizată, a fost estimată pornind de la valoarea producției în primul an de exploatare calculată cu aplicația software PVGIS și aplicând pierderile anuale de performanță precizate în fișele tehnice specifice fiecărei variante constructive.



Fig. 4.6.3.1 Proгноza de energie produsă și disponibilă pentru autoconsum/livrare pe durata de exploatare (MWh/an - Scenariul 1)



Fig.4.6.3.2 Proгноza de energie produsă și disponibilă pentru autoconsum/livrare pe durata de exploatare (MWh/an - Scenariul 2)

Economia de emisii de gaze cu efect de seră:

Utilizarea energiei electrice produse în centralele fotovoltaice, din sursă regenerabilă nepoluantă cu nivel neutru de emisii de GES, poate lua locul unui consum similar de energie produsă din sursele clasice componente ale mixturii energetice naționale ce generează emisii de GES în funcție de sursa primară de energie valorificată. Rolul centralei fotovoltaice studiate în acest document și ce va fi construită de Termocentrale Constanta S.R.L., este acela de a înlocui producția energiei pe bază de combustibili fosili și de a contribui la o reducere semnificativă a emisiilor de GES așa cum arată calculele din tabelul de mai jos:

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Specificație	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Putere Instalată în panouri	MW	1	1
Putere Instalată în invertoare	MWac	1	1
Energia electrică produsă	MWh/an	1.273,80	1.247,98
Economia de emisii raportată la producția de electricitate din combustibili fosili	tCO2/an	779,44	763,64

▪ Premise economice:

•Perioada de analiză este de 20 de ani pentru toate variantele analizate, din care: un an perioada de execuție a investițiilor și 20 de ani durată de operare comercială.

•Rata financiară de actualizare este de 5%, fiind considerată ca rată a eficienței marginale sau o limită minimă a eficienței pentru acest tip de investiții. Rata de actualizare a fost stabilită luând în considerare următoarele elemente:

- o Rata neutră de plasament
- o Rata inflației
- o Rata dobânzii
- o Rata de risc micro și macro-economic
- o Rata eficienței medii pe sector

•Impozitul pe profit considerat pentru evaluarea rezultatului net este de 16%, conform prevederilor legale în vigoare.

•În cadrul analizei sunt utilizate prețuri la valoare contabilă (nu conțin TVA sau alte taxe), fiind aceleași în toate variantele analizate.

•În cadrul analizei financiare a investiției se consideră că finanțarea valorii de investiție este asigurată din surse proprii pentru toate variantele analizate.

•În cadrul analizei financiare a capitalului, se consideră că finanțarea valorii de investiție este asigurată combinat din surse atrase (grant=ajutor financiar nerambursabil) și surse proprii, pentru toate variantele analizate.

•În analiza economică se va folosi o rată de actualizare economică de 5%.

•Au fost considerate aceleași prețuri în toate variantele analizate.

•Analiza de cost-beneficiu se va realiza în etape succesive, după cum urmează:

(1) În prima etapă se verifică dacă proiectul de investiție este capabil să genereze pe durata de operare venituri nete suficiente pentru a se acoperi cheltuielile, inclusiv cele investiționale. Pentru claritatea analizei și comparabilitatea cu alte investiții similare, indicatorii financiari ai investiției se determină pentru investiția suportată exclusiv din capitalul propriu. Varianta optimă pentru soluția tehnică de implementare a proiectului va fi considerată cea pentru care se înregistrează cele mai bune rezultate din analiza financiară.

(2) Pentru o rată de rentabilitate financiară mai mică decât rata de actualizare utilizată, situație în care venitul net actualizat al investiției este mai mic decât zero, se va verifica fezabilitatea economică a proiectului de investiție și dacă rezultatele analizei economice sunt favorabile atunci se consideră că investiția este necesară și se vor căuta scenarii de implementare adecvate;

(3) În condițiile în care indicatorii financiari ai investiției nu înregistrează rezultatele dorite, se vor verifica scenariile de implementare, prin identificarea unor surse de capital

alternative și ponderea acestora alături de capitalul propriu, astfel încât mixtul de capital format să fie capabil să susțină implementarea investiției în parametri dorțiți.

(4) Scenariul pentru care se vor obține rezultatele cele mai bune ale indicatorilor capitalului investit va fi considerat scenariul recomandat, pentru care se va realiza analiza de senzitivitate cu scopul identificării vulnerabilităților și riscurilor asociate.

Pentru claritate și sinteză a procesului de evaluare succesiunea etapelor de analiză cost-beneficiu se prezintă grafic în cele ce urmează:

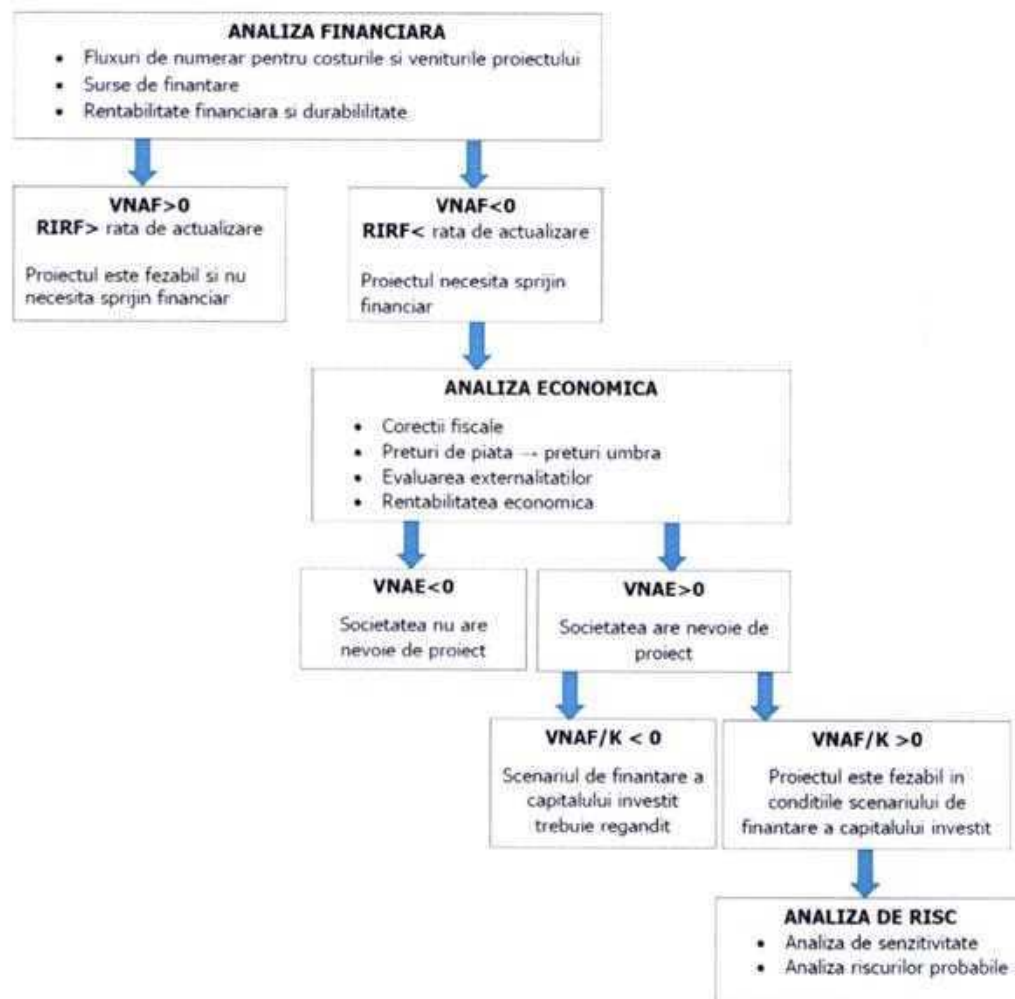


fig. 4.6.3.3 Etape analiza cost-beneficiu

4.6.4. Analiza cheltuielilor și prezentarea cheltuielilor

Prin cheltuială se înțelege plata factorilor de producție cu care se aprovizionează întreprinderea. Acești factori nu se consumă în întregime în decursul unui ciclu de producție, rămânând sub formă de stocuri. Costul de producție, reprezintă cheltuielile corespunzătoare factorilor efectiv consumați. Între cheltuieli și costuri există egalitate numai atunci când în procesul de producție se consumă în întregime toți factorii cu care s-a aprovizionat întreprinderea.

Cheltuielile se împart după o serie de criterii, cum ar fi :

- După natura lor (după tipul de activitate) :

- a) cheltuieli de exploatare;
- b) cheltuieli extraordinare (nu este cazul în aceasta situație);

O primă analiză structurală a cheltuielilor se face astfel :

$Ch = Ch_e + Ch_f + Ch_{ex}$, unde:

Ch = cheltuieli totale;

Cheltuielile de exploatare, sunt acele cheltuielile care se referă la :

- a) cheltuieli cu materiile prime și materiale;
- b) cheltuieli cu personalul;
- c) cheltuieli cu lucrările și serviciile prestate de terți;
- d) cheltuieli cu impozite, taxe și vărsăminte asimilate.

Ch_e = cheltuieli de exploatare;

Corespunzător cheltuielilor, există veniturile:

$VT = V_e$ unde:

VT = venituri totale;

V_e = venituri de exploatare;

- După comportamentul lor față de volumul producției :

a) cheltuieli variabile = acele elemente de cheltuieli care se modifică odată cu variația volumului de activitate (de producție).

- cheltuieli cu materialele (ex. în cazul de față - piese de schimb);

- cheltuieli cu serviciile și lucrările prestate de terți, mentenanță;

- serviciile de Contabilitate și Audit profesionale nu sunt îndeajuns de voluminoase pentru a necesita un nou angajat așa că vor fi acoperite prin personalul deja existent al Solicitantului.

- asigurarea a fost prevăzută la o cota anuală de 1,5%, din valoarea asigurată sau valoarea activelor imobilizate brute în conformitate cu cotele practicate pe piață;

b) cheltuieli fixe sau convențional constante, sunt acele cheltuieli care nu se modifică odată cu variația volumului de activitate.

- cheltuielile generale ale entității;

- cheltuielile comune ale entității.

$C = C_v + C_f$, unde:

C = cheltuieli totale;

C_v = cheltuieli variabile;

C_f = cheltuieli fixe.

Cheltuielile fixe sau convențional - constante se apreciază în raport cu comportamentul pe care îl au față de variația volumului fizic al producției. În categoria cheltuielilor fixe, în general, intră următoarele elemente:

- prime de asigurare;

- impozite și taxe legale.

Aceste cheltuieli sunt legate de existența entității, iar ele se înregistrează chiar și atunci când activitatea întreprinderii este oprită temporar, (daca este cazul).

Analiza cheltuielilor fixe se realizează din punct de vedere structural pentru a elimina acele cheltuieli neeconomice și din punct de vedere factorial pentru a evidenția factorii care le influențează și măsura în care aceștia pot fi controlați.

Estimări privind forța de muncă ocupată prin realizarea investiției.

Pentru faza de execuție se creează locuri de muncă direct implicate în realizarea investiției. Concret, personalul angajat în acest scop va participa la execuția obiectivului din faza de amenajare a terenului, montajul structurii de susținere a panourilor fotovoltaice, montajul acestora, până la darea în funcțiune. Pe lângă muncitorii necalificați și calificați, se preconizează apelarea la personal de specialitate aparținând firmelor care vor realiza racordarea investiției la sistemul energetic național.

Număr de locuri de muncă create în faza de operare

În perioada de operare a investiției nu vor fi create locuri noi de muncă. Doi angajați existenți, vor prelua în portofoliul de atribuții exploatarea investiției, după ce vor fi instruiți de către executantul lucrării. În acest scop, acest angajați vor beneficia de sporuri salariale în valoare de 50% din salariul mediu brut încasat la nivelul companiei Termocentrale Constanta SRL.

Centrala fotovoltaică funcționează automatizat, astfel că pentru operare costurile se rezumă la întreținerea și monitorizarea funcționării (de la distanță). Întreținerea este reprezentată din curățarea de praf a panourilor sau zapada, etc.

Cheltuieli variabile = acele elemente de cheltuieli care se modifică odată cu variația volumului de activitate (de producție).

- cheltuieli cu materialele (ex. în cazul de față - piese de schimb);
- cheltuieli cu serviciile și lucrările prestate de terți, mentenanță;
- serviciile de Contabilitate și Audit profesionale nu sunt îndeajuns de voluminoase pentru a necesita un nou angajat așa că vor fi acoperite prin personalul deja existent al Termocentrale Constanta SRL.

- asigurarea a fost prevăzută la o cota anuală de 1,5%, din valoarea asigurată sau valoarea activelor imobilizate brute în conformitate cu cotele practicate pe piață;

Analiza factorială a cheltuielilor variabile se determină cu ajutorul modelului :

$$\Delta Ch_v = \frac{Ch_v}{CA} \times 1000 = \frac{\sum q_v \times cv}{\sum q_v \times p} \times 1000, \text{ unde:}$$

cv = cheltuieli variabile la o unitate de produs; p = prețul pe o unitate de produs.
schema factorială este următoarea :

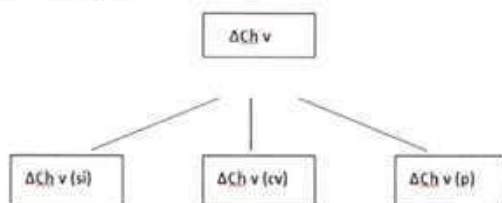


Fig. 4.6.3.4

b) **cheltuieli fixe** sau convențional constante, sunt acele cheltuieli care nu se modifică odată cu variația volumului de activitate.

- amortizarea mijloacelor fixe (amortizarea prin metoda liniară);
- cheltuielile generale ale entității;
- cheltuielile comune ale entității.

$$C = C_v + C_f, \text{ unde:}$$

C = cheltuieli totale;

C_v = cheltuieli variabile;

Cf = cheltuieli fixe.

Cheltuielile fixe sau convențional - constante se apreciază în raport cu comportamentul pe care îl au față de variația volumului fizic al producției. În categoria cheltuielilor fixe, în general, intră următoarele elemente:

- cheltuieli cu amortizarea mijloacelor fixe;
- prime de asigurare;
- impozite și taxe legale.

Aceste cheltuieli sunt legate de existența entității, iar ele se înregistrează chiar și atunci când activitatea întreprinderii este oprită temporar, (daca este cazul).

Analiza cheltuielilor fixe se realizează din punct de vedere structural pentru a elimina acele cheltuieli neeconomice și din punct de vedere factorial pentru a evidenția factorii care le influențează și măsura în care aceștia pot fi controlați.

Analiza factorială a cheltuielilor fixe

Eficiența cheltuielilor fixe se apreciază cu ajutorul indicatorului cheltuieli fixe la 1.000 lei venituri din exploatare sau cheltuieli fixe la 1.000 lei CA.

$$Ch f \times 1000 / CA = \frac{Ch f}{\sum qv \times p} \times 1000$$

Analiza cheltuielilor materiale

Cheltuielile materiale, de cele mai multe ori, dețin ponderea cea mai mare în structura cheltuielilor de producție. Ele sunt date de volumul resurselor materiale consumate și de prețul acestora. Volumul resurselor materiale consumate este dependent de consumurile specifice, adică de cantitatea din resursa materială necesară și consumată pentru realizarea unei unități de produs. Diminuarea cheltuielilor materiale se realizează în principal, prin diminuarea consumurilor specifice, iar acestea din urmă numai prin introducerea unor tehnologii performante.

Analiza factorială a cheltuielilor materiale se realizează cu ajutorul indicatorului de eficiență economică a cheltuielilor.

Analiza cheltuielilor cu amortizarea

Cheltuielile cu amortizarea, ca parte componentă a cheltuielilor materiale, au un caracter convențional-constant și sunt condiționate de dinamica volumului producției ca efect al creșterii gradului de utilizare al mijloacelor fixe. Amortizarea, ca expresie fizică a uzurii, influențează atât cheltuielile materiale, cât și costurile de producție ale întreprinderii.

Amortizarea se determina prin aplicarea cotei de amortizare asupra valorii de intrare a mijloacelor fixe. Cota de amortizare se determina prin împărțirea cifrei 100 la durata normală de funcționare stabilită prin Catalog. (stabilit prin lege)

Regimul de amortizare

Utilizarea regimului de amortizare liniară constă în includerea uniformă în cheltuielile de exploatare a unor sume fixe, stabilite proporțional cu durata normală de funcționare a mijlocului fix.

Amortizarea liniară se determina utilizând regula de bază privind calculul amortizării, respectiv prin aplicarea cotei anuale de amortizare asupra valorii de intrare a mijloacelor fixe.

Mijlocul fix „Centrala Electrica Fotovoltaica” se amortizează utilizând regimul de amortizare liniară.

Competența de aprobare a utilizării regimului de amortizare liniară revine consiliului de administrație al contribuabilului.

Mod de calcul al amortizării liniare:

1. valoarea de intrare Scenariul 1 : 2.669.161,65 lei;

durata normală de funcționare, 20 ani.

Calcul, cota anuală de amortizare : $CA (\%) = 100/20 = 5,00\%$.

Calcul, valoare de amortizare ; $Aa = 5,00\% \times 2.669.161,65 = 133.458,08 \text{ lei/an.}$

$Al = 133.458,08 / 12 = 11.121,51 \text{ lei / lună.}$

2. valoarea de intrare Scenariul 2 : 3.260.050,43 lei;

durata normală de funcționare, 20 ani.

Calcul, cota anuală de amortizare : $CA (\%) = 100/20 = 5,00\%$.

Calcul, valoare de amortizare ; $Aa = 5,00\% \times 3.260.050,43 = 163.002,52 \text{ lei/an.}$

$Al = 163.002,52 / 12 = 13.583,54 \text{ lei / lună.}$

Monetizarea externalităților.

În categoria monetizării externalităților au fost analizate și cuantificate următoarele categorii, evidențiind contribuția proiectului la progresul economic al Termocentrale Constanta SRL și regiunii geografice în care este amplasată aceasta:

- emisiile de noxe (SO₂, NO_x, CO₂). În urma implementării proiectului, va rezulta o reducere a cantității de emisii de CO₂ de 779,44 tone/an pentru scenariul 1 și 763,64 tone/an pentru scenariul 2.

- prin producția de 1 MWh la nivel național se evită o presiune suplimentară asupra economiei naționale, se evită potențiale întreruperi de activitate a unor agenți economici, se aplatizează vârfurile de consum prin injectarea în rețea a energiei produse de proiect, mai ales în perioada critică.

- efectele proiectului asupra valorii terenurilor, asupra ecosistemelor, biodiversității, datorate infrastructurii de producere a energiei verzi, vor fi pozitive și cuantificabile în timp.

- folosirea noilor tehnologii pentru producerea de energie și analiza impactului produs pe parcursul întregului ciclu de viață asupra combustibililor fosili, prin evitarea folosirii acestora. În condițiile proiectului propus de producție de energie verde, la o producție anuală de 1 MWh, economiile combustibililor fosili sunt de aproximativ 109,53 respectiv 107,31 tep/an.

Includerea efectelor indirecte

Pentru includerea efectelor indirecte cheltuielile proiectului cunosc următoarele ajustări:

- cheltuielile de operare, formate din salarii și, respectiv, cele de întreținere, se reîntorc la comunitate în proporție de 85 % pentru prima categorie, respectiv, în proporție de 40% pentru a doua categorie;

- cheltuielile cu energia electrică pentru funcționarea instalațiilor se reduc cu 60 %, fiind achitate către agenți economici naționali;

- cheltuielile de investiție se diminuează cu valoarea lucrărilor de terasament, organizare șantier, realizare fundații, construcții (atât cheltuieli materiale, cât și manoperă), alte cheltuieli cu prestațiile terților, fiind realizate de firme și cu echipamente achiziționate de pe plan regional;

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

▪ Leșiri de numerar

Costurile de investiție totale – reprezintă valoarea totală a cheltuielilor cu TVA.

Evoluția prezumată a costurilor de operare

Costurile de înlocuire- includ costurile cu înlocuirile de echipamente cu durata de viață economică mai mica decât perioada de referință a proiectului (inverteoare + sistem de stocare)

Costurile de operare și mentenanță – fixe și variabile

Nr. Crt.	Cheltuieli operationale	Valoare lei/luna	Valoare lei/an	Nr. Crt.	Cheltuieli operationale	Valoare lei/luna	Valoare lei/an
Costuri fixe				Costuri fixe			
1,1	Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor legale in vigoare	10000	120000	1,1	Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor legale in vigoare	10000	120000
1,2	Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	10000,00	120000,00	1,2	Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	10000,00	120000,00
1,3	Polița de asigurare contra daunelor produse unor terti 1,5% din valoarea investitiei	3336	40037,42	1,3	Polița de asigurare contra daunelor produse unor terti 1,5% din valoarea investitiei	4075	48900,76
1,4	Cheltuieli administrative	600	7200	1,4	Cheltuieli administrative	600	7200
Total costuri fixe		23936	287237,425	Total costuri fixe		24675	296100,7565
Costuri variabile				Costuri variabile			
2,1	Costuri cu mentenanța 3% din valoarea investitiei	6673	80075	2,1	Costuri cu mentenanța 3% din valoarea investitiei	8150	97802
2,2	Cheltuieli cu telecomunicatiile	100	1200	2,2	Cheltuieli cu telecomunicatiile	100	1200
2,3	Consum tehnologic 1%MWh/luna	539,24	6470,92	2,3	Consum tehnologic 1%MWh/luna	528,31	6339,74
Total costuri variabile		7312	87746	Total costuri variabile		8778	105341
Total cheltuieli operationale		31249	374983	Total cheltuieli operationale		33454	401442

Scenariul 1

Scenariul 2

55

55

▪ Intrările de numerar

- Economia realizată prin utilizarea energiei proprii produsa in cele doua scenarii, la pretul de 508 lei MWh plus TVA.

In proiectia actuală, veniturile preconizate actualizate sunt reprezentate de cheltuielile evitate.

An	Producție CEF 1, MWh MWh/an	Pret MWh/lei	Venituri provenite din autoconsum- cheltuieli evitate (100% CEF)	An	Producție CEF 1 MWh MWh/an	Pret MWh/lei	Venituri provenite din autoconsum- cheltuieli evitate (100% CEF)
0	Implementare proiect			0	Implementare proiect		
1	1273,80	508,00	647091,57	1	1247,98	508,00	633974,37
2	1248,83	508,00	634403,50	2	1223,51	508,00	621543,50
3	1241,99	508,00	630933,36	3	1217,42	508,00	618451,25
4	1235,20	508,00	627482,21	4	1211,37	508,00	615374,38
5	1228,44	508,00	624049,94	5	1205,34	508,00	612312,81
6	1221,73	508,00	620636,44	6	1199,34	508,00	609266,48
7	1215,04	508,00	617241,61	7	1193,38	508,00	606235,30
8	1208,40	508,00	613865,35	8	1187,44	508,00	603219,21
9	1201,79	508,00	610507,56	9	1181,53	508,00	600218,12
10	1195,21	508,00	607168,13	10	1175,65	508,00	597231,96
11	1188,68	508,00	603846,97	11	1169,80	508,00	594260,65
12	1182,17	508,00	600543,98	12	1163,98	508,00	591304,13
13	1175,71	508,00	597259,06	13	1158,19	508,00	588362,32
14	1169,28	508,00	593992,10	14	1152,43	508,00	585435,14
15	1162,88	508,00	590743,01	15	1146,70	508,00	582522,53
16	1156,52	508,00	587511,70	16	1140,99	508,00	579624,41
17	1150,19	508,00	584298,06	17	1135,32	508,00	576740,71
18	1143,90	508,00	581102,00	18	1129,67	508,00	573871,35
19	1137,64	508,00	577923,42	19	1124,05	508,00	571016,27
20	1131,42	508,00	574762,23	20	1118,46	508,00	568175,39
Total Lei			12125362,21	Total Lei			11929140,28

Scenariul 1

Scenariul 2

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

4.6.5. Fluxul financiar al investiției

- Structura de finanțare a costurilor investiționale utilizată pentru determinarea fluxului financiar al investiției

Analiza financiară din punctul de vedere al investiției arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate.

- Evoluția fluxului financiar al investiției în variantele analizate

Fluxul financiar al investiției a fost determinat, pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor elemente:

- Rezultatul net din operare
- Amortismente (se deduc din rezultat)
- Costuri investiționale totale

Rezultatele analizei fluxului financiar al investiției se prezintă în cele ce urmează.

4.6.5.1. Determinarea Fluxului Financiar al Proiectului, pe perioada de analiză

Calcul indicatori financiari Scenariu 1

VENITURI	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Venituri din economia generată de autoconsum (100% CEF)	12.125.362,21	0,00	647.091,57	634.403,50	630.933,36	627.482,21	624.049,94	620.636,44	617.241,61	613.865,35	610.507,56	607.168,13
TOTAL VENITURI	12.125.362,21	0,00	647.091,57	634.403,50	630.933,36	627.482,21	624.049,94	620.636,44	617.241,61	613.865,35	610.507,56	607.168,13
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii		0,00										
Cap.3 Protecție și asistență tehnică		128.520,00										
Cap.4 Realizarea investiției de bază		2.502.820,00										
Cap. 5 Alte cheltuieli		37.891,65										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste		0,00										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime și alte drepturi conform prevederilor în vigoare			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regie proprie			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli administrative			7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți			40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42
Costul cu mentenanța			80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85
Cheltuieli cu telecomunicațiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de înlocuire											152.361,20	152.361,20
Consum tehnologic 1% MWh/luna			6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92
TOTAL COSTURI	10.795.824,91	2.649.161,65	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19
FLUX DE NUMERAR NET	1.329.537,31	-2.649.161,65	272.108,38	259.420,31	255.950,17	252.499,02	249.064,75	245.653,25	242.258,42	238.882,16	235.523,37	232.188,94

56

56

VENITURI	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
Venituri din economia generată de autoconsum (100% CEF)	603.846,97	600.543,98	597.259,04	593.992,10	590.743,01	587.511,70	584.298,04	581.102,00	577.923,42	574.762,23
TOTAL VENITURI	603.846,97	600.543,98	597.259,04	593.992,10	590.743,01	587.511,70	584.298,04	581.102,00	577.923,42	574.762,23
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii										
Cap.3 Protecție și asistență tehnică										
Cap.4 Realizarea investiției de bază										
Cap. 5 Alte cheltuieli										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime și alte drepturi conform prevederilor în vigoare		120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli cu întreținerea, verificarea și reparatiile curente realizate în regie proprie		120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli administrative		7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor terți		40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42
Costul cu mentenanța		80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85
Cheltuieli cu telecomunicațiile		1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de înlocuire		152.361,20	149.915,86							
Consum tehnologic 1% MWh/luna		6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92
TOTAL COSTURI	527.344,39	544.897,05	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19
FLUX DE NUMERAR NET	74.502,58	55.646,93	222.275,87	219.008,91	215.759,82	212.528,51	209.314,87	206.118,81	202.940,23	199.779,04

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Din analiza detaliată a veniturilor și cheltuielilor prezentate în previziunea contului de profit și pierdere, pentru variantele analizate, se constată că:

- în cazul fiecărei variante, din cele 2 analizate, veniturile generate acoperă cheltuielile operaționale pe toată durata de operare, în aceste condiții, rezultatul net din operare este pozitiv pe toată durata de operare a centralei.

4.6.5.2.Determinarea Fluxului Financiar al Capitalului Propriu (K) pe perioada de analiză

- Evoluția fluxului financiar al Capitalului Propriu (K) în variantele analizate

Fluxul al Capitalului Propriu (K) a fost determinat, pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor elemente:

- Rezultatul net din operare
- Amortismente (se deduc din rezultat)
- Costuri investiționale totale

Rezultatele analizei al Capitalului Propriu (K) se prezintă în cele ce urmează.

Calcul indicatori Capitalului Propriu (K) scenariul 1

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autocozum (100% CEF)	12.129.362,21	0,00	647.091,97	634.403,50	630.933,26	627.483,21	624.049,94	620.634,44	617.241,61	613.865,35	610.507,54	607.168,13
TOTAL VENITURI	12.129.362,21	0,00	647.091,97	634.403,50	630.933,26	627.483,21	624.049,94	620.634,44	617.241,61	613.865,35	610.507,54	607.168,13
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investiti		0,00										
Cap.3 Proiectare si asistenta tehnica		128.320,00										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza		337.805,50										
Cap. 5 Alte cheltuieli		37.821,65										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste		0,00										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli administrative			7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor tert			40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42
Costuri cu mentenanta			80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85
Cheltuieli cu telecomunicatiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de incalzire			6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92
Consum tehnologic 1% MWh/luna											152.361,20	152.361,20
TOTAL COSTURI	9.230.810,41	1.164.147,18	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	527.344,39	527.344,39
FLUX DE NUMERAR NET	2.898.551,81	-1.164.147,18	272.108,78	259.420,31	255.950,17	252.499,02	249.047,75	245.653,25	242.258,42	238.862,16	235.467,15	232.072,74

58
58

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autocozum (100% CEF)	603.846,97	600.543,98	597.259,06	593.992,10	590.743,01	587.511,20	584.298,06	581.102,00	577.923,42	574.762,23
TOTAL VENITURI	603.846,97	600.543,98	597.259,06	593.992,10	590.743,01	587.511,20	584.298,06	581.102,00	577.923,42	574.762,23
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investiti										
Cap.3 Proiectare si asistenta tehnica										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza										
Cap. 5 Alte cheltuieli										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli administrative	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor tert	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42	40.037,42
Costuri cu mentenanta	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85	80.074,85
Cheltuieli cu telecomunicatiile	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de incalzire	152.361,20	169.915,86								
Consum tehnologic 1% MWh/luna	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92	6.470,92
TOTAL COSTURI	527.344,39	544.899,05	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19	374.983,19
FLUX DE NUMERAR NET	76.502,58	55.644,93	222.275,87	219.008,91	215.759,82	212.528,01	209.314,87	206.118,81	202.940,23	199.779,04

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX DE NUMERAR			272.108	259.420	255.950	252.499	249.047	245.595	242.143	238.691	235.239	231.787
Indice de actualizare ptr m=5%			1	0,982	0,967	0,954	0,942	0,931	0,920	0,910	0,900	0,890
Flux de numerar actualizat	1.481.484,74	-1.194.147,79	259.151	235.302	231.099	227.732	224.365	221.000	217.635	214.270	210.905	207.540
VAN(C)*	1.481.485											
BEP*			14,81%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX DE NUMERAR	74.503	55.445	222.276	219.009	215.740	212.529	209.315	206.119	202.940	199.779
Indice de actualizare ptr m=5%	0,585	0,557	0,530	0,505	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,374
Flux de numerar actualizat	44.729	30.985	117.878	110.614	103.784	97.362	91.323	85.647	80.310	74.789

Calcul indicatori financiari ai Capitalului Propriu (K) scenariul 2

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum [100% CEP]	11.929.140,28	0,00	433.974,37	431.545,30	418.431,29	415.374,38	412.312,81	409.254,48	406.205,30	403.159,21	400.218,12	397.281,94
TOTAL VENITURI	11.929.140,28	0,00	433.974,37	431.545,30	418.431,29	415.374,38	412.312,81	409.254,48	406.205,30	403.159,21	400.218,12	397.281,94
COSTURI												
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii		0,00										
Cap.3 Protectoria si asistenza tehnica		178.520,00										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza		897.330,30										
Cap.5 Alte cheltuieli		38.924,43										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste		0,00										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli administrative			7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor tertii			48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
Costul cu mentenanta			97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51
Cheltuieli cu telecomunicatiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de incalzire											170.144,28	170.144,28
Consum tehnologic 1% MWh/Juma			6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74
TOTAL COSTURI	1.874.277,12	-1.144.779,73	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	371.404,29	371.404,29
FLUX DE NUMERAR NET	2.054.863,16	-1.144.779,73	232.532,36	220.103,29	217.009,28	213.932,36	210.870,80	207.824,47	204.779,29	201.777,19	198.811,82	195.877,65

59

59

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum [100% CEP]	594.240,65	591.304,13	588.362,32	585.435,14	582.522,53	579.624,41	576.740,71	573.871,35	571.016,27	568.175,39
TOTAL VENITURI	594.240,65	591.304,13	588.362,32	585.435,14	582.522,53	579.624,41	576.740,71	573.871,35	571.016,27	568.175,39
COSTURI										
Cap.2 Asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii										
Cap.3 Protectoria si asistenza tehnica										
Cap.4 Realizarea investitiei de baza										
Cap.5 Alte cheltuieli										
Cap.6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste										
Cheltuieli cu personalul, salarii, prime si alte drepturi conform prevederilor in vigoare			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli cu intretinerea, verificarea si reparatiile curente realizate in regie proprie			120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00	120.000,00
Cheltuieli administrative			7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00	7.200,00
Polita de asigurare contra daunelor produse unor tertii			48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76	48.900,76
Costul cu mentenanta			97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51	97.801,51
Cheltuieli cu telecomunicatiile			1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00	1.200,00
Cost de incalzire										170.144,28
Consum tehnologic 1% MWh/Juma			6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74	6.339,74
TOTAL COSTURI	571.404,29	571.404,29	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01	401.442,01
FLUX DE NUMERAR NET	22.836,36	19.900,84	186.920,31	183.993,13	181.080,52	178.182,40	175.298,69	172.429,34	169.574,26	166.733,38

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX DE NUMERAR			232532,36	220103,49	217009,23	213932,34	210870,80	207824,47	204779,29	201777,19	198777,19	195777,19
Indice de actualizare ptr m=5%			1	0,95	0,91	0,88	0,82	0,78	0,75	0,71	0,68	0,64
Flux de numerar actualizat	910484,70	-1144779,73	221469,39	199138,84	187460,74	176002,68	165222,79	155081,83	145542,77	136576,75	128443,44	120313,93
VAN(C)*	910484,70											
BEP*			75%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX DE NUMERAR	22654,36	19697,84	186920,31	183993,13	181080,52	178182,40	175298,69	172429,34	169574,26	166733,38
Indice de actualizare ptr m=5%	0,58	0,56	0,53	0,51	0,48	0,46	0,44	0,42	0,40	0,38
Flux de numerar actualizat	13245,53	10948,49	99127,83	92929,03	87102,83	81627,41	76482,24	71647,95	67104,29	62871,99

Din analiza fluxului financiar al investiției se constată ca pentru cele două variante analizate se înregistrează un flux financiar al investiției pozitiv pe toată durata de operare, acesta având valori negative doar pe durata implementării investiției.

4.6.6. Concluzii Analiză financiară:

Pentru ca un proiect să necesite intervenție financiară nerambursabilă, VAN trebuie să fie negativ, iar RIR mai mică decât rata de actualizare.

Valoarea indicatorilor de rentabilitate financiară ai proiectului, în condițiile asistenței financiare prin Fondul de Modernizare al României, arată capacitatea veniturilor nete generate de proiect de a acoperi costurile de investiții. Astfel, acești indicatori, trebuie să demonstreze rentabilitatea financiară a proiectului, în condițiile asistenței financiare nerambursabile.

După cum se poate observa în tabelele de mai sus, pentru ambele scenarii, VANF are valori negative, ceea ce denotă ca proiectul necesită intervenție din partea Fondului pentru Modernizare. Valoarea netă actualizată a capitalului investit, are o valoare redusă, însă, beneficiarul acestei investiții, prin natura activității prestate are ca și obiective:

- beneficii economice care se vor rasfrange pozitiv asupra activității economice
- reducerea emisiilor de CO₂

Scenariu 1 _Varianta 1_ finanțare proiect

Costul actualizat al energiei produse (LCOE):	508	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF):	-103.529,76	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF):	-0,48%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,12	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	10,9	ani

Scenariu 1 _Varianta 2_ finanțare capital propriu (K)

Costul actualizat al energiei produse (LCOE):	508	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF/K):	1.461.484,81	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF/K):	14,61%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,31	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	3,2	ani

Scenariu 2 _Varianta 1_ finanțare proiect

Costul actualizat al energiei produse (LCOE):	508	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF):	-1.184.586,00	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF):	-4,95%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,00	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	13,10	ani

Scenariu 2 _Varianta 2_ finanțare capital propriu (K)

Costul actualizat al energiei produse (LCOE):	508	Lei / MWh
Valoarea actualizată netă (VANF/K):	910.684,70	Lei
Rata internă de rentabilitate (RIRF/K):	9,00%	
Raportul Beneficiu/Cost:	1,21	
Perioada de recuperare a capitalului investit:	4,3	ani

Din analiza comparativă a rezultatelor analizei financiare a investiției în cele două variante se constată că rezultatele pentru Scenariul 1 înregistrează valori mai bune ale indicatorilor financiari.

Totodată, rezultatele analizei financiare evidențiază capacitatea centralei de a genera pe durata de operare resursele financiare necesare susținerii cheltuielilor operaționale, precum și acoperirii costurilor investiționale din excedentul rezultat în primii ani ai perioadei de recuperare a investiției.

Asigurarea viabilitatii(sustenabilitatii) financiare:

Sustenabilitatea financiara este probata de urmatoarele aspecte:

1. Fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;
2. In calculul Fluxului de numerar net s-a tinut cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, aport propriu), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;
3. Valoarea reziduala este 0.

În cazul fiecărei din cele două variante analizate, se observă că proiecția fluxurilor de numerar asigură un flux net de numerar (net cash-flow), respectiv un flux net cumulat (net cash-flow cumulat) pozitiv pe toată durata de analiză, ceea ce indică faptul că proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar.

61

61

4.7. Analiza economica

4.7.1. Metodologia utilizată în analiza economică

Analiza economică evaluează proiectul din punctul de vedere al impactului economic la nivelul societății. Prin urmare, analiza economică este efectuată din punctul de vedere al societății în ansamblu și nu doar al proprietarului infrastructurii, ca în cazul analizei financiare.

În acest sens, în cadrul analizei economice, în toate variantele analizate, se iau în considerare elementele care conduc la costuri și beneficii economice, sociale și de mediu ce nu au fost considerate în analiza financiară deoarece nu generează cheltuieli sau venituri monetare.

Pentru toate variantele analizate, punctul de plecare în analiza economică este analiza financiară a investiției (realizată din surse proprii ale beneficiarului), mai exact fluxul financiar al investiției care va fi ajustat cu următoarele tipuri de corecții care se vor reflecta în fluxul economic de numerar obținut:

- Corecții fiscale
- Conversia prețurilor
- Integrarea (monetizarea) externalităților

De asemenea, la determinarea fluxului economic de numerar vor fi luate în considerare toate costurile indiferent de sursele de finanțare (atât pentru investiție cât și pentru operare și funcționare).

Analiza economică cuprinde următoarele etape:

- Determinarea Fluxului de Venituri și Cheltuieli (FVC) pe perioada de analiză
- Determinarea următorului indicator de performanță economică:
- Valoare Netă Actualizată Economică (VNAE)
- Rata Internă de Rentabilitate Economică (RIRE)
- Raportul beneficii / costuri (B/C-E)

Fluxul de venituri și de cheltuieli exprimă soldul anual al veniturilor (incluzând beneficiile economice, sociale și de mediu suplimentare) și cheltuielilor (incluzând costurile economice, sociale și de mediu suplimentare) pe perioada de analiză considerată. Fluxul de venituri și de cheltuieli (FVC) constă într-o eșalonare pe durata de analiză, a costurilor și veniturilor previzionate cu evidențierea veniturilor anuale nete. FVC ține seama de evoluția în timp a valorilor prin mecanismul actualizării, punând în evidență pe ansamblul duratei de analiză efectele totale ale activității.

Valoarea Netă Actualizată Economică (VNAE) este definită ca diferența dintre beneficiile și costurile sociale totale actualizate, exprimând excedentul cumulat actualizat al FVC pe durata de analiză.

Rata Internă de Rentabilitate (RIRE) exprimă acea rată de actualizare la care venitul net actualizat al proiectului este egal cu zero, respectiv veniturile actualizate sunt egale cu cheltuielile actualizate.

Raportul beneficii-cost (B/C-E) exprimă măsura în care costurile totale actualizate pot fi acoperite din veniturile totale actualizate.

Necesitatea analizei economice rezidă din faptul că avem nevoie de un instrument cu care să măsurăm impactul economic, social și de mediu al proiectului.

Analiza economică astfel elaborată se înscrie în conceptul întâlnit din ce în ce mai des în sectorul bancar, și anume „sustainable finance”, conducând spre o finanțare responsabilă a proiectelor.

Potrivit International Finance Corporation, una dintre cele mai importante instituții ale World Bank Group, acest concept definește acea activitate de finanțare care ia în considerare atât aspecte financiare, cât și aspecte sociale sau de protecția mediului în politicile de management al riscului de finanțare.

62

62

4.7.2. Premise ale analizei economice

Analiza economică a fost realizată pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor premise economice generale:

- Unitatea monetară a analizei economice: lei
- Rata socială de actualizare este de 5%
- În cadrul analizei economice sunt analizate costurile sociale, respectiv beneficiile sociale, prin efectuarea următoarelor tipuri de corecții:
 - Corecții fiscal
 - Conversia prețurilor
 - Integrarea (monetizarea) externalităților

4.7.3. Analiza costurilor sociale

- Corecții fiscale

În cadrul analizei economice, prețurile utilizate pentru „ieșirile de numerar” sunt considerate astfel:

- Nu include TVA sau alte impozite directe
- Include impozitele directe
- Salariile se consideră a fi corectate fiscal

- **Conversia prețurilor**

Odată ce corecțiile fiscale sunt luate în considerare, este necesar să se asigure utilizarea în analiza economică a prețurilor care reflectă în mod corespunzător valoarea economică a resurselor avute în vedere. Astfel, costurile financiare vor fi transformate în costuri economice prin multiplicarea cu factorul de conversie corespunzător.

- **Distorsionarea prețului produsului/serviciului**

În toate variantele, prețurile ieșirilor utilizate în analiza economică nu sunt distorsionate de piață, factorul de conversie fiind considerat 1.

- **Distorsionarea salariilor**

În toate variantele, personalul necesar pentru operarea investiției este reprezentat de forță de muncă adecvat calificată.

Având în vedere că piața forței de muncă adecvat calificată nu este distorsionată (oferta nu este mai mare decât cererea), salariul reflectă costul de oportunitate pentru economie.

Integrarea externalităților: costuri externe, monetare și non-monetare incluzând aspecte de mediu

63

În cadrul analizei economice, pentru estimarea valorică a costurilor externe care nu au fost luate în considerare în cadrul analizei financiare, au fost analizate următoarele aspecte:

63

- **Costuri externe sociale, care ar putea fi constituite de pierderea de producție agricolă datorită utilizării diferite a terenului**

- În prezentul proiect, nu este cazul unor astfel de costuri sociale deoarece, terenurile utilizate nu sunt productive din punct de vedere agricol

- **Costurile rezultate din impactul asupra mediului**

- Deoarece implementarea proiectului are ca scop reducerea impactului asupra mediului și conformarea la legislația în vigoare, nu se estimează costuri sociale rezultate din impactul asupra mediului.

4.7.4. Analiza beneficiilor sociale

- **Corecții fiscale**

În cadrul analizei economice, în toate cele 2 scenarii, prețurile utilizate pentru „intrările de numerar” sunt considerate astfel:

- Nu includ TVA sau alte impozite indirecte
- Includ impozitele directe

- **Conversia prețurilor**

Odată ce corecțiile fiscale sunt luate în considerare, este necesar să se asigure utilizarea în analiza economică a prețurilor care reflectă în mod corespunzător valoarea economică a resurselor avute în vedere. Astfel, beneficiile financiare vor fi transformate în beneficii economice prin multiplicarea cu factorul de conversie corespunzător.

- **Distorsionarea prețului produsului / serviciului**

Prețurile intrărilor utilizate în analiza economică nu sunt distorsionate de piață, factorul de conversie fiind considerat 1.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

- **Integrarea externalităților: benefici externe, monetare și non-monetare incluzând aspecte de mediu**

În cadrul analizei economice se iau în considerare externalități care conduc la beneficii economice, sociale și de mediu care nu au fost considerate în cadrul analizei financiare, pentru că nu generează venituri sau cheltuieli la nivelul proiectului.

- **Beneficii de mediu datorate reducerii emisiilor de CO2**

4.7.5. Fluxul economic

Fluxul economic a fost determinat, pentru fiecare variantă în parte, pe baza următoarelor elemente:

- Venituri din operare
- Beneficii de mediu rezultate în urma implementării investiției datorate reducerii emisiilor de CO2
- Cheltuieli de operare (exclusiv amortizarea)
- Costuri investiționale

Calcul indicatori economici Scenariul 1

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum [100% CEF]	12.125.362,21	0,00	847.091,57	634.403,50	630.933,36	627.482,21	624.049,94	620.636,44	617.241,61	613.865,35	610.507,56	607.168,13
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	4.354.401,06		339.113,94	332.484,63	330.644,09	328.837,49	327.036,77	325.249,90	323.470,81	321.701,43	319.941,77	318.191,72
Costul de mediu - externalitat (el / ICO2*) [87,57 euro/ICO2, 1 euro = 4,5683 lei]			435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specific pentru centrale electrice pe combustibil fosil, 2020 [ICO2/MWh]			0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Productie de energie curata MWh	12.679.763,29	0,00	984.205,51	944.848,15	941.579,44	938.319,70	935.068,71	931.824,34	928.586,80	925.354,80	922.128,33	918.907,25
			984.205,51	944.848,15	941.579,44	938.319,70	935.068,71	931.824,34	928.586,80	925.354,80	922.128,33	918.907,25

64

64

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum [100% CEF]	603.846,97	600.543,98	597.259,06	593.992,10	590.743,01	587.511,70	584.298,06	581.102,00	577.923,42	574.762,23
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	316.451,24	314.720,28	312.998,78	311.286,71	309.583,99	307.890,59	306.206,46	304.531,54	302.865,77	301.209,12
Costul de mediu - externalitat (el / ICO2*) [87,57 euro/ICO2, 1 euro = 4,5683 lei]	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specific pentru centrale electrice pe combustibil fosil, 2020 [ICO2/MWh]	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Productie de energie curata MWh	1.188,66	1.182,17	1.175,71	1.169,28	1.162,88	1.156,52	1.150,19	1.143,90	1.137,64	1.131,42
	920.298,21	915.264,26	910.257,84	905.278,81	900.327,01	895.402,30	890.504,52	885.633,54	880.789,20	875.971,35

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			824.148	804.831	801.842	794.282	791.051	785.849	780.475	775.529	770.412	765.322
indice de actualizare ptr = 5%			0,962	0,901	0,864	0,823	0,784	0,748	0,711	0,677	0,645	0,614
Flux economic actualizat	6.919.266,26	-2.488.141,43	786.827	731.819	692.402	655.103	619.809	586.412	554.811	524.909	496.614	469.842
VNAE=	4.919.247											
RIR=			23,54%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	760.261	755.227	750.220	745.241	740.290	735.365	730.467	725.594	720.752	715.934
indice de actualizare ptr = 5%	0,565	0,567	0,530	0,505	0,481	0,458	0,438	0,418	0,396	0,374
Flux economic actualizat	444.509	420.539	397.858	376.398	356.092	336.879	318.700	301.500	285.224	252.179

C

Calcul indicatori economici ai Capitalului Propriu (K) Scenariul 1

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autoconsum [100% CEF]	12.125.362,21	0,00	847.091,57	634.403,50	630.933,36	627.482,21	624.049,94	620.636,44	617.241,61	613.865,35	610.507,56	607.168,13
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	4.251.549,27		332.239,76	325.725,26	324.104,73	322.492,27	320.887,83	319.291,37	317.702,84	316.122,25	314.549,50	312.984,58
Costul de mediu - externalitat (el / ICO2*) [87,57 euro/ICO2, 1 euro = 4,5683 lei]			435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specific pentru centrale electrice pe combustibil fosil, 2020 [ICO2/MWh]			0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Productie de energie curata MWh	18.374.931,49	0,00	979.331,33	940.128,75	935.038,10	931.874,45	928.727,77	925.592,81	922.474,47	919.374,60	916.294,04	913.227,71

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autofoconsum (100% CEF)	603.846,97	600.543,98	597.259,06	593.992,10	590.748,01	587.511,70	584.298,06	581.102,00	577.923,42	574.762,23
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	311.427,44	309.878,05	308.336,37	306.802,36	305.275,98	303.757,19	302.245,96	300.742,25	299.246,02	297.757,23
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO2*) (87,57 euro/tCO2, 1 euro = 4,9683 lei)	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO2/MWh)	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Producție de energie curată MWh	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80	1189,80
	915.274,42	910.422,03	905.595,43	900.794,46	895.018,97	891.268,89	886.544,02	881.844,25	877.169,44	872.519,46

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			819.294	800.091	795.001	789.937	784.900	779.890	774.907	769.950	765.020	760.118
indice de actualizare ptr = 5%			0,962	0,907	0,864	0,823	0,784	0,748	0,711	0,677	0,645	0,614
Flux economic actualizat	8.414.745,79	-1.104.147,15	780.280	725.704	688.751	649.885	614.930	581.968	550.712	521.133	493.138	466.645
VNAI*	8.414.745,79											
RIE*			44,40%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	755.237	750.385	745.558	740.757	735.982	731.231	726.507	721.807	717.132	712.482
indice de actualizare ptr = 5%	0,565	0,557	0,530	0,506	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,374
Flux economic actualizat	441.571	417.842	395.385	374.133	354.020	334.986	316.972	299.926	283.793	268.059

Calcul indicatori economici Scenariul 2

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autofoconsum (100% CEF)	11.929.140,28	0,00	633.974,37	621.543,30	618.451,25	615.374,38	612.312,81	609.266,48	606.235,30	603.219,21	600.218,12	597.231,94
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	8.251.549,37		332.239,74	325.725,26	324.104,73	322.492,27	320.887,80	319.291,37	317.702,84	316.122,25	314.549,50	312.984,58
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO2*) (87,57 euro/tCO2, 1 euro = 4,9683 lei)			435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO2/MWh)			0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Producție de energie curată MWh	18.180.709,54	0,00	946.214,13	947.248,76	945.555,96	937.844,45	933.200,44	928.567,85	923.938,14	919.341,46	914.747,42	910.216,83

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autofoconsum (100% CEF)	594.260,65	591.304,13	588.342,37	585.435,14	582.522,53	579.624,41	576.740,71	573.871,35	571.016,27	568.175,39
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	311.427,44	309.878,05	308.336,37	306.802,36	305.275,98	303.757,19	302.245,96	300.742,25	299.246,02	297.757,23
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO2*) (87,57 euro/tCO2, 1 euro = 4,9683 lei)	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO2/MWh)	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Producție de energie curată MWh	1169,80	1163,98	1158,19	1152,43	1146,70	1140,99	1135,32	1129,67	1124,05	1118,46
	905.688,09	901.182,18	896.678,69	892.237,50	887.796,51	883.381,60	878.986,67	874.613,60	870.262,29	865.932,63

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			797.313	778.348	773.655	768.964	764.300	759.657	755.037	750.441	745.867	741.314
indice de actualizare ptr = 5%			0,962	0,907	0,864	0,823	0,784	0,748	0,711	0,677	0,645	0,614
Flux economic actualizat	6.021.981,44	-3.240.090,43	759.344	704.003	668.312	632.630	598.849	566.868	536.591	507.920	480.792	455.704
VNAI*	6.021.981,44											
RIE*			17,21%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	736.787	732.281	727.798	723.337	718.898	714.481	710.084	705.713	701.342	697.032
indice de actualizare ptr = 5%	0,585	0,557	0,530	0,506	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,374
Flux economic actualizat	430.784	407.767	385.967	365.334	345.802	327.312	309.808	293.238	277.553	262.049

Calcul indicatori economici ai Capitalului Propriu (K) Scenariul 2

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
VENITURI												
Venituri din economia generata de autofoconsum (100% CEF)	11.929.140,28	0,00	633.974,37	621.543,30	618.451,25	615.374,38	612.312,81	609.266,48	606.235,30	603.219,21	600.218,12	597.231,94
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	8.251.549,37		332.239,74	325.725,26	324.104,73	322.492,27	320.887,80	319.291,37	317.702,84	316.122,25	314.549,50	312.984,58
Costul de mediu - externalizat (lei / tCO2*) (87,57 euro/tCO2, 1 euro = 4,9683 lei)			435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 (tCO2/MWh)			0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Producție de energie curată MWh	18.180.709,54	0,00	946.214,13	947.248,76	945.555,96	937.844,45	933.200,44	928.567,85	923.938,14	919.341,46	914.747,42	910.216,83

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
VENITURI										
Venituri din economia generata de autoconsum (100% CEF)	594.260,65	591.304,13	588.367,32	585.435,14	582.522,53	579.624,41	576.740,71	573.871,35	571.016,27	568.175,39
Beneficii de mediu ca urmare a reducerii emisiilor CO2	311.427,44	309.878,05	308.336,37	306.802,36	305.275,98	303.757,19	302.245,96	300.742,23	299.246,02	297.757,23
Costul de mediu - externalitat (ei / tCO2*) [87,57 euro/tCO2, 1 euro = 4,9683 lei]	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07	435,07
Factorul de emisie specifică pentru centrale electrice pe combustibili fosili, 2020 [tCO2/MWh]	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119	0,6119
Producție de energie curată MWh	1169,80	1163,98	1158,19	1152,43	1146,70	1140,99	1135,32	1129,67	1124,05	1118,46
	905.688,09	901.182,16	896.698,69	892.237,50	887.798,51	883.381,60	878.986,67	874.613,60	870.262,29	865.932,63

	Total	Anul 0	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
FLUX ECONOMIC			797.313	778.368	773.655	768.916	764.300	759.857	755.037	750.441	745.867	741.314
indice de actualizare ptr n=5%		1	0,962	0,907	0,854	0,803	0,754	0,708	0,671	0,637	0,605	0,574
flux economic actualizat	8.117.252,16	1.144.779,23	259.246	704.003	668.312	632.430	598.847	566.868	536.591	507.928	480.792	455.104
VNAE=	8.117.252,16											
RIRE=			33,14%									

	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20
FLUX ECONOMIC	734.787	732.281	727.798	723.337	718.898	714.481	710.086	705.713	701.362	697.032
indice de actualizare ptr n=5%	0,585	0,557	0,530	0,506	0,481	0,458	0,436	0,416	0,396	0,324
flux economic actualizat	430.784	407.762	385.967	365.334	345.802	327.312	309.808	293.238	277.553	226.049

4.7.6. Rezultatele analizei economice

În cadrul analizei economice, pe baza fluxului economic s-au obținut următoarele rezultate aferente variantelor analizate:

Scenariu 1 – Varianta 1_finanțare proiect

Valoarea economica neta actualizata (VNAE):	6.919.266,96	lei
Rata interna de rentabilitate economica (RIRE):	23,56%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	3,15	
Perioada de recuperare economica	2,3	ani

Scenariu 1 - Varianta 2_finanțare capital propriu (K)

Valoarea economica neta actualizata (VNAE):	8.416.745,79	lei
Rata interna de rentabilitate economica (RIRE):	64,60%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	4,27	
Perioada de recuperare economica	1	ani

Scenariu 2 – Varianta 1_finanțare proiect

Valoarea economica neta actualizata (VNAE):	6.021.981,46	lei
Rata interna de rentabilitate economica (RIRE):	17,29%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	2,74	
Perioada de recuperare economica	3,2	ani

Scenariu 2 - Varianta 2_finanțare capital propriu (K)

Valoarea economica neta actualizata (VNAE):	8.117.252,16	lei
Rata interna de rentabilitate economica (RIRE):	59,16%	
Raportul Beneficiu/Cost Economic:	4,0	
Perioada de recuperare economica	1,1	ani

Din analiza economică se evidențiază faptul că investiția este importantă din punct de vedere economic, indicatorii de analiză economică fiind în acord cu obiectivele de analiză:

- VNAE are valoare pozitivă;
- RIRE este mai mare decât rata de actualizare economică;

• Durata de recuperare economică a investiției este mult mai mică decât durata economică de viață a investiției.

Din punct de vedere economic se observă că pentru cele două variante analizate s-au înregistrat valori apropiate pentru valorile economice nete actualizate (VNAE), însă în ceea ce privește rata de rentabilitate economică s-a obținut valoarea cea mai mare pentru Scenariul 1.

Decizia de finanțare și costul capitalului

La nivelul entității decizia de finanțare este influențată de „modul în care funcționează mecanismele economice la nivel regional, național și chiar mondial”.

Situația economico – socială și politică relativ instabilă din România își lasă, inevitabil, amprenta asupra rezultatelor activității firmelor românești, indiferent de calitatea managementului acestora.

Mediul de activitate al entitatii este unul complex, caracterizat prin patru laturi strâns interconectate:

- mediul economic
- mediul financiar;
- mediul social – politic;
- universul statal.

Considerarea particularităților mediului economico-financiar în contextul analizei influenței acestuia asupra modalității de finanțare a întreprinderii nu poate nega elemente precum inflația, evoluția cursului de schimb, evoluția ratei dobânzii în economie.

Rata inflației și rata dobânzilor bancare influențează costul capitalului atras de entitate pentru realizarea unui proiect de investiții, de aceea luarea în considerare și urmărirea evoluției acestora reprezintă o necesitate pentru gestiunea financiară eficientă a unei entități.

Pe termen lung, unul din obiectivele primare ale entității este acela de a obține o rentabilitate superioară costurilor resurselor utilizate, ceea ce se traduce în realizarea unui profit net suficient pentru remunerarea acționarilor și a creditorilor entității. Acest obiectiv primar trebuie să fie sprijinit de realizarea unor obiective secundare pe termen mediu, dintre care pot fi menționate:

- asigurarea resurselor financiare cu respectarea nivelului optim de îndatorare pentru maximizarea rentabilității firmei;
- alegerea surselor de finanțare în concordanță cu destinația resurselor și cu situația mediului economico – financiar al entitatii (exemplu: utilizarea împrumuturilor cu dobândă fixă în perioade cu inflație crescătoare aduce avantajul entitatii de a rambursa împrumutul în monedă depreciată);
- minimizarea riscului de faliment al întreprinderii prin promovarea unei politici financiare prudente.

Modalitățile de finanțare ale unei entitati sunt reprezentate în fig. 4.7.6.1

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

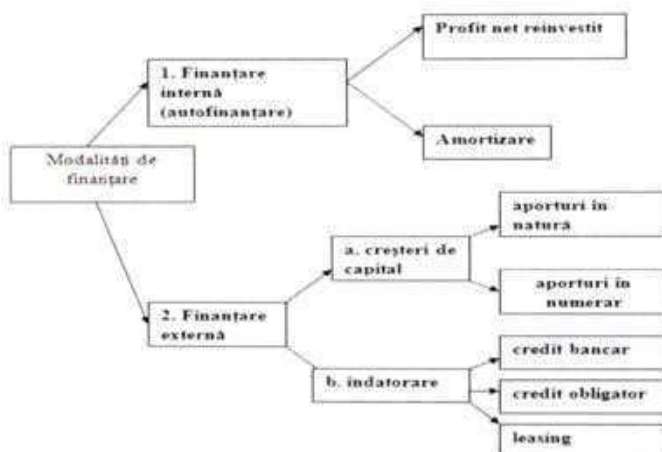


Fig. 4.7.6.1 Modalitățile de finanțare ale firmei

Condiții de finanțare a investiției

Finanțarea investiției se realizează din :
Fondul de modernizare + contribuție beneficiar.

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III) (col. 8 din buget-tabel 1)	3.175.006,25
	din care TVA (col. 7 din buget-tabel 1)	505.844,60
II	Valoarea neeligibilă a investiției (col. 6+col.7 din buget-tabel 1)	1.104.269,85
III	Valoarea eligibilă a investiției (col. 3 din buget-tabel 1)	2.070.736,40
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat (col. 4 din buget-tabel 1)	1.565.014,50
2	Contribuția solicitantului (2=I-1) (col. 5+col. 6+col. 7 din buget-tabel 1)	1.609.991,75
2.1	Surse proprii	1.609.991,75
2.2	Credit	0,00

Tabel 4.7.6.1 Sursele de finanțare a investiției

Valoarea totală a ajutorului de stat solicitat (Euro)	Capacitatea instalată (MW)	Valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW instalat (Euro/MW) ⁽³⁾
1=2*3	2	3
315.000,00	1	315.000,00

Tabel 4.7.6.2 Valoarea ajutorului de stat

Concluzii și recomandări privind analiza economico financiară

- În sens financiar, investiția reprezintă schimbarea unei sume de bani prezentă și cerută în speranța obținerii unor venituri viitoare superioare. În sens contabil, aceeași investiție desemnează alocarea unei trezorerii disponibile pentru procurarea unui activ fix care va determina fluxuri financiare de cheltuieli evitate= venituri și cheltuieli de exploatare.

- Din punctul de vedere al politicii generale a întreprinderii putem distinge două categorii de investiții, fiecare dintre ele fiind rezultatul unei anumite strategii de dezvoltare : investiții interne și investiții externe.

- Investițiile interne constau în alocare capitalurilor pentru achiziția de active materiale și nemateriale pentru dezvoltarea și perfecționarea aparatului productiv și de distribuție a bunurilor și serviciilor întreprinderii. Motivația realizării acestor investiții de creștere internă

- rezidă într-o strategie de specializare a producției și de consolidare (eventual extindere) a poziției pe piața de desfacere a bunurilor și serviciilor sale.

- Păstrarea poziției concurenței determină eforturi din partea entității pentru investiții în cercetare-dezvoltare, în specializarea personalului și îndeosebi în modernizarea tehnologiei de producție și a rețelei de distribuție.

- Investițiile interne au un caracter industrial și/ sau comercial.

- Conceptul de studiu de fezabilitate presupune efectuarea unei analize complexe de marketing, comerciale, tehnice, de management și financiare al unui obiectiv de investiții, privit ca un sistem dinamic și deschis de producție și comercializare de bunuri și servicii, precum și a factorilor angajați (resurse umane, capital, resurse materiale și energetice etc.), cu menționarea aspectelor juridice definitorii, desfășurată pe un anumit orizont de timp, luând în considerație inclusiv factorii de risc și incertitudine.

Riscul de exploatare reprezintă incapacitatea entității de a se adapta la timp și cu cel mai mic cost la modificările mediului economic, reflectând volatilitatea rezultatului economic la condițiile de exploatare. Riscul de exploatare depinde, într-o foarte mare măsură, de structura costurilor, respectiv de comportamentul costurilor față de volumul de activitate.

Riscul de exploatare este cuantificat pornind de la pragul de rentabilitate, care măsoară flexibilitatea entității în raport cu condițiile de exploatare.

Pragul de rentabilitate este punctul la care cifra de afaceri acoperă costurile exploatării iar rezultatul este nul. În termeni de risc, spunem că de la acest punct afacerea începe să devină rentabilă. Pragul de rentabilitate (se mai numește punct critic sau punct mort). reprezintă acel volum al activității pentru care sunt acoperite integral costurile de exploatare pe parcursul unei anumite perioade.

- Considerând o durată de execuție a proiectului de 12 luni și o amortizare totală a investiției în 20 ani, în urma studiului de fezabilitate, putem concluziona faptul că proiectul este fezabil.

- Fluxul net de numerar cumulat este pozitiv pe întreaga perioadă analizată: **PROIECTUL ESTE SUSTENABIL FINANCIAR.**

- În ceea ce privește rata de risc, considerând că cifra de afaceri în 2045 va fi conform estimărilor cu peste 20% deasupra pragului de rentabilitate, situația entității este confortabilă, cu risc de exploatare mic. În ceea ce privește efectul de pârghie de exploatare, acesta descrește de la an la an, ceea ce reflectă că entitatea se îndepărtează de punctul critic având un risc de exploatare tot mai mic.

- Concluzia care se desprinde din cele enunțate mai sus, rezultă că implementarea proiectului este benefica pentru Termocentrale Constanta SRL, în condițiile obținerii unui sprijin nerambursabil.

4.8. Analiza de senzitivitate

Variabilele considerate critice pentru durabilitatea beneficiilor proiectului sunt:

- Prețul mediu al kWh, ce influențează cheltuielile evitate estimate.
- Valoarea contractului de mentenanță, ce influențează semnificativ cheltuielile estimate.

Stabilim nivelul minim de acceptabilitate de RIRF 10 %.

S-a calculat RIRF pentru venituri estimate aferente creșterii cu 10% a pretului mediu al energiei de 508 lei/MWh, + TVA.

Se vor calcula valorile de comutare pentru variabilele critice identificate modificarea procentuală a variabilei critice care determină ca valoarea indicatorului de performanță analizat să ajungă sub un nivel minim de acceptabilitate.

Obiectiv:

- * determinarea gradului de incertitudine în ceea ce privește implementarea proiectului;
- * identificarea variabilelor critice și impactul potențial asupra modificării indicatorilor de performanță financiară și economică;

- * indicatorii de performanță financiară și economică care trebuie testați sunt: rata internă de rentabilitate financiară a investiției, valoarea actualizată netă financiară, rata internă de rentabilitate economică și valoarea actualizată netă economică

identificarea variabilelor critice:

- se realizează prin modificarea procentuală a unui set de variabile ale investiției și apoi calcularea valorii indicatorilor de performanță financiară și economică;

- orice variabilă a proiectului pentru care variația cu 1% va produce o modificare cu mai mult de 5% în valoarea de bază a VANF sau VANE va fi considerată o variabilă critică (evaluatorul poate prescrie și un alt interval de elasticitate).

Curbe de elasticitate:

- analiza se efectuează secvențial, determinând impactul variației fiecărei variabile critice în parte; prin determinări punctuale repetate pe intervale de variație +/- x% se pot trasa curbele de elasticitate ale fiecărei variabile analizate;

Calculul valorilor de comutare:

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



STUDIU DE FEZABILITATE

„Construirea unității de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”



4.9. Analiza de riscuri

a. Ipoteze

Fluxul de derulare a proiectului este compus dintr-o gamă largă de activități, care se finalizează cu obținerea unor rezultate necesare atingerii obiectivelor proiectului. Activitățile proiectului au la bază o serie de ipoteze sau prezumții care trebuie a fi, în prealabil, soluționate pentru derularea în bune condiții a proiectului. Ipotezele apar ca factori mai presus de controlul direct al proiectului, fiind necesare pentru ca proiectul să se poată îndeplini, factori definiți pozitiv și în termeni măsurabili, iar incertitudinile apar ca și modificări posibile a elementelor proiectului, dar a căror probabilitate de apariție nu este cunoscută.

71

71

Ipotezele formulate în legătură cu prezentul proiect, pot fi diferențiate pe trei faze:

- faza de pregătire și elaborare proiect;
- faza de implementare a proiectului;
- faza de gestionare și monitorizare a proiectului.

b. Faza de pregătire și elaborare proiect

- resurse umane cu experiență în implementarea proiectului.
- performanța consultantului.

Elaborarea documentației de finanțare va fi contractată cu o firmă de specialitate în domeniu, iar aportul de resurse umane direct implicat în proiect este format din personal din cadrul solicitantului.

- asigurarea surselor de finanțare: Investiția derulată de Termocentrale Constanta

S.R.L. va beneficia de finantare nerambursabila in proportie de **75,58%** din cheltuielile eligibile, restul reprezentand contributia proprie a Beneficiarului. (cheltuieli eligibile plus neeligibile)

- natura proprietății este clarificată: a fost tratata la cap.3.1 lit.a)

c. Faza de implementare a proiectului

- inflația este cea pronosticată;
- creșterea economică este cea previzionată;
- modificările legislative sunt cele previzibile;
- armonizarea legislației României cu legislația Uniunii Europene;
- climat normal pe durata implementării proiectului;
- planul de finanțare va fi respectat;
- **costul celorlalte utilități este cel preconizat, ținându-se cont de potențialele investiții și în aceste infrastructuri;**
- personalul instruit este disponibil;

d. Faza de gestionare și monitorizare a proiectului

- management performant al operatorului;
- practici de muncă eficiente;
- creșterea încrederii în calitatea serviciilor.

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

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

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

Identificarea riscurilor se realizează prin:

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

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

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

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

Riscuri comerciale și strategice:

- schimbările tehnologice;
- proprietatea asupra utilităților.

Riscuri economice:

- creșterea ratei de actualizare;
- creșterea prețului la combustibili;
- schimbarea ratei de schimb;
- creșterea accelerată a inflației.

Riscuri contractuale:

- întâzieri în implementarea proiectului;
- forța majoră;
- probleme neprevăzute ale furnizorilor de aparatură și echipamente.

Riscuri financiare :

- modificarea ratei dobânzii;
- lipsa surselor interne de finanțare;
- lipsa surselor externe de finanțare;
- majorarea impozitelor;
- creșterea cheltuielilor de capital.

Riscuri de mediu:

- întâzieri ale proceselor de avizare.

Riscuri politice:

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

Riscuri sociale :

- apariția grupurilor de presiune;
- înșelarea așteptărilor comunității;
- răspuns negativ la consultarea comunității.

Riscuri climatice :

- Riscuri legate de temperatură
- Schimbarea temperaturii
- Stresul termic
- Variabilitatea temperaturii
- Val de căldură
- Val de frig/îngheț
- Incendii

Riscuri legate de vânt

- Schimbarea regimului vântului
- Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)

Riscuri legate de masa solidă

- Degradarea solului
- Alunecari de teren
- Inundații

74

Riscuri instituționale și organizaționale:

- management de proiect neadecvat;
- greve;
- lipsa de resurse și de planificare.

74

Riscuri operaționale și de sistem:

- probleme de comunicare;
- estimări greșite ale pierderilor.

Riscuri determinate de factorul uman:

- erori de estimare;
- erori de operare;
- sabotaj;
- vandalism.

Riscuri tehnice:

- lipsa de personal specializat și calificat;
- erori în documentația de licitație;
- control defectuos al calității;

- lipsa de ritmicitate în livrarea de utilaje;
- întârzieri de finalizare.

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

Abordarea analizei riscurilor se bazează astfel pe:

dimensionarea riscului – se determină impactul, mărimea riscului

măsurarea riscului – se determină probabilitatea producerii riscului

Abordarea riscurilor pe baza matricei Impact / Probabilitate se evidențiază în tab 4.8

Probabilitate	Impact		
	Scăzut	Mediu	Mare
Scăzută	1	2	3
Medie	4	5	6
Mare	7	8	9

75

75

Evaluarea riscurilor este detaliată în tabelul 4.8

Tabel 4.8

Risc	Punctaj conform matricei de evaluare
schimbările tehnologice	3
proprietatea asupra utilităților	1
creșterea ratei de actualizare	2
creșterea prețului la combustibili	1
schimbarea ratelor de schimb	3
creșterea accelerată a inflației	4
creșterea demografică	1
întârzieri în implementarea proiectului	6
forța majoră	4
probleme neprevăzute ale furnizorilor de echipamente	4
modificarea ratelor dobânzii	2

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

lipsa surselor interne de finanțare	4
lipsa surselor externe de finanțare	3
majorarea impozitelor	2
creșterea cheltuielilor de capital	5
retragerea sprijinului politic local	3
întârzieri ale proceselor de avizare	3
schimbări politice majore	3
renunțarea la derularea proiectului în urma presiunilor politice sau a reorientării investiționale	2
apariția grupurilor de presiune	1
înșelarea așteptărilor comunității	2
răspuns negativ la consultarea comunității	2
Schimbarea temperaturii	3
Stresul termic	1
Variabilitatea temperaturii	1
Val de căldură	4
Val de frig/îngheț	4
Schimbarea regimului vântului	4
Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	1
Degradarea solului	1
Cutremure	2
alunecări de teren	1
incendii	1
inundații	1
Management de proiect neadecvat	1
Greve	1
Lipsa de resurse și planificare	1
Probleme de comunicare	2
Estimări gresite ale pierderilor	1
Erori de estimare	2
Erori de operare	2
sabotaj	1
vandalism	1
lipsa de personal specializat și calificat	2
control defectuos al calității	3
lipsa de ritmicitate în livrarea de utilaje	2
întârzieri de finalizare	3

76

76

Ca și o concluzie generală a evaluării riscurilor, se pot afirma următoarele :

- riscurile care pot apărea în derularea proiectului au în general un impact mare la producere, dar o probabilitate redusă de apariție și declanșare;
- riscurile majore care pot afecta proiectul sunt riscurile financiare și economice.

e. Măsuri de contracarare a riscurilor

Administrarea riscurilor interne ale proiectului:

a) în planificarea logică și cronologica a activităților cuprinse în planul de acțiune sunt prevăzute marje de eroare pentru etapele importante ale proiectului;

b) se va pune mare accent pe etapa de verificare a fazei de proiectare;

c) managerul de proiect, împreună cu responsabilul juridic și responsabilul tehnic se vor ocupa direct de colaborarea în bune condiții cu entitățile implicate în implementarea proiectului;

d) responsabilul tehnic se va implica direct și va supraveghea atent modul de execuție al lucrărilor, având o bogată experiență în domeniu. Se va implementa un sistem foarte riguros de supervizare a lucrărilor de execuție. Acesta va presupune organizarea de raportări parțiale pentru fiecare stadiu al lucrărilor în parte. Acestea vor fi prevăzute în documentația de licitație și la încheierea contractelor;

e) se va urmări încadrarea proiectului în standardele de calitate și în termenele prevăzute;

f) se va urmări respectarea specificațiilor referitoare la materialele, echipamentele și metodele de implementare a proiectului;

g) se va pune accent pe protecția și conservarea mediului înconjurător.

f. Administrarea riscurilor externe ale proiectului

În acest sens se va avea în vedere:

a) asigurarea condițiilor pentru sprijinirea liberei concurențe pe piață, în vederea obținerii unui număr cât mai mare de oferte conforme în cadrul procedurilor de achiziții echipamente și utilaje;

b) estimarea cât mai realistă a creșterii preturilor pe piață.

c) administrarea riscurilor comune proiectului.

Legat de stabilitatea forței de muncă, proiectul însuși va fi un factor de stabilitate care va cointeresa atât personalul din cadrul societății, cât și colaboratorii potențiali externi să realizeze activități în cadrul proiectului.

g. Riscul de venit

Este definit ca fiind riscul de a nu se respecta prețurile stabilite prin contractul de achiziționare sau orice alt angajament care ar conduce la vânzarea energiei la prețul stabilit.

Materializarea acestui risc este imposibilă sau minimă, întrucât:

- estimarea randamentului proiectului și indicatorilor de eficiență financiară, economică s-a făcut în condițiile unor celor mai mici prețuri tranzacționate pe piața energiei electrice din România;

- prețul la energia produsă din surse ecologice, cum este și cea solară, au o elasticitate redusă, datorită faptului că statul sprijină producerea acestui tip de energie.

- prețurile energiei electrice au fost, în ultimii ani, atât în România, cât și pe plan mondial în creștere;

- este puțin posibil ca în viitor să se materializeze scăderi ale prețului energiei electrice întrucât piața națională, cât și cea mondială se confruntă cu o cerere peste nivelul ofertei;

- creșterea prețului la petrol conduce la rentabilizarea unor categorii de resurse energetice care în urmă cu câțiva ani nu erau eficiente din punctul de vedere al costurilor (inclusiv energia solară). Aceasta din urmă, în cazul exploatărilor casnice nu avea caracter de eficiență (tocmai datorită costurilor), ci cel mult ca o optimizare a cheltuielilor cu energia electrică și termică a gospodăriilor).

78

78

h. Riscul de finalizare

Este definit ca fiind riscul ca finalizarea proiectului să fie întârziată în general din motive tehnice. Deși eliminarea integrală a acestui risc este imposibilă, datorită intervenției unor factori exogeni și colaborării cu operatori economici care nu pot fi controlați de instituția care implementează proiectul el poate fi minimizat.

Minimizarea acestui risc se poate realiza în:

- faza proiectării, prin întocmirea unui grafic în care activitățile prevăzute să fie corect ordonate și angrenate, luându-se în considerare rezerve de timp în punctele critice, cât și

- prin cunoașterea reglementărilor și procedurilor ce trebuie parcurse de cel ce implementează proiectul.

CONSIDERĂM CĂ STUDIUL DE FEZABILITATE REALIZAT ȘI GRAFICUL DE EXECUȚIE PROPUȘ RESPECTĂ RESTRICȚIILE ANTERIOR MENȚIONATE MINIMIZÂND ACEST RISC;

- faza execuției, având în vedere complexitatea relativ redusă a proiectului, pe de o parte, iar pe de altă parte, timpul propus pentru realizarea investiției, fiind de aproximativ 12 luni, considerăm incidența acestui risc ca minoră, putând afecta proiectul în proporție de cel mult 10%, valoare ce poate fi absorbită rapid, tocmai prin timpul de 12 luni, propus pentru punerea în operă a investiției. Totuși, întrucât o serie de faze tehnologice se realizează de

către operatori din afara sferei de influență a Beneficiarului – furnizorii de echipamente, firma prin care se realizează, racordul la sistemul energetic național etc. este posibil să apară întârzieri și deci, materializarea riscului analizat. Pentru contracararea aceste gâturi în îndeplinirea graficului de execuție este necesar ca aceste activități să fie contractate în condiții de siguranță riguroasă – contractele încheiate cu acești furnizori / prestatori să prevadă aceste riscuri și răspunderi pentru eventuale întârzieri și, respectiv, monitorizarea de către managementul de proiect a graficului de execuție.

h. Riscul de operare

Acest risc are în vedere probabilitatea ca proiectul să nu genereze nivelul corespunzător de venituri – fluxul de venituri și cheltuieli – prin nerealizarea producției calculate în proiect, fie din cauza costurilor de operare, fie din cauza costurilor de mentenanță ce depășesc previziunile). Variabilitatea mediului economic implică o doză însemnată de probabilitate pentru orice plan sau proiect, cu atât mai mult cu cât prognozele au în vedere un orizont de timp lung. Totuși proiectul propus limitează puternic acest risc prin conținutul scenariului ce a stat la baza elaborării acestuia, nivelul producției estimate este minimă.

S-a plecat de la valorile minime ale densității puterii iradiante solare globale medii, duratei medii orare de strălucire a soarelui, la ora 12 (11:30 – 12:30) și de la sumele medii orare ale duratei de strălucire a soarelui. Toate acestea măsurate la nivelul zonei unde se situează beneficiarul proiectului în discuție, costurile de operare sunt minime, abaterea acestora de la valorile planificate afectând în proporție scăzută eficiența proiectului.

79

79

Elaborarea unui plan de masuri

Tehnicile de control a riscurilor recunoscute in literatura de specialitate, se impart in urmatoarele categorii:

Evitarea riscului- impartirea impactului negativ al riscului cu o terta parte (contracte de asigurare, garantii)

Reducerea riscului – tehnici care reduc probabilitatea de aparitie si/sau impactul negativ al riscului

Planuri de contingenta- planurile de rezerva care vor fi puse in aplicare in momentul aparitiei riscului.

Planul de raspuns la riscuri se face pentru acele riscuri a caror probabilitate de aparitie este medie sau ridicata si au un impact mediu sau ridicat asupra proiectului.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

<u>Impact/Probabilitate de aparitie</u>	<u>Scazuta</u>	<u>Medie</u>	<u>Ridicata</u>
<u>Scazut</u>	- <u>Conditiiile meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrarilor de constructii</u>		<u>Nerespectarea graficului de realizare a activitatilor investitionale si neincadrarea in cuantumul financiar aprobat</u> - <u>Intarzieri in realizarea procedurilor de achizitie si in incheierea contractelor de furnizare sau lucrari</u>
<u>Mediu</u>		- <u>Posibile neconcordante intre politicile regionale si cele nationale in ceea ce priveste aspectele sociale ale dezvoltarii comunei</u>	<u>Nerespectarea termenelor de plata conform calendarului prevazut</u>
<u>Ridicat</u>			- <u>Mediul legislativ incert ca urmare a incercarii de armonizare a legislatiei nationale cu cea europeana.</u>

80

80

Elaborarea unui plan de masuri

Tehnicile de control a riscurilor recunoscute in literatura de specialitate se impart in urmatoarele categorii:

Evitarea riscului - implica schimbari ale planului de management cu scopul de a elimina aparitia riscului.

- Transferul riscului – impartirea impactului negativ al riscului cu o terta parte (contracte de asigurare, garantii)
- Reducerea riscului – tehnici care reduc probabilitatea de aparitie si/sau impactul negativ al riscului
- Planurile de contingenta – planurile de rezerva care vor fi puse in aplicare in momentul aparitiei riscului.

Planul de raspuns la riscuri se face pentru acele riscuri a caror probabilitate de aparitie este medie sau ridicata si au un impact mediu sau ridicat asupra proiectului.

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Tabel – Matricea de management al riscurilor			
Nr. Crt.	Risc	Tehnici de control	Masuri de management
1	<u>Conditile meteorologice nefavorabile pentru realizarea lucrarilor de constructii</u>	<u>Reducerea riscului</u>	<u>In vederea reducerii impactului asupra implementarii cu succes a investitiei, se recomanda o planificare riguroasa a activitatilor si o esalonare a acestora avand in vedere ca expunerea la conditiile meteorologice este maxima. Respectarea cu strictete a graficului de activitati</u>
2	<u>Nerespectarea graficului de realizare a activitatilor investitionale si neincadrarea in cuantumul financiar aprobat</u>	<u>Evitarea riscului/Reducerea riscului</u>	<u>Pentru evitarea acestui risc este necesar ca in perioada de elaborare a documentatiei tehnice sa se elaboreze graficul Gantt al proiectului tinand cont de toate „restrictiile” impuse de activitatea investitionala. De asemenea se impune monitorizarea tehnica atenta a fiecarei etape de implementare</u>
3	<u>Intarzieri in realizarea procedurilor de achizitie si in incheierea contractelor de furnizare sau lucrari.</u>	<u>Evitarea riscului</u>	<u>Elaborarea fiselor achizitiei se va realiza de catre o persoana specializata, astfel incat sa fie exprimate corect toate caracteristicile tehnice ale echipamentelor. Se va monitoriza in permanenta incadrarea in termenele prevazute in graficul de activitati.</u>

81

81

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

Analiza are în vedere doua opțiuni de lucru pentru care se va face analiza comparativa:

- **Scenariul 1 - Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe acoperis cu module fotovoltaice monocristaline de 450 W respectiv 550 W.**
- **Scenariul 2- Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe sol, cu module fotovoltaice monocristaline de 500 W.**

Din punct de vedere tehnic, ambele scenarii sunt susținute. Ambele folosesc tehnologie modernă și se racordează la SEN în aceleași condiții.

Din punct de vedere al amplasamentului, Scenariul 1 este susținut și prezintă soluția optimă de amplasare. Scenariul 2 nu este susținut deoarece, pentru amplasarea pe sol a întregii capacități de producere (1000 kW) ar fi nevoie ca societatea să aloce o parcelă de teren, pe care, în viitor o va putea valorifica în scopul activității economice desfășurate de societate.

Suplimentar, diferența dintre cele două scenarii este dată de producția de energie electrică. Una din condițiile acordării finanțării nerambursabile, în cadrul acestui proiect, este ca, 100% din producția de energie electrică să meargă în autoconsum.

În condițiile în care, se preconizează creșterea tarifului la energie electrică cu cel puțin 10% anual, pentru un orizont de 15-20 de ani, cheltuielile cu energia electrică, trebuie abordate prin prisma reducerii lor în procentul cel mai mare, posibil.

Din punct de vedere financiar, ambele Scenarii sunt susținute și răspund cerințelor ghidului de finanțare cu mențiunea că Scenariul 1 are rezultate mai bune.

Oportunitatea sprijinului financiar nerambursabil, îi creează beneficiarului, cadrul în care să implementeze soluția cea mai bună, pe termen lung.

Această soluție este Scenariul 1, care, respectă condițiile de finanțare impuse prin ghidul de finanțare și prezintă condiții optime de amplasare în scopul valorificării suprafețelor disponibile în incinta Termocentrale Constanta SRL.

Riscurile care pot apărea în derularea proiectului au în general un impact mare la producere, dar o probabilitate redusă de apariție și declanșare;

Riscurile majore care pot afecta proiectul sunt riscurile financiare și economice.

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

Scenariul 1 este varianta optimă (variantele alese de către elaboratori).

Scenariul 1- Construire sistem fotovoltaic de 1.000 kW, cu sistem de stocare integrat, de 250 kWh, dispus pe acoperis cu module fotovoltaice monocristaline de 450 W respectiv 550 W.

Ordonatorul principal de credite (proprietarul investiției) este Termocentrale Constanta S.R.L., iar fondurile necesare realizării investiției vor fi constituite din Ajutor de stat finanțat prin Fondul pentru modernizare în România, Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei; Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice produse din surse regenerabile pentru autoconsum.

Propunerea de proiect a rezultat ca necesitate și oportunitate în urma analizei contextuale ce a luat în calcul:

Situatia existenta	Necesitatea investitiei
Potential solar bun	Prin realizarea și implementarea acestui proiect se dorește utilizarea potențialului solar care este una din noile cerințe / tendințe implementate și utilizate într-o gama largă. Avându-se în vedere că este o zonă cu un potențial solar bun și beneficiind de aceasta resursă nelimitată, va rezulta eliminarea folosirii combustibililor fosili, independență energetică și nu în ultimul rând eliminarea poluării mediului înconjurător.
Lipsa de tehnologii moderne care să utilizeze potențialul solar	Prin realizarea și implementarea acestui proiect, se vor optimiza condițiile actuale; construirea unei centrale fotovoltaice, a fost analizată în scopul acoperirii consumului propriu de energie electrică pentru producerea și pompajul energiei termice livrată la gardul Termocentrale Constanta S.R.L. Acest proiect îl va pune la adăpost pe beneficiar de fluctuațiile prețurilor de pe piața energiei și va aduce bugetului propriu, economii considerabile. Unitatea de stocare va contribui la reziliența energetică a beneficiarului. În contextul economic actual și luând în calcul condițiile de mediu, intenția de a crea o unitate proprie de producere de energie electrică, utilizând energia solară, reprezintă un act de responsabilitate atât față de veniturile comunității cât și față de mediul înconjurător.
În momentul actual Termocentrale Constanta S.R.L. este dependentă din punct de vedere energetic de rețeaua de energie electrică locală, etc.	Prin realizarea și implementarea acestui proiect, bugetul Termocentrale Constanta S.R.L. va fi degrevat parțial de cheltuielile aferente facturilor de electricitate pentru consumatorii aflați în subordinea sa, și se va asigura continuitatea în operare, în orice situație.
Din punct de vedere al mediului, situația actuală precizează lipsa tehnologiilor moderne care să	Prin realizarea și implementarea acestui proiect, se vizează protejarea mediului prin utilizarea energiei solare cu ajutorul tehnologiei fotovoltaice. Astfel se va evita arderea combustibililor fosili pentru producerea energiei electrice, având implicație majoră în scăderea emisiei de substanțe

mențină un echilibru optim cu țintă pe protejarea mediului, etc.	poluante în atmosferă, ce au consecințe medioambientale negative.
Amplasamentul	Amplasamentul ales pentru Scenariul 1 corespunde rigorilor impuse pentru un astfel de proiect și nu va avea alte funcțiuni în următorii 20 de ani- Acoperișurile clădirilor sunt din chesoane de beton armat, având forme plane.

Odata ce a fost identificată nevoia, s-a căutat soluționarea acesteia prin construirea unui generator fotovoltaic de 1 MWp, care să asigure necesarul de energie electrică pentru consumatorii aflați în subordinea Solicitantului, care va asigura următoarele:

1. reducerea dependenței de importurile de resurse de energie primară (în principal combustibili fosili) și îmbunătățirea siguranței în aprovizionare;
2. reducerea cheltuielilor cu energia electrică;
3. protecția mediului prin reducerea emisiilor poluante și combaterea schimbărilor climatice;
4. diversificarea surselor de producere a energiei, tehnologiilor și infrastructurii pentru producția de energie electrică;
5. crearea de noi locuri de muncă prin realizarea/ modernizarea capacităților de producere a energiei electrice cu ajutorul unei centrale fotovoltaice din surse regenerabile;
6. implicarea mai activă a mediului de afaceri (companiilor private naționale și internaționale), precum și a autorităților publice locale și centrale, în procesul de valorificare a resurselor regenerabile de energie.

Investiția propusă:

- Va asigura beneficiarului independența energetică.
- Producerea energiei se va realiza într-o singură locație, ceea ce va simplifica operațiunile de instalare, exploatare și mentenanță a sistemului.
- Conectarea la SEN, contorizarea și respectarea cerințelor de conectare impuse de distribuitorul de energie electrică vor fi realizate și respectate mai ușor.
- Valoarea de vârf a puterii produse va fi obținută mai des.
- Va asigura beneficiarului control asupra prețurilor practicate.
- Va contribui la obiectivele de mediu asumate de țara noastră.

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

Natura proprietatii Amplasamentului a fost tratata in capitolele anterioare. Conform acesteia, Beneficiarul detine dreptul de utilizare asupra Amplasamentului. Acesta nu necesita amenajari care sa angreneze din punct de vedere financiar, proiectul.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

În fazele de execuție și de operare, nu este nevoie de racordare la rețelele de apă, canalizare sau gaze.

În faza de operare, este nevoie de apă pentru operațiunile de mentenanță ce presupun spalarea panourilor. Această operațiune se va face cu apa dintr-un rezervor mobil, care va fi deplasat la locația sistemului fotovoltaic. Rezervorul mobil va fi alimentat de la rețeaua de apă existentă.

Centrala fotovoltaică va fi racordată la Sistemul Electroenergetic Național, prin intermediul unui racord care să asigure atât autoconsumul cât și debitarea în sistem a surplusului de energie produsă sau asigurarea consumului intern pe perioada în care panourile nu produc suficientă energie. Beneficiarul investiției va capata statutul de prosumator.

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

Centrala electrică fotovoltaică de 1000 kW cu sistem de stocare de 250 kWh integrat, va fi configurată astfel:

- Acoperire carport – 150,30 kW , avand un numar de 334 module PV, cu puterea de 450 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35 mm și o greutate de aproximativ 24.3 kg.
- Acoperire acoperis cladire existenta- 99,90 kW, avand un numar de 222 module PV, cu puterea de 450 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2094 x 1038 x 35 mm și o greutate de aproximativ 24.3 kg.
- Acoperire acoperis cladire existenta (C11) – 125,4 kW, avand un numar de 228 module PV, cu puterea de 550 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2278x1134x30 mm și o greutate de aproximativ 27,6 kg.
- Acoperire acoperis cladire existenta (C13) – 625 kW, avand un numar de 1136 module PV, cu puterea de 550 Wp, fiecare dintre ele fiind formate dintr-un număr de 144 de celule (tip Half Cut Monocristaline), cu o dimensiune medie de 2278x1134x30 mm și o greutate de aproximativ 27,6 kg.
- Structură metalică de aluminiu, proiectată pentru centrale fotovoltaice cu fixare pe acoperisuri. Orientarea panourilor fotovoltaice , in functie de locul de amplasare va fi de E-V si S.
- Sistemul va fi prevăzut cu invertoare trifazate de tip string inverter cu o puteri nominale de 125 kWp (6 bucăți) si 50 kWp (5 buc)
- Dulap de automatizare T-CEF
- Accesorii electrice de conectare și comandă

- Centru de monitorizare și control

Dimensionarea componentelor

Dimensionarea inițială a componentelor cheie, generatorul fotovoltaic și invertoarele se bazează pe specificațiile electrice ale acestora.

Panourile fotovoltaice

Se vor utiliza panourile fotovoltaice cu următoarele caracteristici :

- Panou fotovoltaic monocristalin, half cell
- Puteri nominale panouri : 450 Wp si 550 Wp.
- Eficiență modul > 21,5%

Conditii standard de testare (STC)

- Radiatia solara 1000W/mp
- Masa aerului AM 1,5
- Temperatura celulei 25°C

Invertoarele

Pe partea de intrare invertoarele trebuie să fie capabile să primească curentul și tensiunea la nivelul furnizat de generatorul fotovoltaic. Trebuie făcută diferența între domeniul maxim al tensiunii admise la intrare și domeniul în care invertorul poate funcționa la punctul de putere maximă de pe curba caracteristică generatorului. Atunci când se determină caracteristica electrică, trebuie luat în considerare nu numai variația irradiației dar și variația cu temperatura de lucru a curentului generat, pentru că acestea pot afecta semnificativ puterea de ieșire. Eficiența europeană a invertoarelor va fi >97%

86

86

Structura de susținere și prindere pentru sol și acoperis plat:

Structura metalică realizată din oțeluri inoxidabile cu rezistență la coroziune.

• Structura de susținere va fi proiectată în conformitate cu cerințele de compatibilitate ale modulului fotovoltaic pentru acoperis și va respecta:

- Custom-designed pentru aplicația prezentă dar cu flexibilitate în instalare;
- Folosește minimum de elemente de prindere fără stres extrem al membrilor de susținere;
- Permite unghiuri de orientare și înclinare optime;
- Usor de instalat fără training special;
- Să prezinte documentație a design-ului și rapoarte de testare;
- Capabilă să reziste evenimentelor seismice conform "cod de proiectare seismică P100-1/2006";
- Capabilă să reziste vânturilor extreme conform STAS 10101/20-90 "Încărcări date de vânt";
- Capabilă să reziste încărcărilor de zăpadă potrivit STAS 10101/21-92 "Încărcări date de zăpadă";
- Capabilă să reziste încărcărilor laterale.

Conexiuni electrice

Aceste conexiuni vor fi:

- prin conductori flexibili pe partea dorsala a panourilor PV pentru modulele PV de pe fiecare panou PV;
- prin conductoare dispuse in canal de cabluri pentru conexiuni intre panouri PV sau intre panouri si invertoare, respectiv intre invertoare si instalatie de utilizare existenta a consumatorului;

Cabluri de curent continuu (cupru) – sunt cablurile care conecteaza panourile intre ele alcatuind sirurile de panouri si cablurile ce conecteaza sirurile la invertoare.

- Cablurile care conecteaza panourile intre ele sunt furnizate de producatorul de panouri, doua pentru fiecare panou.
- Cablurile de conectare ale sirurilor la invertoare, vor fi confectionate la fata locului, vor fi amplasate pe profilele structurii metalice, fixate cu coliere de plastic si protejate de actiunea directa a conditiilor meteorologice.

Cabluri de curent alternativ (0,4 kV) – se compun din cablurile ce conecteaza invertoarele la tablourile electrice de conexiune a invertoarelor si cablurile ce conecteaza aceste tablouri la TEG al Beneficiarului.

- Cablurile de conectare a invertoarelor la tabloul electric de conexiuni de colectare vor fi pozate într-un canal de cablu metalic sau îngropat, amplasat în zona inferioară a invertoarelor, funcție de locul și soluția de instalare a invertoarelor;
- Cablurile de conectare a tabloului electric de conexiuni la tabloul electric general vor fi pozate într-un canal de cablu metalic până la canalurile de cabluri existente până în camera tehnică în care va fi instalat tabloul T-CEF;

87

87

Pentru calculul cablurilor se vor respecta normele si standardele aflate in vigoare.

Dulap de automatizare T-CEF

Dulapul de automatizare din cadrul instalatiei fotovoltaice va fi echipat du dispozitive de comutatie si dispozitive de protectie si/sau masua specifice instalatiilor fotovoltaice.

In cadrul acestuia vor fi instalate:

- Un intrerupator automat de interfata cu comanda la distanta si contacte auxiliare pentru semnalizarea pozitiei intrerupatorului pentru plecarea spre panourile de servicii proprii de curent alternativ al statiei, respectiv spre TGD al cladirii.
- Un releu de protectie care va comanda deschiderea intrerupatorului de interfata in caz de defect;
- O centrala de masura trifazata pentru masurarea energiei debitate de catre instalatia fotovoltaica.

• Defectele interne ale tabloului de joasă tensiune sunt eliminate de protecțiile aparatajului de joasă tensiune 0,4kV.

• Pentru micșorarea probabilității de apariție a scurtcircuitului intern sunt respectate măsurile cuprinse în IEC 1330.

Instalația de legare la pământ

Pentru protecția personalului de exploatare și mentenanță împotriva atingerilor accidentale indirecte se va realiza o instalație de legare la pământ a sistemului fotovoltaic în conformitate cu normativele și standardele în vigoare (I7/2011, 1RE-lp 30/2004) care se va conecta la instalația de împământare existentă.

În cazul în care în locație nu există instalație de împământare, realizarea acesteia intră în sarcina Beneficiarului.

La realizarea acestei instalații de legare la pământ se va ține seama și de recomandările furnizorului de echipament în ceea ce privește modul de legare la centura de împământare.

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

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

La instalația de împământare a centralei se va racorda întregul echipament (conform prevederilor 1.RE-lp 30/2004), precum și toate elementele conductoare care nu fac parte din circuitele curenților de lucru, dar care în mod accidental ar putea intra sub tensiune printr-un contact direct, prin defect de izolație sau prin intermediul unui arc electric (suportii metalici de susținere a panourilor fotovoltaice, îngrădirile din plasă metalică, porțile metalice etc.).

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

- Structura metalică de susținere a panourilor fotovoltaice;
- Invertoarele;
- Dulapul de automatizare T-CEF;

88

88

Centrul de monitorizare și control va avea funcțiunea de a monitoriza și controla întregul proces de generare a energiei electrice produsă de panouri, prelucrarea energiei în invertoare și va fi dotat cu calculatoare, senzori meteorologici care urmăresc condițiile atmosferice și radiația solară, realizând astfel o bază de date cu istoricul parametrilor centralei în interdependența cu condițiile meteo.

Caracteristicile tehnice ale componentelor sistemului fotovoltaic au fost tratate în cap.3.2.

d) probe tehnologice și teste.

La etapa, probe tehnologice și teste vor participa toți actorii implicați în implementarea proiectului. (executant, beneficiar, proiectant, reprezentantul operatorului de energie electrică)

În această etapă se vor verifica:

- Toate conexiunile la tablourile electrice sub supravegherea reprezentantului Furnizorului de energie electrică.
- Toate conexiunile electrice dintre panouri, invertoare, TMP.
- Asamblarea echipamentelor (invertoare, TMP, stringuri panouri)

În această etapă se vor proba:

- Conectarea invertoarelor la linia electrică.
- Pornirea/oprirea și funcționarea echipamentelor.

- Verificarea decuplării invertoarelor în situația lipsei tensiunii de rețea, a furnizorului. Rezultatul acestei etape este punerea în funcțiune a sistemului fotovoltaic și intrarea în perioada convenită de garanție.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții

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

Valoarea totală a obiectului de investiții este 2.669.161,65 Lei fără TVA, 3.175.006 lei TVA inclus, din care construcții-montaj (C+M), 1.092.386,00 fără TVA, 1.299.939,34 TVA inclus.

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

În prezent amplasamentul alocat investiției este neutilizat iar utilizarea lui presupune valorificarea suplimentară a acestuia. Prezentul SF a concluzionat faptul că se poate amplasa o centrală fotovoltaică, zona având un potențial energetic solar bun. Accesul rutier în zona este accesibil iar pentru investiția propusă se va solicita ATR .

Aceste avantaje au determinat utilizarea Amplasamentul propus ca locație preferată pentru realizarea centralei fotovoltaice.

Suprafață acoperită cu panouri fotovoltaice :4726 mp

89

Arie totală proiectată : 15.000 mp

89

d) indicatori financiari, socio-economici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și ținta fiecărui obiectiv de investiții;

Indicatorii financiari (fără TVA) – valoarea investiției raportată la suprafața desfășurată este: 177,95 lei/mp

e) Durata estimativă de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni - 12 luni.

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

Acte legislative care reglementează domeniul investiției:

Cadrul legislativ aferent sectorului energetic a fost îmbunătățit în conformitate cu legislația comunitară în domeniu din perspectiva aderării României la UE dar și a trecerii țării la o economie de piață funcțională. Sunt în vigoare legi ale energiei electrice, ale gazelor naturale, minelor, activităților nucleare, serviciilor publice de gospodărie comunală și utilizării eficiente a energiei, armonizate cu legislația UE.

În domeniul energiei electrice regenerabile, prin Legea 220 din anul 2008 - actualizată, s-au stabilit ținte de atins pentru producția de energie electrică din surse regenerabile până în anul 2020 și au fost definite sursele de producție ale energiei regenerabile ce beneficiază de sistemul de promovare. Astfel, ponderea surselor de energie regenerabilă în consumul total de energie electrică trebuia să fie de, 30.7% în anul 2030.

Executantul lucrării va respecta prevederile următoarelor:

- Legea 123/ 2012 Legea energiei electrice și a gazelor naturale;

- Ordin ANRE nr. 208 / 2018 Cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situat în larg);
- Ordin ANRE nr. 228 / 2018 Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea; (cu modificările și completările din Ord.132/2020);
- Ordin ANRE 15/2022 pentru aprobarea Procedurii privind racordarea la rețelele electrice de interes public a locurilor de consum și de producere aparținând prosumatorilor care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 400 kW pe loc de consum;
- Ordin ANRE 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013;
- I7/2011 Normativ pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor;
- NTE 001/03/00 Alegerea, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor; 90
- NTE 007/08/00 Normativ și Anexe pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice; 90
- NTE 005/06/00 Normativ privind metodele și elementele de calcul a siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- I.RE-Ip 30-04 Îndrumar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- STAS 2612/1987 Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise;
- STAS 12217/1988 Protecția împotriva electrocutărilor la utilaje și echipamente electrice mobile. Prescripții;
- STAS 297/1/1987 Culori și indicatoare de securitate. Condiții tehnice generale;
- STAS 297/2/1992 Culori și indicatoare de securitate. Reprezentări;
- HGR 300/2006 Cerințe minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile;
- HGR 1146/2006 Cerințe minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor de muncă;
- HGR 971/2006 Cerințe minime pentru semnalizarea de securitate și/sau de sănătate la locul de muncă;
- HGR 1091/2006 Cerințe minime pentru securitate și sănătate la locul de muncă;
- HGR 448/2005 privind deșeurilor de echipamente electrice și electronice;
- HGR 621/2005 privind gestionarea ambalajelor și a deșeurilor din ambalaje;
- HGR 918/2002 privind evaluarea impactului asupra mediului înconjurător.

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

Sursele de finanțare a investițiilor se constituie în conformitate cu legislația în vigoare și constau din fonduri proprii, fonduri externe rambursabile, fonduri de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat și alte surse legal constituite.

Sursele de finanțare ale investiției sunt compuse din :

- Ajutor de stat finanțat prin Fondul pentru modernizare în România; Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei
- Contributia proprie a beneficiarului

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

6.1 Avizul beneficiarului de investiție privind necesitatea și oportunitatea investiției - Hotărârea Termocentrale Constanta S.R.L. de Aprobare a Studiului de fezabilitate și a indicatorilor tehnico-economici.

6.2. Certificat de Urbanism nr. 1574 din 20.06.2024 emis de Primăria Municipiului Constanta

6.3. Dovada depunerii la autoritatea competenta pentru protectia mediului, a documentatiei in vederea obtinerii acordului de mediu

91

7. Implementarea investiției

91

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabilă cu implementarea investiției este beneficiarul investiției, respectiv Termocentrale Constanta S.R.L., cu sediul în Bulevardul Aurel Vlaicu, nr. 123, loc. Constanta, jud. Constanta, Romania.

- Numărul de Înregistrare la Registrul Comerțului: J13/2667/2022
- Cod Fiscal: RO 46549920
- Telefon: 0723577707
- E-mail: termocentrale@cetpalas.ro

7.2. Strategia de implementare, cuprinzând: durata de implementare a obiectivului de investiții (în luni calendaristice), durata de execuție, graficul de implementare a investiției, eșalonarea investiției pe ani, resurse necesare.

Eșalonarea costurilor coroborate cu graficul de realizare a investiției

Derularea întregului proiect va fi eșalonat în 12 luni, de la data semnării contractului de finanțare.

În primele două luni au loc următoarele activități:

1.Faza de pregătire a implementării proiectului;

2. Publicitatea se va realiza pe toata perioada de derulare a investitiei și are rolul de a prezenta modul de implementare și utilizare a centralei fotovoltaice, de la Termocentrale Constanta S.R.L. și beneficiile acesteia;

3. Informarea, conștientizarea și instruirea personalului angrenat în faza de implementare a proiectului.

În a doua lună și a treia, sunt prevăzute următoarele activități:

4. Organizarea și achiziția serviciilor de proiectare, inginerie și execuție lucrări.

5. Atribuire contract de lucrări.

În lunile a patra, a cincea și a șasea au loc următoarele activități:

6. Elaborare PT+DE.

7. Consultanță tehnică, informarea și conștientizarea personalului angrenat în faza de implementare a proiectului.

Din luna a șasea, inclusiv până în luna a zecea, sunt prevăzute următoarele activități:

8. Faza de realizare a lucrărilor propriu-zise (faza de construcție), organizare de șantier, amenajarea terenului;

9. Instalații și construcții, poziționarea structurilor de prindere a panourilor fotovoltaice, montaj utilaje tehnologice;

10. De asemenea se va aplica o procedura continuă de instruire, informare și conștientizare a personalului în această perioadă. În faza de realizare a lucrărilor se va apela la asistență tehnică și consultanță.

92

92

În luna a unsprezecea au loc următoarele activități:

11. După terminarea lucrărilor de montare și conectare a panourilor fotovoltaice se va realiza racordarea la SEN;

12. Se vor efectua probe tehnologice și teste în vederea descoperirii unor posibile erori apărute în sistem, astfel se va crea o bună desfășurare și eficiență a activităților viitoare;

În luna a doisprezecea au loc următoarele activități:

13. Derularea auditului financiar. După încheierea tuturor activităților de execuție este necesară recepția lucrărilor și punerea în funcțiune a obiectivului de investiții vizat, urmată de partea administrativă de management a proiectului, legată de elaborarea raportului de implementare, derularea auditului financiar, redactarea raportului final și publicitatea.

- Graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției, scenariul 1;

STUDIU DE FEZABILITATE

„Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Nr. capitolul p. Deviz general	Categori de lucru	Valoarea inclusiv TVA	Durata luni	Grafic fizic si valoric de realizare a investitiei														
				Incepere	Finalizare	Anul 1												
						Luna 1	Luna 2	Luna 3	Luna 4	Luna 5	Luna 6	Luna 7	Luna 8	Luna 9	Luna 10	Luna 11	Luna 12	
2	Cheltui pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL CAP. 2		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.5	Proiectare	22000,00							11000,00	11000,00	0,00							
3.5.5	Verificarea tehnici de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0,00									0,00							
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	22000,00	3	4	6				11000,00	11000,00								
3.8	Organizarea procedurilor de executie	0,00	2	2	3			0,00	0,00									
3.7	Consultanta	51700,00						5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	12687,50	
3.7.1	Management de proiect pentru obiectivul de investitii	47200,00	12	1	13			3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	3933,33	
3.7.2	Audit financiar	7000,00	1	12	12												7000,00	
3.8	Asistenta tehnica	7000,00											0,00	0,00	0,00	0,00		
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	0,00																
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	0,00																
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	0,00																
3.8.2	Orizanta de santier	7000,00									7000,00							
TOTAL CAP. 3		83700,00						5187,50	5187,50	5187,50	16187,50	16187,50	5187,50	5187,50	5187,50	5187,50	12687,50	
4.1	Cadru si constructii speciale, instalati aferente constructiilor si retelelor de utilitati in loca	620150,00											310075,00	310075,00				
4.2	Montaj utilaje tehnologice, inclusiv retele aferente	447238,00	3	8	10								111808,00	111808,00	111808,00	111808,00		
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	1435434,00											478478,00	478478,00	478478,00			
4.3.1	100% PROCURARE ECHIPAMENTE	1435434,00	2	6	7								478478,00	478478,00	478478,00			
TOTAL CAP.4		2062939,00											478478,00	478478,00	900965,00	421884,00	111808,00	
5.1	Organizarea de santier	25000,00																
5.1.1	100% LUCRARI AFERENTE DE CONSTRUCTII SI INSTALATI AFERENTE ORGANIZARI DE SANTIER	25000,00	1	7	7								25000,00					
5.4	Informare si publicitate	6000,00	2	1	12			3000,00									3000,00	
TOTAL CAP.5		31000,00						3000,00					0,00				3000,00	
6.1	PRDGATIREA PERSONALULUI DE EXPLOATARE	0,00	1	12	12													
6.2	PRDIBE TEHNOLOGICE SI TESTE	0,00	1	12	12													
TOTAL CAP.6		0,00																
TOTAL LUCRARI		2817320,00						5187,50	5187,50	5187,50	16187,50	16187,50	490865,50	483665,50	905548,50	427037,50	116998,50	12687,50

93

93

Pentru implementarea proiectului se vor folosi resurse umane și tehnice angajate și / sau subcontractate. Personalul cheie va avea experiență în proiecte similare și educația necesară, certificarea și abilități instruite.

Toate uneltele și echipamentele necesare pentru efectuarea lucrărilor și serviciilor din șantier vor fi incluse în prețul contractului: macarale, ridicare persoane, remorcă, dispozitive de sudare, schele, scări, etc. și toate consumurile și lucrările de montaj aferente.

Se vor include materialele consumabile necesare pentru sudare și materiale auxiliare pentru vopsire/protecții.

Mai multe detalii vor fi furnizate de potențialii Antreprenori Generali, la cerere, în faza ofertei angajante, respectiv în faza de proiectare.

Programul de timp pentru proiectare și implementare va fi oferit ca grafic Gantt. Acest program va evidenția toate fazele, sarcinile și etapele principale ale contractului: proiectare, obținerea autorizațiilor, fabricație, lucrări pregătitoare, livrări, montare, instalare, instruire, teste și punere în funcțiune, test de performanță.

Termenul limită și unele dintre etapele intermediare relevante (de exemplu, finalizarea fazei de proiectare sau obținerea Autorizației de construcție, începerea lucrărilor, etc.) pot fi considerate puncte de referință pentru monitorizarea performanței. Punctele de referință vor fi stabilite în momentul negocierii contractului, luând în considerare condițiile finale ale proiectului de realizare a centralei de cogenerare.

Fazele de recepție vor fi efectuate conform reglementărilor legale aplicabile, HG 273/1994 și HG 51/1996, cu ultimele modificări și completări.

După finalizarea tuturor lucrărilor de construcție, se va efectua recepția la terminarea lucrărilor (RTL) și un certificat va fi emis de către beneficiar.

După finalizarea tuturor testelor pentru punerea în funcțiune a instalației, se va efectua recepția punerii în funcțiune (RPIF) și un certificat va fi eliberat de către beneficiar.

Conform standardului SR EN ISO 9001 și reglementărilor aplicabile, în faza de inițiere a contractului sau în cadrul ofertei angajante, Antreprenorul General va oferi Planul de asigurare a calității (PAC) și planurile de control al calității / planurile de inspecție și testare (PCCVI / PTI) pentru toate lucrările efectuate la fața locului și pentru fabricarea echipamentelor principale.

Conform standardului EN ISO 14001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va oferi Planul de protecție a mediului (PPM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

Conform standardului EN ISO 45001 și reglementărilor aplicabile, în faza de proiectare/inițiere contract sau în cadrul ofertei angajante Antreprenorul General va furniza, în faza de inițiere a contractului, Planul de sănătate și securitate (PSSM) care acoperă toate aspectele legate de activitățile desfășurate la fața locului.

94

94

Responsabilitatea socială va fi asigurată conform standardului SA 8000 și reglementărilor aplicabile.

Managementul securității informațiilor va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 27001 și cu politica beneficiarului în privința informațiilor supuse schimbului între părți.

Managementul energiei va fi asigurat în conformitate cu standardul ISO 50001 și reglementările aplicabile.

Pe lângă certificatele care prezintă sistemele de management implementate în organizația Antreprenorului General, acesta va trebui să prezinte certificatele, licențele și autorizațiile profesionale necesare în diferite domenii cu activități reglementate.

7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare

Mentenanța planificată reprezintă totalitatea activităților realizate în scopul întreținerii echipamentului după un plan prealabil stabilit pentru a preveni defectarea și uzura prematură, în conformitate cu instrucțiunile producătorului. Mentenanța planificată include materialele și piesele obligatorii pentru înlocuire după o anumită perioadă de timp de operare stabilită de producător.

Pentru mentenanța specializată oferită de furnizor, utilizatorul va asigura conexiunea la internet pentru accesarea de la distanță a datelor din sistemul informatic, în scop de monitorizare a performanțelor și de trasabilitate a defectelor/neconformităților apărute. Echipamentele necesare pentru monitorizarea de la distanță vor fi incluse în ofertă.

Contractul de mentenanță poate include garantarea anumitor parametri în operarea echipamentelor. Acest lucru va fi detaliat ulterior, în funcție și de politica de securitate a producției vizată de Termocentrale Constanta S.R.L.

Contractul de mentenanță se va semna (dacă se va dori contractarea mentenanței) fie odată cu semnarea contractului de proiectare și execuție la cheie, fie până cel mai târziu la data punerii în funcțiune a centralelor fotovoltaice. Lipsa contractului de mentenanță la momentul începerii operării comerciale poate atrage după sine pierderea garanției, dacă nu se realizează la termen operațiunile de mentenanță prevăzute în plan.

Mentenanța preventivă se va realiza după un grafic ce va fi anexat Ofertelor Antreprenorului General, în termenul acceptat de furnizorii individuali de echipamente, pentru fiecare categorie de echipamente în parte.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pentru implementarea proiectului, la nivelul Termocentrale Constanta S.R.L. se va înființa o unitate de implementare proiect UIP.

Echipa de proiect va include rolurile necesare (lista de mai jos se va adapta la necesitățile reale ale proiectului, funcție de cerințele de implementare):

- Project Manager / Contract Manager
- Inginer constructor
- Inginer electric
- Responsabil SSM

95

95

La începutul contractului, Antreprenorul General va furniza metodologia sa de gestionare a proiectelor și formularele conexe, iar părțile ar trebui să convină asupra aspectelor principale ale comunicării și raportării progreselor, indicatori cheie asupra progresului și a celorlalte procese implicate (integrare, domeniu de aplicare, timp, cost, calitate, resurse umane, riscuri, achiziții, părți interesate) etc.

Următoarele documente vor fi gestionate cu privire la acest serviciu:

- Metodologia PM și formularele și șabloanele aferente (inclusiv raportul de progres, facturarea lucrărilor / materialelor, factura serviciilor, etc.)
- Organigrama resurselor umane
- Resurse tehnice implicate
- Graficul de timp al proiectului
- Planul de management și asigurare a calității (PAC)
- Planuri de control al calității, verificări și inspecții (PCCVI) și / sau planuri de inspecție și testare (ITP)
- Planul de management al protecției mediului (PPM)
- Planul de management al sănătății și securității (PSSM)
- Planul de gestionare a traficului (PGT)
- Planul de gestionare a incendiilor și securității (PPSI)

Livrabilele de documente vor face obiectul unui grafic ce va fi stabilit ulterior. Un program detaliat de timp al proiectului va fi furnizat în termen de maxim 1 lună de la începerea activităților contractului, împreună cu toate celelalte documentații specifice de inițiere și programare a lucrărilor contractului.

Managerul de proiect (PM) și membrii echipei sale de proiect vor participa la întâlnirile de progres organizate de Beneficiar. PM va asigura raportarea periodică a stării efective a proiectului către organizația internă (comitetul de supraveghere a proiectului) și către client, inclusiv în legătură cu orice eventuală întârziere care poate apărea.

Raportul de progres pentru o anumită perioadă (lunar) va include un rezumat executiv, activitățile cheie efectuate, activitățile planificate pentru luna și perioada următoare, orice actualizare a planificării de timp, eventualele riscuri identificate, situația financiară a contractului și orice alte date stabilite de părți.

În cazul depunerii și finanțării prezentei investiții în cadrul unui program cu finanțare nerambursabilă, echipa prezentată mai sus poate fi, de asemenea, valabilă sau complementară unei astfel de echipe.

Echipa de management al proiectului cu finanțare nerambursabilă va putea avea ca atribuții principale (lista atribuțiilor nu este exhaustivă):

- monitorizarea și supervizarea implementării proiectului din punct de vedere tehnic și financiar;
- monitorizarea tuturor aspectelor legate de implementarea proiectului din punct de vedere al proiectelor finanțate din fonduri nerambursabile;
- monitorizarea activităților financiare pe perioada de desfășurare a implementării;
- întocmirea rapoartelor progres și a raportului final sau a altor tipuri de rapoarte, în conformitate cu cerințele finanțatorului;
- derularea achizițiilor din cadrul proiectului;
- întocmirea, păstrarea și arhivarea documentației aferente implementării proiectului, în conformitate cu prevederile contractului/acordului de finanțare;
- gestionarea relațiilor cu Autoritatea finanțatoare.

96

96

8. Concluzii și recomandări

Obiectivul de investiții studiat în acest studiu de fezabilitate, aduce la lumina o problemă stringentă, identificată la nivelul întregii Uniuni Europene – nevoia de independență energetică, cu ținta pe utilizarea tehnologiilor ce folosesc sursele regenerabile de producere a energiei electrice.

Problema identificată și tratată în acest studiu de fezabilitate o reprezintă dependența de resursele fosile de energie primară, și dependența de energia electrică furnizată de SEN.

Pe de o parte, se urmărește evitarea poluării, prin reducerea emisiilor cu efect de seră și combaterea schimbărilor climatice;

Pe de alta parte, se urmărește securizarea veniturilor înregistrate de bugetul local, care sunt, în cel mai fericit caz, fixe dacă nu în scădere, de la un an la altul.

Pretul kWh, odată cu liberalizarea pieței, înregistrează un trend crescător și greu de previzionat.

Consumul înregistrat de Termocentrale Constanta S.R.L. nu poate fi diminuat sau anulat.

În aceste condiții, Termocentrale Constanta S.R.L., a găsit soluția construirii unei capacități proprii de producere a energiei electrice cu unitate de stocare a energiei electrice, integrată, din surse nepoluante și care, în viitor, îi va oferi confort și predictibilitate în ceea ce privește bugetarea sumelor alocate consumului de energie electrică. Reziliența energiei a devenit un considerent esențial în evaluarea surselor de alimentare.

Evenimentele neprevăzute, cum ar fi fenomenele climatice extreme, defecțiunile tehnice, pandemiile sau chiar un război, își pot pune amprenta asupra rețelei de curent electric.

Această investiție, este realizabilă doar cu intervenție financiară nerambursabilă, iar oportunitatea creată de Fondul pentru modernizare în România, prin Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei răspunde întru totul necesităților Solicitantului.

Solicitantul îndeplinește condițiile impuse prin ghidul de finanțare, are capacitatea financiară de a susține partea de cofinanțare din surse proprii și are capacitatea managerială (tehnică și juridică) de a implementa cu succes acest proiect.

Proiectul este sustenabil din perspectiva financiară, a resurselor umane și din perspectiva instituțională.

Recomandarea elaboratorului prezentului studiu de fezabilitate, este implementarea rapidă a acestui proiect.

Bibliografie selectivă

[EPIA]	European Photovoltaic Industry Association
[PVGIS]	Photovoltaic Geographical Information System
[ANRE]	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei

97

97

A. PIESE DESENATE

1. PLAN GENERAL (1:1000)
2. SCHEMA ELECTRICA DE PRINCIPIU
3. TABEL CALCUL PUTERI

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții - Scenariul 2

Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare totala a cheltuielii fără	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4=2+3
1	Cheltuieli pentru obtinerea terenului			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 1	0,00	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 2	0,00	0,00	0,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	66.820,00	12.695,80	79.515,80
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	44820,00	8.515,80	53.335,80
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	22000,00	4.180,00	26.180,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	54.700,00	10.393,00	65.093,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	47200,00	8.968,00	56.168,00
	3.7.2. Auditul financiar	7500,00	1.425,00	8.925,00
3.8	Asistență tehnică	7.000,00	1.330,00	8.330,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	7.000,00	1.330,00	8.330,00
	Total capitol 3	128.520,00	24.418,80	152.938,80
4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	720403,00	136.876,57	857.279,57
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	476956,00	90.621,64	567.577,64
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1895247,00	360.096,93	2.255.343,93
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
	Total capitol 4	3.092.606,00	587.595,14	3.680.201,14
5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	25.000,00	4.750,00	29.750,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	25000,00	4.750,00	29.750,00

5.1.2.	Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	7.924,43	0,00	7.924,43
5.2.1.	Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2.	Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3602,02	0,00	3.602,02
5.2.3.	Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	720,40	0,00	720,40
5.2.4.	Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	3602,02	0,00	3.602,02
5.2.5.	Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3	Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	6.000,00	1.140,00	7.140,00
Total capitol 5		38.924,43	5.890,00	44.814,43
6	Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste			
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2	Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6		0,00	0,00	0,00
7	Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
7.1	Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2	Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7		0,00	0,00	0,00
Total general lei		3.260.050,43	617.903,94	3.877.954,37
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1.222.359,00	232.248,21	1.454.607,21

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
 Proiectant: STC Planeta Verde SRL
 Construire unitate de productie a
 energiei electrice din surse solare
 la Termocentrale Constanta SRL
 OBIECTIV:

Formular F1

CENTRALIZATORUL
 cheltuielilor pe obiectiv

Nr. crt.	Nr.cap./ subcap. Deviz general	Denumirea capitolelor de cheltuieli	Valoarea cheltuielilor / obiect exclusiv TVA	Din care C+M
			lei	lei
0	1	2	3	5
1	1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00
2	1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea la starea initiala	0,00	0,00
3	2	Realizarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00
4	3.1	Studii de teren	0,00	0,00
5	3.3	Proiectare:	0,00	0,00
6	4	Investitia de baza	2.502.820,00	1.067.386,00
	4.1	CENTRALA FOTOVOLTAICA -	620.150,00	620.150,00
	4.2	MONTAJ UTILAJE TEHNOLOGICE	447.236,00	447.236,00
	4.3	PROCURAT UTILAJE ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE	1.435.434,00	0,00
	4,5	DOTARI	0,00	0,00
7	5.1	Organizare de santier -total	25.000,00	25.000,00
		OS 1%	25.000,00	25.000,00
TOTAL VALOARE (exclusiv TVA)			2.527.820,00	1.092.386,00
Taxa pe valoarea adaugata			480.285,80	207.553,34
TOTAL VALOARE (inclusiv TVA)			3.008.105,80	1.299.939,34

EXECUTANT

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
 Proiectant: STC Planeta Verde SRL
 Construire unitate de productie a energiei
 electrice din surse solare la Termocentrale
 Constanta SRL

Centralizatorul cheltuielilor pe obiectiv

Nr. Cap./subcap deviz general	Cheltuieli pe categoria de lucrari	Valoarea (exclusiv TVA) lei
0	1	2
5.1	Organizare de santier	
	1APV0424 Lucrari aferente organizarii de santier	25.000,00
	TOTAL ORGANIZARE DE SANTIER	25.000,00
4.1	Cladiri si constructii speciale, instalatii aferente constructiilor si reteleleor de utilitati in incinta	
4.1.1	1PV0613 STRUCTURA METALICA SUSTINERE PANOURI	452.789,37
4.1.5	2PV0613 INSTALATII CC CONECTARE PANOURI	167.360,63
4.1.6	3PV0613 INSTALATII CA CONECTARE INVERTOARE	67.721,82
4.1.7	4PV0613 INSTALATII PARATRASNET	28.195,30
4.1.8	5PV0613 INSTALATII SCADA	10.978,87
	TOTAL I	620.150,00
4.2	Montaj utilaje tehnologice, inclusiv retelele aferente	
4.2.1	7PV0613 MONTARE PANOURI FOTOVOLTAICE	395.860,88
4.2.2	8PV0613 TABLOURI ELECTRICE	51.375,12
	TOTAL II	447.236,00
4.3	Procurare	
4.3.1	9PV0613 PROCURARE ECHIPAMENTE	1.435.434,00
4.5	Dotari	0,00
4.5.1		0,00
	TOTAL III	1.435.434,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii	
2.1	RACORD ENERGIE ELECTRICA	0,00
	TOTAL IV	0,00
	TOTAL LUCRARI	2.527.820,01
	Taxa pe valoarea adaugata - lei	480.285,80
	TOTAL VALOARE (inclusiv TVA) : lei	3.008.105,81

Curs Euro BNR = 4,9683 lei/1 Euro

EXECUTANT

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
Proiectant: STC Planeta Verde SRL
OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL
Deviz ORGANIZARE DE SANTIER

FORMULAR F3

Deviz analitic

Pozitie Corectii Denumire resursa Observatii Liste anexa	Cod resu U/M	Cantitate	Sp.mat ret materiale		Val. materiale	
			Sp.man ret	Pret utilaj	Sp.man et manopera	Val. manopera
			Sp.uti	Pret transport	Val. transport	TOTAL A
			Nr.ore/UM	Greutate/UM	reutate totala	
1	BUCATA	1,00	6.700,00		6.700,00	
	MOBILIZARE ORGANIZARE DE SANTIER CONFORM PLAN DTEO		903,27		903,27	
			450,00		450,00	
			0,00		0,00	
					8.053,27	
2	BUCATA	1,00	0,00		0,00	
	DEMOBILIZARE ORGANIZARE DE SANTIER		6.700,00		6.700,00	
			450,00		450,00	
			0,00		0,00	
					7.150,00	
3	BUCATA	3,00	0,00		0,00	
	CHELTUIELI COLECTARE+EVACUARE DESEURI + LUCRARI DE PROTECTIA MEDIULUI		2.305,99		6.917,97	
			150,00		450,00	
			0,00		0,00	
					7.367,97	
			Total materiale		6.700,00	
			Total manopera		14.521,24	
			Total utilaj		1.350,00	
			Total transport		0,00	
			Total A		22.571,24	

Recapitulatie

	Coef.	Material		Manopera		Utilaj		Total
		A	B	C	D			
1)Total A-Cheltuieli directe		6.700,000		14.521,24		1.350,000		22.571,24
a.Tr. aproviz A*	0,000%		0,00					0,00
b.Tr. auto			0,000					0,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%			326,73				326,73
2)Total B-Cheltuieli directe		6.700,00		14.847,97		1.350,00		22.897,97
m.Ch.Indirecte TB*	6,000%							1.373,88
n.Profit (TB+m)*	3,000%							728,16
3)Total cheltuieli								25.000,00
4)TOTAL GENERAL FARA TVA								25.000,00

INTOCMIT,
 Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
 Proiectant: STC Planeta Verde SRL
 OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la
 Termocentrale Constanta SRL
 Deviz STRUCTURA METALICA SUSTINERE PANOURI FOTOVOLTAICE

FORMULAR F3

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat Sp.man Sp.uti	Pret materiale Pret manopera Pret utilaj Pret transport Nr.ore/UM Greutate/UM	Val. materiale Val. manopera Val. utilaj Val. transport TOTAL A Greutate totala
1	CL18A1	82 ans	1,00		258.953,60 124.536,20 3.883,12	258.953,60 124.536,20 3.883,12
ASIM.PROCURAREA MONTAREA SCHELELOR METALICE PRIN IMBULONARE						
CU PROFILE DIN OTEL ZINCAT INCLUSIV ORGANE DE ASAMBLARE					0,00	0,00
(Structura de montaj K2 pentru acoperis aferenta puterii instalate (conform proiect)						387.372,92
2	TRA06A20	82 ans.	1,00000		0,00 0,00 0,00 16.420,00	0,00 0,00 0,00 16.420,00
TRANSPORTUL RUTIER AL MATERIALELOR,SEMIFABRicateLO R CU AUTOCAMIONUL PE DIST.= 20 KM. \$						16.420,00
STRUCTURA METALICA						16.420,00
3	TRB05A23	82 ans	1,00000		0,00 7.944,50 0,00 0,00	0,00 7.944,50 0,00 0,00
TRANSPORTUL MATERIALELOR PRIN PURTAT DIRECT,MATERIALE INCOMODE SUB 25 KG DISTANTA 30M \$						7.944,50
					0,00	0,00
					Total materiale	258.953,60
					Total manopera	132.480,70
					Total utilaj	3.883,12
					Total transport	16.420,00
					Total A	411.737,42

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		258.953,600	132.480,70	3.883,120	395.317,42
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		16.420,000			16.420,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		2.980,82		2.980,82
2)Total B-Cheltuieli directe		275.373,60	135.461,52	3.883,12	414.718,24
m.Ch.Indirecte TB*	6,000%				24.883,09
n.Profit (TB+m)*	3,000%				13.188,04
3)Total cheltuieli					452.789,37
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					452.789,37

INTOCMIT,
 Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
Proiectant: STC Planeta Verde SRL
OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL
 Deviz INST. DE CC CONECTARE PANOURI

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate ip.mat	Pret materiale	Val. materiale
				Sp.man	Val. manopera
Corectii	Denumire resursa		Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
Observatii	Observatii			Pret transport	Val. transport
Liste anexa	Liste anexa			Nr.ore/UM	TOTAL A
				Greutate/UM	Greutate totala
1	ASIM. YC01	BUC.	1.000,00	5,85	5.845,06
				3,90	3.900,00
	ASIM.Procurare Stecher multicontact Mc4 - mama = 500 buc.			0,00	0,00
	si Stecher multicontact Mc4 - tata = 500 buc.			0,00	0,00
					9.745,06
				0,00	0,30
2	ASIM. YB01	ans	1,00	0,00	0,00
				15.821,92	15.821,92
	MONTAREA CONFECTIILOR METALICE APARENTE:ALTE CONFE			0,00	0,00
	CTII METALICE + MATERIAL MARUNT			0,00	0,00
					15.821,92
				0,00	0,20
3	EC04A1 82	M	16.000,00	3,84	61.440,00
				1,89	30.240,00
	ASIM. CABLU SOLAR - 6 MMP - PENTRU MONTAJ			0,00	0,00
	INGROPAT			0,00	0,00
					91.680,00
				0,00	0,04
4	EF02B1-A 82	BUCATA	8,00	0,00	0,00
				1.320,00	10.560,00
	Invertor fotovoltaic 250kVA/ 400Vac/ 230Vac,			0,00	0,00
	Vmaxdc=1500V, Vac = 800 V;			0,00	0,00
					10.560,00
				0,02	0,11
5	YC01	LEI	24.120,00	1,00	24.120,00
				0,00	0,00
	MATERIAL MARUNT			0,00	0,00
				0,00	0,00
					24.120,00
				0,01	0,06
				Total materiale	91.405,06
				Total manopera	60.521,92
				Total utilaj	0,00
				Total transport	0,00
				Total A	151.926,98

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		91.405,059	60.521,92	0,000	151.926,98
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,000			0,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		1.361,74		1.361,74
2)Total B-Cheltuieli directe		91.405,06	61.883,66	0,00	153.288,72
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				9.197,32
n.Profit (TB+m) ¹	3,000%				4.874,58
3)Total cheltuieli					167.360,63
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					167.360,63

INTOCMIT,
 Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL
 Proiectant: STC Planeta Verde SRL

FORMULAR F3

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare
 la Termocentrale Constanta SRL

Deviz: INSTALATII DE CA PENTRU CONECTAREA INVERTOARELOR

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat Sp.man Sp.uti	Pret materiale Pret manopera Pret utilaj Pret transport Nr.ore/UM Greutate/UM	Val. materiale Val. manopera Val. utilaj Val. transport TOTAL A Greutate totala
1	EC03D%(1)	ans	1,00		58.183,90	58.183,90
					18,36	18,36
					0,50	0,50
					0,00	0,00
						58.202,77
2	NL03A	ans	1,00		0,00	0,00
					3.739,85	3.739,85
					0,00	0,00
					0,00	0,00
						3.739,85
					Total materiale	58.183,90
					Total manopera	3.758,21
					Total utilaj	0,50
					Total transport	0,00
					Total A	61.942,62

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		58.183,900	3.758,21	0,502	61.942,62
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,502			0,50
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		84,56		84,56
2)Total B-Cheltuieli directe		58.184,40	3.842,77	0,50	62.027,68
m.Ch.Indirecte TB*	6,000%				3.721,66
n.Profit (TB+m)*	3,000%				1.972,48
3)Total cheltuieli					67.721,82
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					67.721,82

INTOCMIT,

Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant: STC Planeta Verde SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL

Deviz 3PV0524 PRIZA DE PAMANT SI IMPAMANTARE

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat	Pret materiale	Val. materiale
Corectii	Denumire resursa			Sp.man	Pret manopera	Val. manopera
Observatii				Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
Liste anexa					Pret transport	Val. transport
					Nr.ore/UM	TOTAL A
					Greutate/UM	Greutate totala
8	EG01F1 82	BUCATA	2,00		12.147,83	24.295,66
	TIJA CAPTARE PT.INST.PARATRASNET,+ DISPOZITIV DE AMORSARE PDA				422,65	845,30
					0,00	0,00
					0,00	0,00
					1,72	25.140,96
					0,00	0,00
17	EH09XA 91	BUCATA	1,00		0,00	0,00
	VERIFICAREA PRIZELOR DE PAMINT				650,00	650,00
					0,00	0,00
					0,00	0,00
					3,80	650,00
					0,00	0,00
Total materiale						24.295,66
Total manopera						1.495,30
Total utilaj						0,00
Total transport						0,00
Total A						25.790,96

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1) Total A-Cheltuieli directe		24.295,660	1.495,300	0,000	25.790,96
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr. auto		0,000			0,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		33,64		33,64
2) Total B-Cheltuieli directe		24.295,66	1.528,94	0,00	25.824,60
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				1.549,48
n.Profit (TB+m)	3,000%				821,22
3) Total cheltuieli					28.195,30
4) TOTAL GENERAL FARA TVA					28.195,30

INTOCMIT,

Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant: STC Planeta Verde SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la
Termocentrale Constanta SRL

Deviz INSTALATII DATE SI SUPRAVEGHERE VIDEO SI SCADA

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat	Pret materiale	Val. materiale
				Sp.man	Pret manopera	Val. manopera
Corectii Denumire resursa Observatii Liste anexa				Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj
				Nr.ore/UM	Pret transport	Val. transport
			Greutate/UM	Greutate/UM	Greutate totala	TOTAL A
1	ATA03A -1	BUCATA	1,00000		3.365,00	3.365,00
	ASIM. PROCURARE SI MONTARE CENTRU DE MONITORIZARE SCADA DE LA DISTANTA,				820,00	820,00
					120,00	120,00
					0,00	0,00
						4.305,00
2	ATE11F-1	ORE	8,00000		0,00	0,00
	INCERC SI VERIFIC DISPOZITIV TRANSMITERE LA DIST				43,20	345,60
					14,35	114,80
					0,00	0,00
						460,40
3	ATE11G-1	ORE	6,00000		0,00	0,00
	INSTALARE SOFT, PROGRAMARE SI PUNERE IN FUNCTIUNE + INCERC SI VERIFIC SISTEM SCADA				150,00	900,00
					15,00	90,00
					0,00	0,00
						990,00
4	ATE11J-1	ORE	2,00000		0,00	0,00
	VERIFICARE CORECTITUDINE MONTAJ				28,80	57,60
					25,00	50,00
					0,00	0,00
						107,60
5	ATE25A01-1	ORE	8,00000		0,00	0,00
	INCERC SIST ALARMARE				82,00	656,00
					0,00	0,00
					0,00	0,00
						656,00
6	ATE01A 82	BUCATA	2,00000		0,00	0,00
	INCERCAREA CABLURILOR DE COMANDA SI SEMNALIZARE				0,96	1,92
					25,00	50,00
					0,00	0,00
						51,92
						0,00
				Total materiale		3.365,00
				Total manopera		5.326,12
				Total utilaj		1.124,80
				Total transport		120,00
				Total A		9.935,92

Recapitulatie

	Coef.	Material		Manopera	Utilaj		Total
		A	B		C	D	
1) Total A-Cheiltuleli directe		3.365,000		5.326,12	1.124,800		9.815,92
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00					0,00
b.Tr.auto		120,000					120,00
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%			119,84			119,84
2) Total B-Cheiltuleli directe		3.485,00		5.445,95	1.124,80		10.055,75
m.Ch.Indirecte TB*	6,000%						603,35
n.Profit (TB+m)*	3,000%						319,77
3) Total cheiltuleli							10.978,87
4) TOTAL GENERAL FARA TVA							10.978,87

INTOCMIT,

Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant: STC Planeta Verde SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL

Deviz MONTARE PANOURI FOTOVOLTAICE PE STRUCTURA METALICA

Deviz analitic

Pozitie	Cod resursa	U/M	Cantitate	Sp.mat	Pret materiale	Val. materiale	
				Sp.man	Pret manopera	Val. manopera	
				Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj	
					Pret transport	Val. transport	
					Nr.ore/UM	TOTAL A	
					Greutate/UM	Greutate totala	
1	ASIM. IA19J:	BUCATA	1.980,00		47,19	93.436,20	
					131,20	259.776,00	
	ASIM. MONTARE PANOURI FOTOVOLTAICE POLICRISTALIN				0,89	1.759,61	
	BIFACIAL, P _{vmax} =650 Wp, 2380mm x 1303mm				0,00	0,00	
						354.971,81	
						Total materiale	93.436,20
						Total manopera	259.776,00
						Total utilaj	1.759,61
						Total transport	0,00
						Total A	354.971,81

Recapitulatie

	Coef.	Material A	Manopera B	Utilaj C	Total D
1)Total A-Cheltuieli directe		93.436,200	259.776,00	1.759,606	354.971,81
a.Tr. aproviz A*	0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		1.759,606			1.759,61
c. Contributie asiguratorie pt. munca CAM	2,250%		5.844,96		5.844,96
2)Total B-Cheltuieli directe		95.195,81	265.620,96	1.759,61	362.576,37
m.Ch.indirecte TB*	6,000%				21.754,58
n.Profit (TB+m)*	3,000%				11.529,93
3)Total cheltuieli					395.860,88
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					395.860,88

INTOCMIT,
Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F3

Proiectant: STC Planeta Verde SRL

OBIECTIV: Construire unitate de producere a energiei electrice
din surse solare la Termocentrale Constanta SRL

Deviz MONTARE TABLOURI ELECTRICE

Deviz analitic

Pozitie	Cod resu	U/M	Cantitate	Sp.mat 'ret materiale		Val. materiale
				Sp.man ret	manopera	Val. manopera
Corectii	Denumire resursa		Sp.uti	Pret utilaj	Val. utilaj	
Observatii	Liste anexa		Pret transport	Nr.ore/UM	Val. transport	
				Greutate/UM	TOTAL A	Greutate totala
1	EF03A1	ans	1,00	0,00	0,00	0,00
				39.200,00	39.200,00	39.200,00
	ASIM. TABLOU TEG GENERAL ECHIPAT CONF. SCHEMA T			0,00	0,00	0,00
	1000A - JT - TG-JT-CF			0,00	0,00	0,00
				8,76	39.200,00	39.200,00
				0,03	0,03	0,03
2	NL	BUCATA	1,00	0,00	0,00	0,00
				6.819,98	6.819,98	6.819,98
	ASIM. INCERCAREA TABLOURILOR ELECTRICE			0,00	0,00	0,00
				0,00	0,00	0,00
						6.819,98
				Total materiale	0,00	0,00
				Total manopera	46.019,98	46.019,98
				Total utilaj	0,00	0,00
				Total transport	0,00	0,00
				Total A	46.019,98	46.019,98

Recapitulatie

	Coef.	Material	Manopera	Utilaj	Total
		A	B	C	D
1)Total A-Cheltuieli directe		0,00	46.019,98	0,00	46.019,98
a.Tr. aproviz	A ¹ 0,000%	0,00			0,00
b.Tr.auto		0,00			0,00
c. Contributie					
asiguratorie pt.					
munca CAM	2,250%		1.035,45		1.035,45
2)Total B-Cheltuieli directe		0,00	47.055,43	0,00	47.055,43
m.Ch.indirecte	TB ¹ 6,000%				2.823,33
n.Profit	(TB+m) 3,000%				1.496,36
3)Total cheltuieli					51.375,12
4)TOTAL GENERAL FARA TVA					51.375,12

INTOCMIT,
Ing. C. Vladareanu

BENEFICIAR: Termocentrale Constanta SRL

FORMULAR F4

Proiectant: STC Planeta Verde SRL

OBIECTIV: Construire unitate de productie a energiei electrice
din surse solare la Termocentrale Constanta SRL

LISTA CU CANTITATILE
DE UTILAJE SI ECHIPAMENTE TEHNOLOGICE PENTRU PROCURARE

Nr. crt.	Capitol de lucrari	U.M.	Cant.	Pret unitar - RON -	TOTAL - RON -	Producator	Fisa Tehnica
0	1	2	3	4	5	6	7
1	TABLOURI ELECTRICE ECHIPATE pentru evacuare putere + antiinsularizare	ans.	1,00	83.307,95	83.307,95		
2	Invertor fotovoltaic SUNGROW SG 125 CX 125kW	buc.	6,00	21.875,42	131.252,55		
3	Panou fotovoltaic 450 Wp (339.60 kWp) acoperis	buc.	556,00	386,96	215.149,76		
4	Panou fotovoltaic 550 Wp (600.60 kWp) sol+carport	buc.	1.364,00	412,02	561.995,28		
5	Invertor fotovoltaic SUNGROW SG 50 CX 50 kW	buc.	5,00	11.923,92	59.619,60		
6	Sistem stocare 250kWh	buc.	1,00	384.103,87	384.103,87		
	TOTAL VALOARE RON fara TVA				1.435.434,00		

INTOCMIT,
Ing. C. Viadareanu



ROMANIA
JUDEȚUL CONSTANȚA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI CONSTANȚA
PRIMAR

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 1574 din 20.06.2024

în scopul obținerii autorizației de construire;

Ca urmare a cererii adresate de **TERMOCENTRALE CONSTANȚA SRL** reprezentată prin **POPA DANIEL** cu sediul/locuința în județul **Constanța**, municipiul **Constanța**, Strada **DEZROBIRII** nr. 96, bl. DR9, nr. A, ap. 14 înregistrată la nr. **109397** din **03/06/2024**.

pentru imobilul - teren șosă de construcție situat în județul **Constanța**, municipiul **Constanța**, strada **B-DUL AUREL VLAICU** nr. **123**, identificat prin plan situație.

în temeiul reglementărilor documentației de urbanism: faza **P.U.G.** aprobată prin Hotărârea Consiliului Local **Constanța** nr. **HCL nr. 653/25.11.1999**, a cărei valabilitate a fost prelungită prin **HCL nr. 405/28.09.2023**,

în conformitate cu prevederile **Legii nr. 50/1991** privind autorizarea executării lucrărilor de construcție, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

SE CERTIFICĂ:

1. REGIMUL JURIDIC

- Terenul este situat în intravilanul municipiului **Constanța**.
- Imobilul identificat cu nr. cadastral **257143** este proprietatea **MUNICIPIUL CONSTANȚA** - domeniul public, conform extrasului de carte funciară pentru înfomare nr. **257143**, eliberat sub nr. cerere **136533/31.05.2024**.
- Imobilul identificat cu nr. cadastral **235952** este proprietatea **MUNICIPIUL CONSTANȚA** - domeniul public, conform extrasului de carte funciară pentru înfomare nr. **235952**, eliberat sub nr. cerere **136532/31.05.2024**.
- Imobilul identificat cu nr. cadastral **235958** este proprietatea **MUNICIPIUL CONSTANȚA** - domeniul public, conform extrasului de carte funciară pentru înfomare nr. **235958**, eliberat sub nr. cerere **136531/31.05.2024**.
- Reglementări extrase din documentațiile de urbanism și amenajarea teritoriului sau din regulamentele aprobate care instituie un regim special asupra imobilului:
 - Monument, ansamblu, sit urban, zona de protecție a unui monument: **NU**
 - interdicții de construire: **NU**

2. REGIMUL ECONOMIC

- Folosința actuală a imobilelor:
 - construcții edilitare și industrial conform Anexa Nr. 1 La Partea I CF **257143/2024**; pe teren sunt menționate construcțiile **C1-C29**.
 - construcții industrial și edilitare conform Anexa Nr. 1 La Partea I CF **235952/2024**; pe teren sunt menționate construcțiile **C2, C3, C4**.
 - construcții edilitare și industrial conform Anexa Nr. 1 La Partea I CF **235958/2024**; pe teren sunt menționate construcțiile **C2 și C3**.
- Destinația terenului stabilită prin planurile de urbanism și amenajarea teritoriului aprobate: **ZRA 2b - Subzona unitatilor industriale si de servicii**.
 - Utilizari admise - Pentru toate ZR sunt admise utilizari compatibile cu caracteristicile de functionare pentru diferitele tipuri de unitati; in cazul in care aceste caracteristici nu permit dezvoltarea activitatilor si/ sau este necesara schimbarea destinatiei se cere **PUZ (reparcelare/ reconfigurare zona)**; activitati industriale productive si de servicii, **IMM** cu profil nepoluant desfasurate in constructii industriale mari si mijlocii, distributia si depozitarea bunurilor si materialelor produse, cercetarea industriala care necesita suprafete mari de teren (**ZRA 2b**);
 - Utilizari admise cu conditionari - **ZRA2b**: activitatile actuale sunt permise in continuare cu conditia diminuarii cu cel putin **50%** a poluarii actuale in termen de **5 ani** de la aprobarea **RLUMC**, extinderea sau conversia activitatilor actuale va fi autorizata, cu conditia sa nu agraveze poluarea factorilor de mediu si a prezentarii unui program de re tehnologizare si ecologizare
 - Utilizari interzise - **ZRA2b**: se interzice amplasarea locuintelor, cu exceptia celor de serviciu pentru personalul care asigura permanenta in conformitate cu prevederile legale; se interzice amplasarea unitatilor de invatamant si orice alte servicii de interes general in interiorul limitelor in care poluarea depaseste **CMA**; se interzice amplasarea de unitati militare cu exceptia celor a caror functionare este impusa de specificul activitatii industriale; se interzice amplasarea altor servicii de interes general nespecificate la Art. 2.

- Terenul face parte din zona de impozitare D conform HCL nr. 236/2005 privind împărțirea pe zone a terenurilor din municipiul Constanța.

REGIMUL TEHNIC

- POSIBILITATI MAXIME DE OCUPARE SI UTILIZARE A TERENULUI- conform PUZ, dar nu peste 50%
- COEFICIENT MAXIM DE UTILIZARE A TERENULUI - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: CUT maxim = 10.0 mc/mp teren
- SUPRAFATA TEREN STUDIAT: 15.000 mp. Suprafata totala a terenului: 130.136 mp conform mentiuni din extrase CF nr. 257143, 235952 și 235958.
- CARACTERISTICI ALE PARCELELOR (suprafete, forme, dimensiuni) - conform PUZ cu urmatoarele conditionari:
pentru a fi construibile parcelele vor avea un front minim la strada de 40.0 metri in toate ZRA si o suprafata minima de 3000 mp.; parcelele cu dimensiuni si suprafete mai mici ca cele anterior specificate nu sunt construibile pentru activitati productive; pentru activitati neproductive se recomanda ca dimensiunea parcelei sa nu fie mai mica de 1000 mp, iar frontul la strada de minim 20.0 m; dimensiunile se pastreaza si in cazul parcelelor nou aparute prin diviziunea unor parcele anterioare (prin schimb, instrainare etc.); in cazul in care in momentul aprobarii prezentului regulament parcelele au dimensiuni mai mici decat cele specificate anterior este necesara relocarea unitatilor productive respective in termen de 2 ani de la data aprobarii RLUMC; crearea de parcele noi industriale se face numai pe baza PUZ cu regulament aferent, aprobate conform legii.
- AMPLASAREA CLADIRILOR FATA DE ALINIAMENT- conform PUZ cu urmatoarele conditionari: amplasarea constructiilor industriale fata de drumurile publice si caile ferate se va face astfel incat sa nu fie incomodata functionarea acestora de eventuala vecinatate a unor utilaje industriale; subtraversarea sau supratraversarea acestora cu constructii de orice natura necesare folosintelor industriale se va face numai cu avizele institutiilor abilitate; prin PUZ se vor preciza retragerile de la aliniament spre strazile perimetrare si interioare, ele vor fi inasa obligatoriu mai mari de: 10,0 metri pe strazile de categ. a II-a, respectiv 6,0 - 8.0 metri pe strazile de categ. a III-a;
- AMPLASAREA CLADIRILOR FATA DE LIMITELE LATERALE SI POSTERIOARE ALE PARCELELOR- conform PUZ cu urmatoarele conditionari: se interzice amplasarea cladirilor pe limita parcelei in cazul cladirilor amplasate pe parcele situate catre alte ZR; in general se recomanda evitarea amplasarii cladirilor pe limita de parcela; din considerente geotehnice, cladirile se vor dispune izolat fata de limitele laterale si posterioare ale parcelei la o distanta egala cu 1/2 din inaltime dar nu mai putin de 6.0 metri. in cadrul parcelei industriale se vor respecta distantele minime egale cu jumatate din inaltimea cladirii dar nu mai putin de 6.0 metri fata de limitele laterale si posterioare ale parcelelor; se interzice amplasarea, pe fatadele spre alte ZR, a calcanelor sau a ferestrelor cu parapetul sub 1.80 metri de la nivelul solului.
- AMPLASAREA CLADIRILOR UNELE FATA DE ALTELE PE ACEEASI PARCELA - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: distanta intre cladiri va fi egala sau mai mare decat media inaltimeilor fronturilor opuse dar nu mai putin de 6,0 metri; distanta de mai sus se poate reduce la jumatate daca nu sunt accese in cladire si / sau daca nu sunt ferestre care sa lumineze incaperi in care se desfasoara activitati permanente; in toate cazurile se va tine seama de conditiile de protectie fata de incendii si alte norme tehnice specifice; se vor respecta distantele minime de protectie impotriva riscurilor tehnologice; se vor asigura in interiorul parcelei fluxurile adecvate pentru circulatia pietonala, carosabila si feroviara uzinala.
- CIRCULATII SI ACCESE - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: pentru a fi construibile, toate parcelele trebuie sa aiba acces dintr-o cale publica sau privata cu latime de minim 4.0 metri pentru a permite accesul mijloacelor de stingere a incendiilor si a mijloacelor de transport grele; accesele carosabile in parcele din strazile de categoria I si II vor fi la minimum 40 m distanta, iar daca aceasta nu este posibil accesele se vor asigura dintr-o dublura a cailor principale de circulatie; se vor asigura suprafetele necesare pentru stationare, manevre, inregistrare si control si trasee pentru transporturi agabaritice si grele; pentru circulatia pietonala se vor asigura accese corespunzatoare din spatiul public pietonal, dimensionate conform fluxurilor specifice activitatilor desfasurate.
- STATIONAREA AUTOVEHICULELOR - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: stationarea vehiculelor se va face in afara drumurilor publice, fiecare unitate avand prevazute in interiorul parcelei spatiile necesare de circulatie, manevre, stationare si parcare; in spatiul de retragere fata de aliniament, maxim 30% din suprafata poate fi rezervat parcajelor cu conditia inconjurarii acestora cu gard viu avand inaltimea de minimum 0.90m. Se vor respecta prevederile HCL nr. 113/2017, HCL nr. 28/2018, HCL nr. 532/2018, HCL nr. 318/2020, HCL nr. 371/2020 și HCL nr. 102/2022.
- INALTIMEA MAXIMA ADMISIBILA A CLADIRILOR - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: inaltimea stabilita prin PUZ se va exprima in metri de la nivelul terenului la cornisa; inaltimea cladirilor nu va depasi inaltimea maxima admisibila in ZR inconjuratoare; inaltimea maxima in zonele industriale nu va depasi in general 20.0 m;
- ASPECTUL EXTERIOR AL CLADIRILOR - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: volumele construite vor fi simple si se vor armoniza cu caracterul zonei si cu vecinatatile imediate; fatadele posterioare si laterale vor fi tratate arhitectural la acelasi nivel cu fatada principala; tratarea acoperirii cladirilor va tine seama de faptul ca acestea se percep din constructiile inalte din vecinatate.
- CONDITII DE ECHIPARE EDILITARA- conform PUZ cu urmatoarele conditionari: toate cladirile vor fi racordate la retelele publice de apa si canalizare si se va asigura preepurarea apelor uzate, inclusiv a apelor meteorice care provin din intretinerea si functionarea instalatiilor, din parcaje, circulatii si platforme exterioare;
- SPATII LIBERE SI SPATII PLANTATE - conform PUZ cu urmatoarele conditionari: orice parte a terenului incintei vizibila dintr-o circulatie publica, inclusiv de pe calea ferata, va fi astfel amenajata incat sa nu altereze aspectul general al localitatii; suprafetele libere din spatiul de retragere fata de aliniament vor fi plantate cu arbori in proportie de minim 40% formand de preferinta o perdea vegetala pe tot frontul incintei; in interiorul parcelei industriale se va planta obligatoriu 10% din

suprafața (inclusiv zona de protecție laterală); suprafețele libere neocupate cu circulații, parcaje și platforme funcționale vor fi plantate cu un arbore la fiecare 200 mp.;

- **IMPREJMUIRI** - conform PUZ cu următoarele condiționări: împrejmuirile spre stradă vor fi transparente cu înalțimi de maxim 2.20 metri din care un soclu de 0.50 m., și vor fi dublate cu gard viu; între parcelele industriale se vor realiza împrejmuiri opace din materiale durabile; portile de intrare vor fi retrase față de aliniament pentru a permite staționarea vehiculelor tehnice înainte de admiterea lor în incintă pentru a nu incomoda circulația pe drumurile publice.

4. Regimul de actualizare/modificare a documentațiilor de urbanism și a regulamentelor locale aferente nu este cazul.

Prezentul certificat de urbanism poate fi utilizat în scopul declarat pentru:

CONSTRUIRE UNITATE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE SOLARE LA TERMOCENTRALE CONSTANȚA S.R.L.

Certificatul de urbanism nu ține loc de autorizație de construire/desființare și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții.

4. OBLIGAȚIILE TITULARULUI CERTIFICATULUI DE URBANISM

Titularul prezentei autorizații este obligat să respecte următoarele condiții de construire de proiectare, execuție și recepție:

1. să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare;

2. să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare;

3. să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare;

4. să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare;

5. să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare;

În cazul în care titularul prezentei autorizații este obligat să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare.

În cazul în care titularul prezentei autorizații este obligat să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare.

În cazul în care titularul prezentei autorizații este obligat să respecte termenii și condițiile tehnice și economice ale proiectului de construcție, în conformitate cu prevederile art. 46 din Legea nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările ulterioare.

5. CEREȘEA DE EMITERE A AUTORIZAȚIEI DE CONSTRUIRE/DEȘIFINȚARE, VA FI ÎNȘTIȚĂ DE ÎNĂMÎNĂRELE ÎN DREPTUL:

- certificatul de urbanism (copie);
- dovada, în copie conformă cu originalul, a titlului asupra imobilului (copie conformă cu originalul), teren și/sau construcții și, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciară de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel;
- documentația tehnică (după caz (2 exemplare originale) - P.A.C. - P.A.C.);
- avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism:
 - avize și acorduri privind utilitățile urbane și infrastructura (copie) - alimentare cu energie electrică
Alte avize/acorduri: Acord în formă autentică proprietari vecini conform art. 612 Cod Civil dacă este cazul; Contract pentru colectare și transport deșeuri inerte cu un operator autorizat de autoritatea publică pentru protecția mediului; Act alipire imobile cu nr. cadastrale 257143, 235952 și 235958;
 - avize/acorduri specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora (copie)
 - studii de specialitate (1 exemplar original): Expertiză tehnică; Devizul general al lucrărilor, conform HGR 907/2016;
- actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (copie);
- documentele de plată ale următoarelor taxe (copie): AC (1% din valoarea lucrărilor, redusă cu 50% pentru locuințe), OAR/UAR (0,05% din valoarea lucrărilor).

Prezentul certificat de urbanism are valabilitatea de 24 luni de la data emiterii

PRIMAR,
Vergil Chiriac

SECRETAR GENERAL,
Fulvia Antonela Ciulescu

ARHITECT ȘEF,
Dan Petre Leu

Costul taxei de 160,00 lei, conform contractului nr. pnc 240010447 din 03/06/2024
Prezentul certificat de urbanism a fost emis în baza solicitării de emitere a certificatului de urbanism

Redactat: Arh. Demirel Curtalan

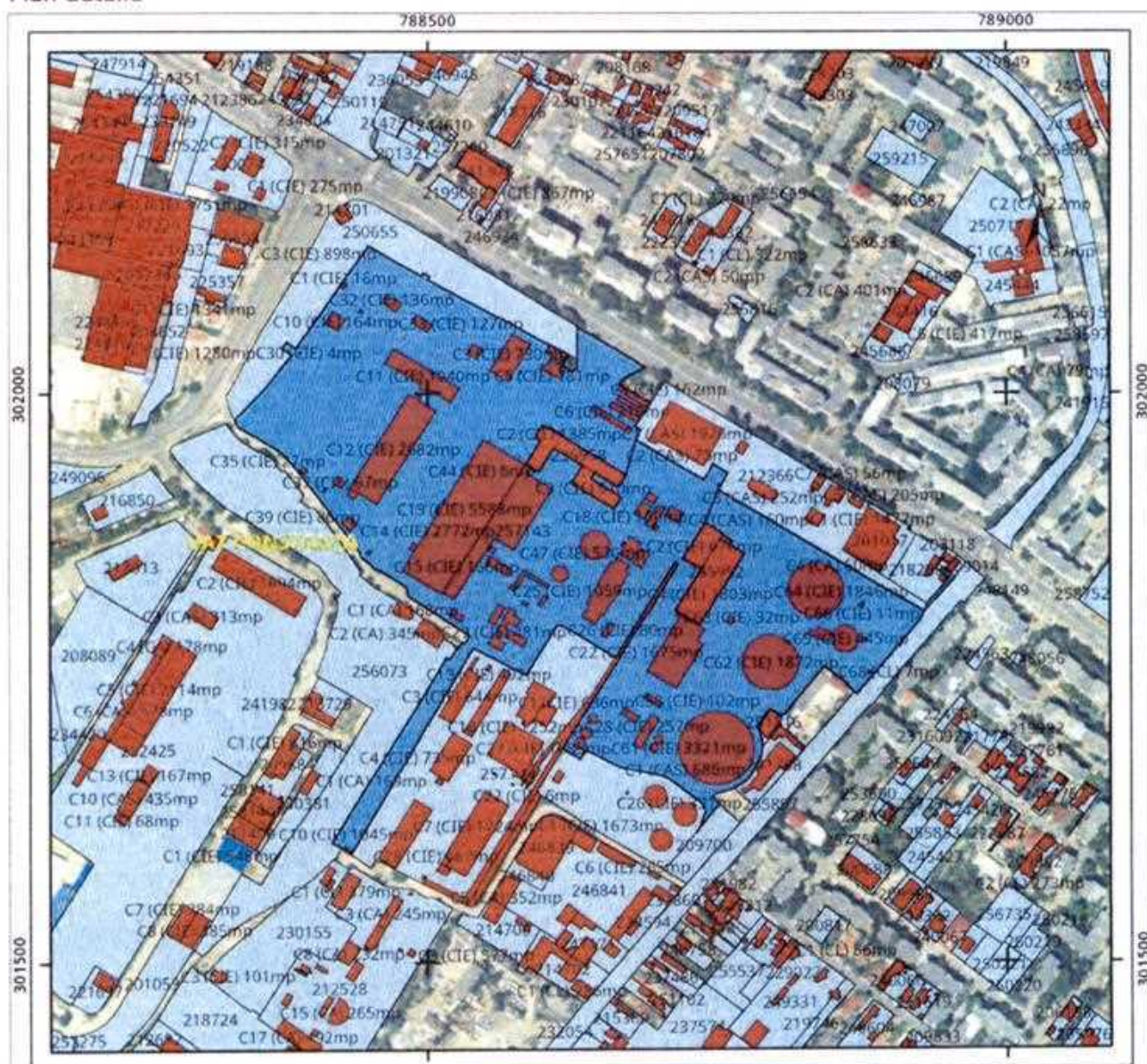


EXTRAS DE PLAN CADASTRAL

pentru imobilul cu IE 257143, UAT Constanța /
CONSTANTA, Loc. Constanta, Bdul. Aurel Vlaicu, Nr. 123

Nr.cerere	136546
Ziua	31
Luna	05
Anul	2024

Teren: 125.597 mp
Teren: intravilan
Categoria de folosinta(mp): Curti Constructii 125597mp
Plan detaliu



Legenda

- Intravilan
- Legea 5
- Legea 17
- Legea 165

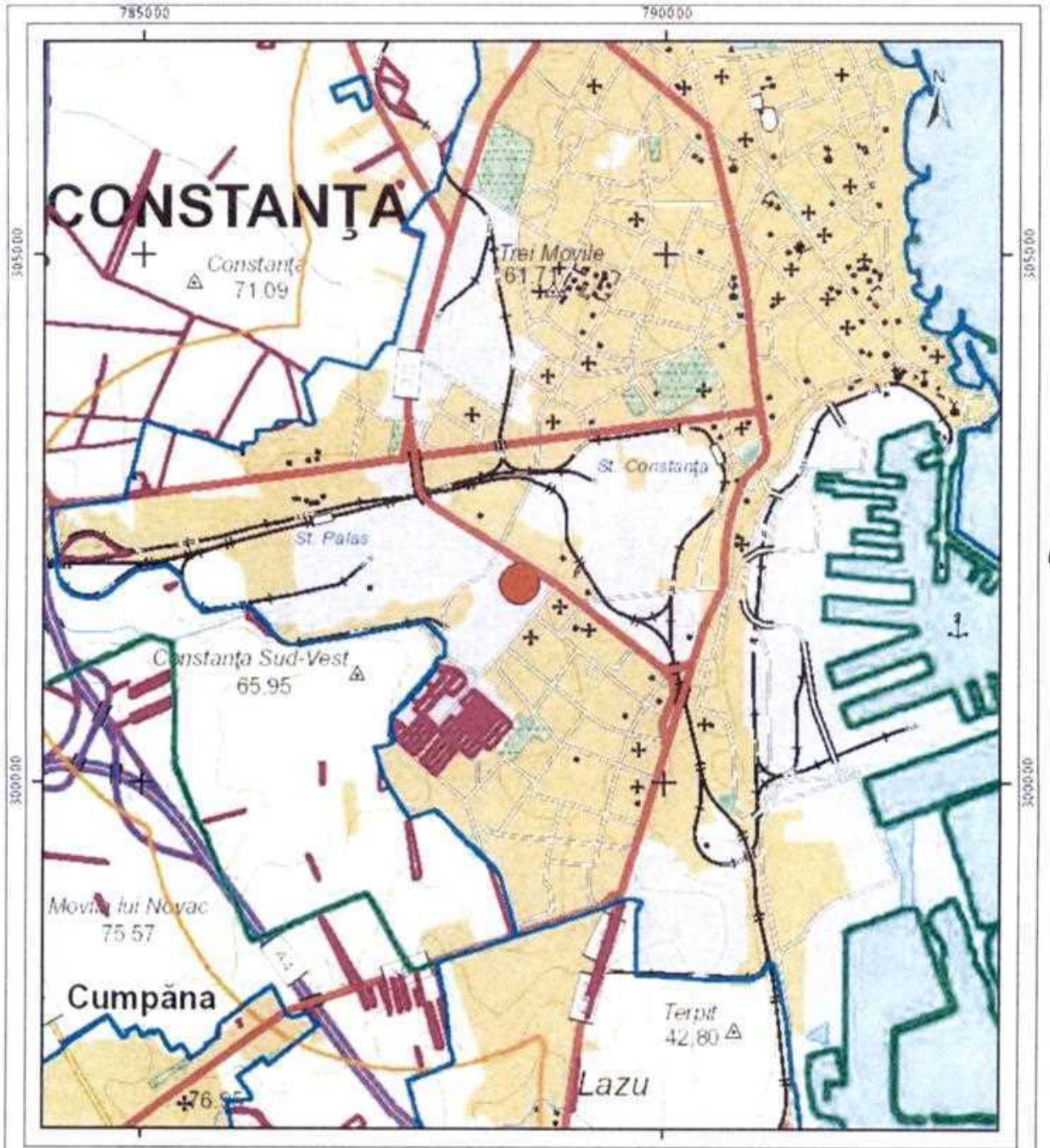
JUDETUL CONSTANTA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI
CONSTANTA

ANEXA
LA
CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 1674 din 20.06.2024

sistem de proiectie Stereo 70

Atest. nr. _____

Plan de ansamblu



Legenda

- Intravilan
- Legea 17
- Legea 105



Sarcini tehnice (intersecții cu limitele legilor speciale)
Legea 17, Art. 3 □

Ultima actualizare a geometriei: 09-11-2022
Data și ora generării: 31-05-2024 11:46

Cod verificare



100168897244

EXTRAS DE PLAN CADASTRAL

pentru imobilul cu IE 235952, UAT Constanța /
CONSTANTA, Loc. Constantă, Bdul. Aurel Vlaicu, Nr. 123

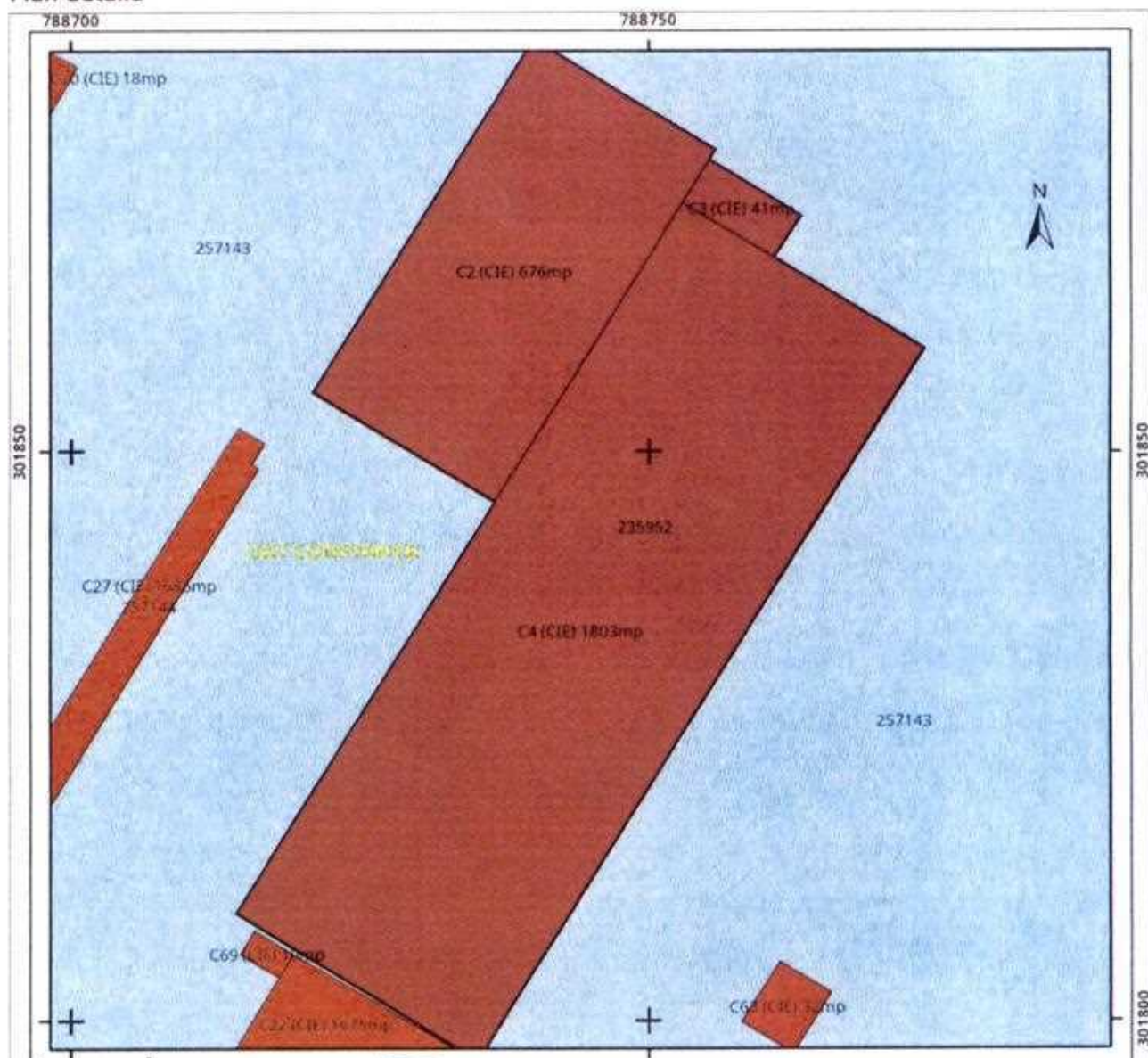
Nr. cerere	136548
Ziua	31
Luna	05
Anul	2024

Teren: 2.520 mp

Teren: Intravilan

Categoria de folosinta(mp): Curti Constructii 2520mp

Plan detaliu



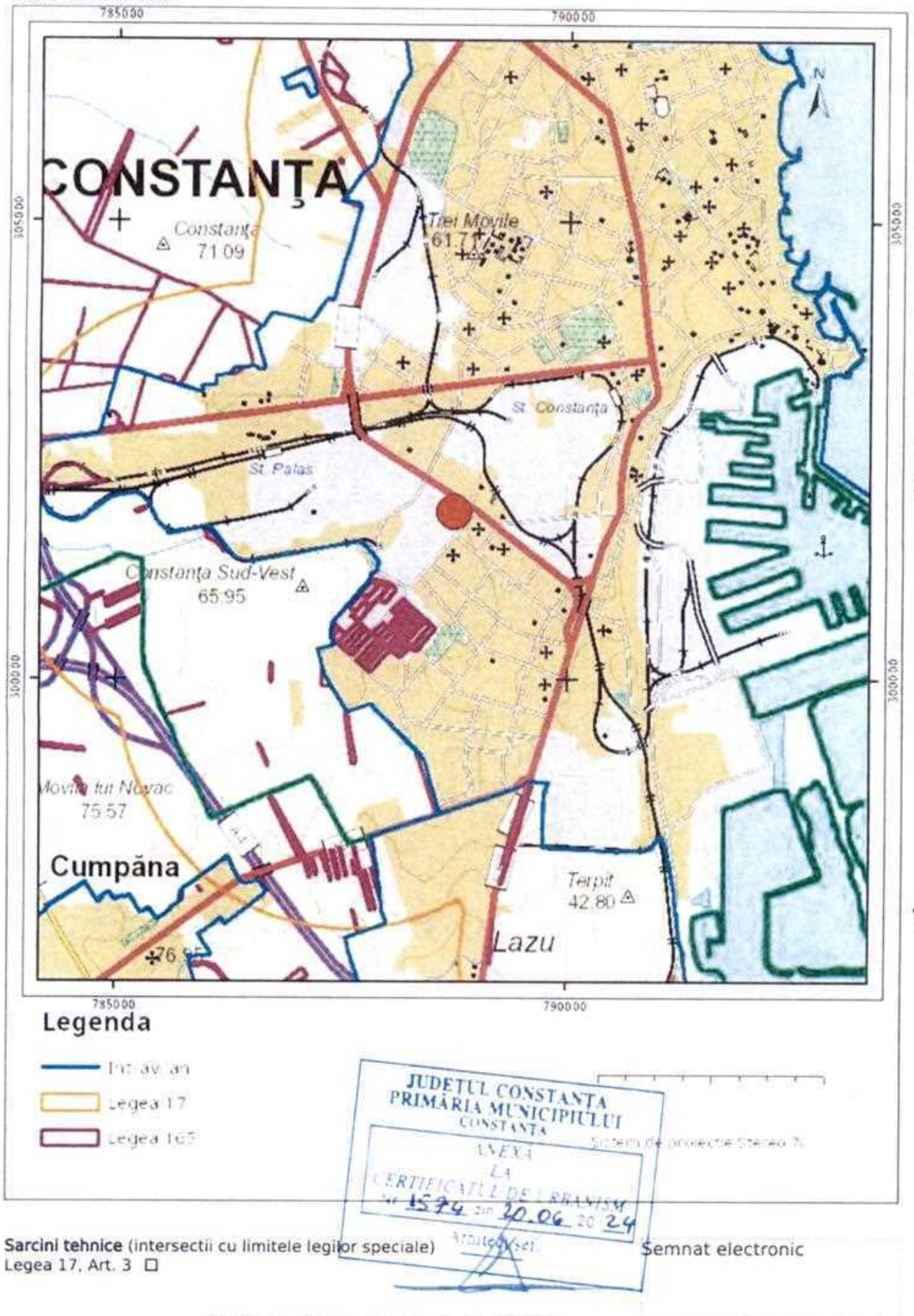
Legenda

-  Intravilan
-  Legea 17
-  Legea 165



Sistem de proiectie Stereo 70

Plan de ansamblu



Sarcini tehnice (intersecții cu limitele legilor speciale)
Legea 17, Art. 3 □

Ultima actualizare a geometriei: 10-10-2013
Data și ora generării: 31-05-2024 11:46

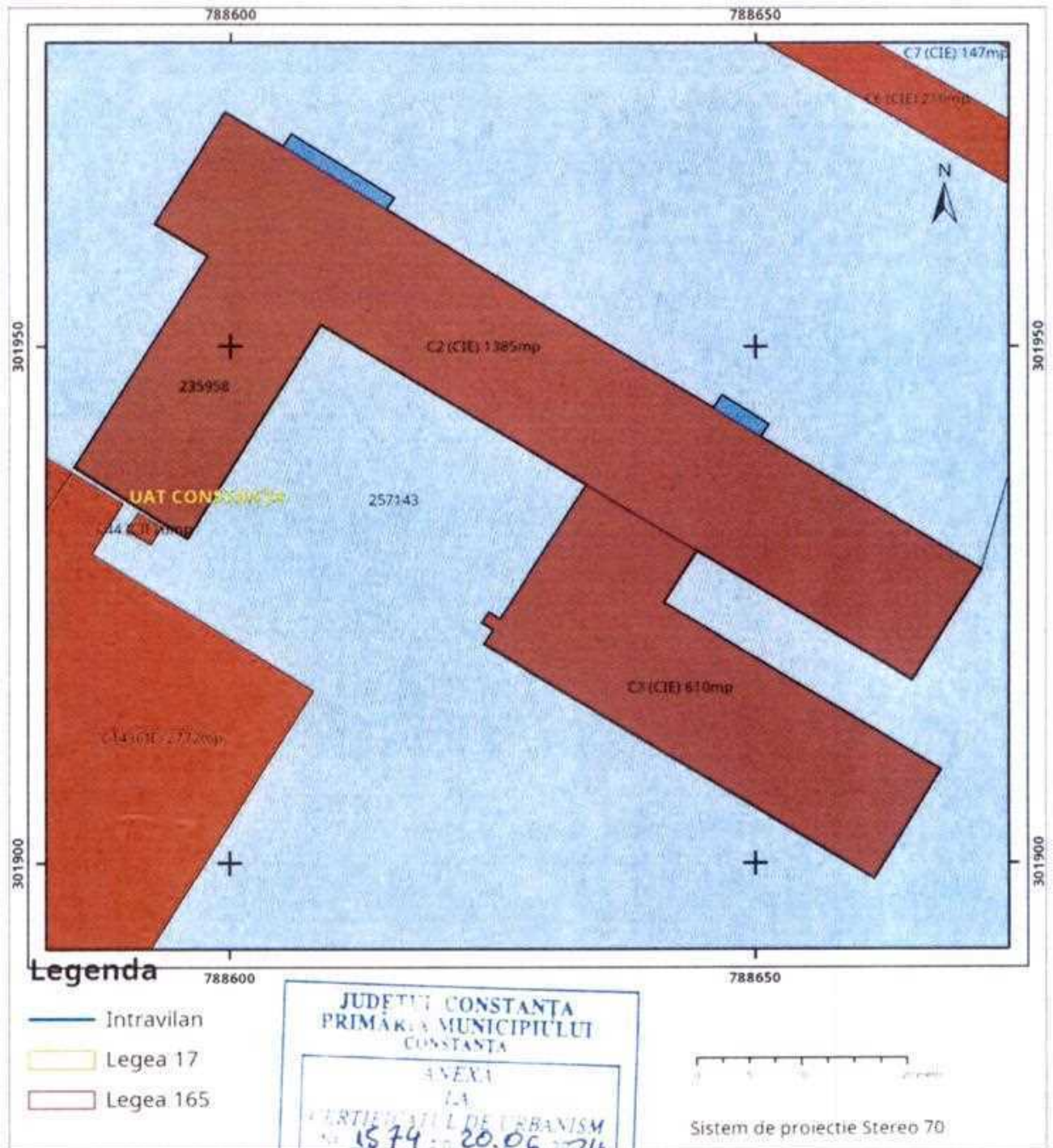


EXTRAS DE PLAN CADASTRAL

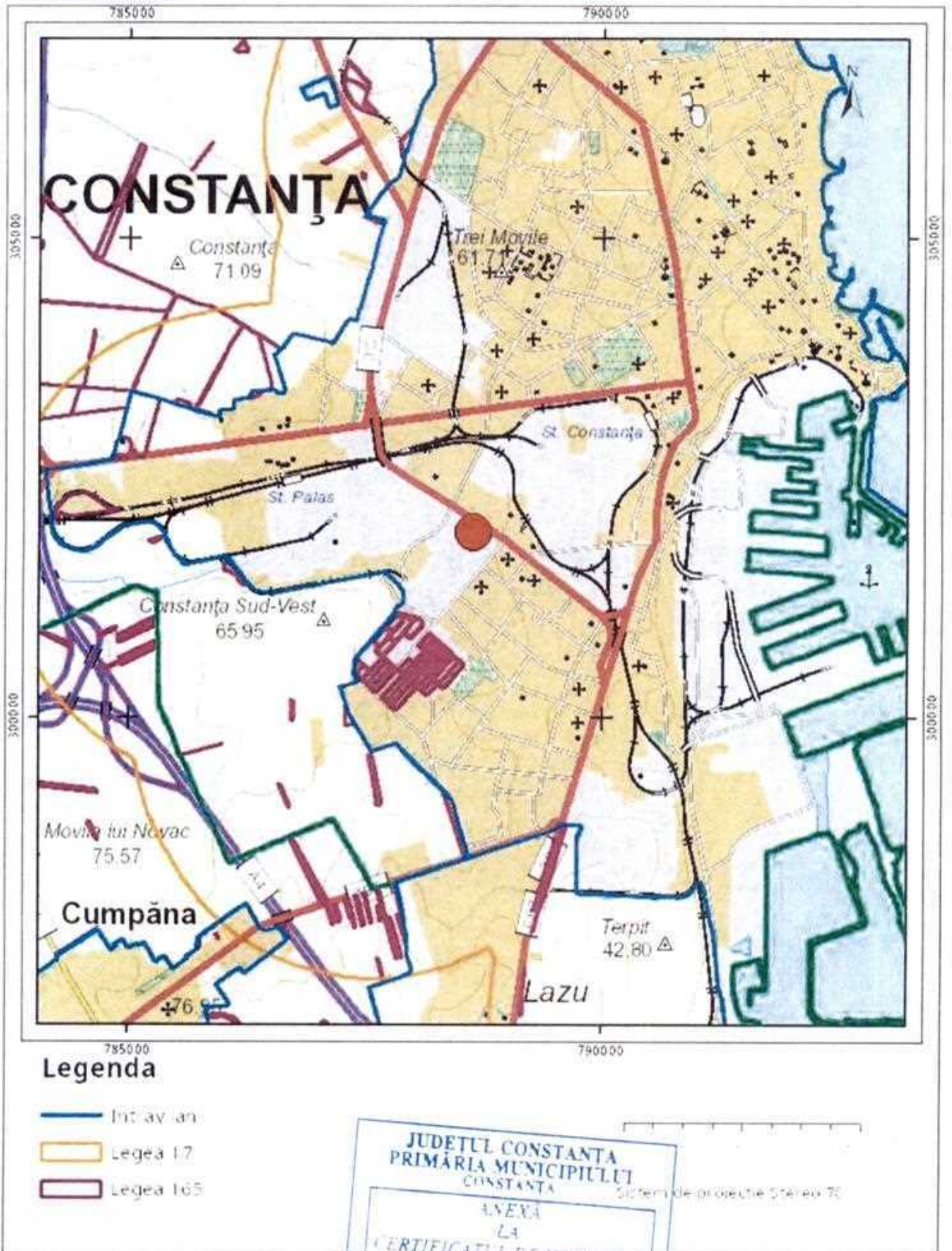
pentru imobilul cu IE 235958, UAT Constanța /
CONSTANTA, Loc. Constanta, Bdul. Aurel Vlaicu, Nr. 123

Nr.cerere	136550
Ziua	31
Luna	05
Anul	2024

Teren: 2.019 mp
Teren: Intravilan
Categoriza de folosinta(mp): Curti Constructii 2019mp
Plan detaliu



Plan de ansamblu



Legenda

- Int. av. lan.
- Legea 17
- Legea 165

JUDEȚUL CONSTANȚA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI
CONSTANȚA

ANEXA
LA
CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 1574 din 20.06.2024

Sistem de proiecție: STEREO 75

Semnat electronic

Sarcini tehnice (intersecții cu limitele legilor speciale) Arhitect șef,
Legea 17, Art. 3 □

Ultima actualizare a geometriei: 11-10-2013
Data și ora generării: 31-05-2024 11:46

Directia Vanzare Servicii de Retea, Masura si Sisteme de Telegestiune
Unitatea Vanzare Servicii de Retea
Serviciul Gestiune Producatori
Constanta, str. Nicolae Iorga, nr. 89A
P:+ 40372115328; F+40372875995

Catre: SOCIETATEA ELECTROCENTRALE CONSTANTA SA
Bucuresti, sector 6, str.Splaiul Independentei nr.229, cam.17

Constanta
Data: 04.02.2014
Nr. inreg.: 203511

In atentie: Dl. Director General Gheorghe ENACHE

Urmare adresele dvs. inregistrate la SC Enel Distributie Dobrogea SA cu numarul 234992/30.12.2014, respectiv numarul 203440/03.02.2015, va transmitem alaturat avizul tehnic de racordare nr. 257/10.08.2005 actualizat in 04.02.2015.

Facem precizarea ca actualizarea avizului tehnic de racordare nu a fost in exclusivitate de natura administrativa, ci a implicat o redactare a unui ATR pentru loc de productie si consum conform legislatiei actuale.

Cu stima,

S.C. ENEL DISTRIBUTIE DOBROGEA S.A.
DIRECTOR GENERAL
Giuseppe FANIZZI



Enel Distribuție Dobrogea SA - 900587 Constanta, str. Nicolae Iorga nr. 89A.
 Cod unic de înregistrare 14500308, Nr. de ordine la registrul comerțului J13/791/08.03.2002
 Capital social subscris și vărsat 280 285.560 lei
www.enel.ro

Nr. 203506 din 04.02.2015

Aviz tehnic de racordare
nr. 257/10.08.2005 actualizat în 04.02.2015

Ca urmare a cererii înregistrate cu nr. 234992 din data 29.10.2014, având ca scop racordarea unui loc de consum și de producere, pentru locul de consum și de producere ce aparține utilizatorului SOCIETATEA ELECTROCENTRALE CONSTANTA S.A. cu sediul în municipiul București, str. Splaiul Independenței nr. 229, ap. 17, telefon/ fax 0241585300/0241693916, e-mail office@cetpalas.ro și a analizării documentației anexate acesteia, depusă complet la data 29.10.2014,

în conformitate cu prevederile *Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, denumit în continuare *Regulament*,

se aprobă racordarea la rețeaua electrică a locului de consum și de producere
Centrala Termoelectrică PALAS

amplasat în județul Constanta, municipiul Constanta, cod poștal -, B-dul Aurel Vlaicu nr. 123, nr. CF 235958, 235952 și 237748, nr. cadastral: 235958, 235952 și 237748, în condițiile menționate în continuare.

I. Datele energetice ale locului de producere:

- generatoare asincrone și sincrone:

Nr crt	Tipul generatorului	Tip GG	Un/ GG (V)	Pi total (kW)	Pmax produsă de GG (kW)	Pmin produsă de GG (kW)	Qmax (kVAr)	Qmin (kVAr)	Observații
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	S	T	10500	50000	55000	25000	30000	-25000	
2.	S	T	10500	50000	55000	25000	30000	-25000	
Total				100000	110000	50000	60000	-50000	EXISTENT

NOTĂ: GG = grup generator

As = asincron

S = sincron

T = Termo

H = Hidro

E = Eolian

Un = tensiune nominală la borne

Pi = putere activă instalată

Pmax = putere activă maximă

Pmin = putere activă minimă

Qmax = putere reactivă maximă

Qmin = putere reactivă minimă

- servicii interne (indiferent de sursa și calea de alimentare):

Puterea instalată 33345 kW;

Puterea maximă absorbită 11000 kW.

UGB

2. Puterea aprobată:

	Situția existentă în momentul emiterii avizului	Evoluția puterii aprobate				
		Etapa I, valabilă de la data -	Etapa a II-a, valabilă de la data -	Etapa a III-a, valabilă de la data -	Etapa a IV-a, valabilă de la data -	Etapa finală, valabilă de la data 02.02.2015
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată (kVA)						111250
(kW)						89000
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată fără realizarea lucrărilor de întărire (kVA)						
(kW)						
Puterea maximă simultană ce poate fi absorbită din rețea (kVA)	11956,52					11956,52
(kW)	11000					11000

3. Descrierea succintă a soluției de racordare corelată cu evoluția puterii aprobate, stabilită prin Fișa de soluție nr. 203354/02.02.2015:

a) punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune 110000 V, în următoarele stații de transformare:

- 400/110 kV Constanta Nord, (LEA 110 kV CET Palas – Constanta Nord circ. 1 si 2);
- 110/6 kV Palas Sud, (LEA 110 kV CET Palas – Palas Sud) ;
- 110/20 kV Basarabi, (LEA 110 kV CET Palas – Basarabi) ;
- 110/20/10 kV Eforie, (LEA 110 kV CET Palas – Eforie);
- 110/20/6 kV Petrol, (LEA 110 kV CET Palas – Petrol) ;
- 110/6 kV Port 2, (LEA 110 kV CET Palas – Port 2) ;
- 110/20/6 kV Abator, (LEA 110 kV CET Palas – Abator) ;
- 110/20/10 kV Centru I (LEA 110 kV CET Palas – Centru I).

a) instalația de racordare existentă în momentul emiterii avizului și care se menține (pentru situația unui loc de producere/loc de consum și de producere existent, dacă instalațiile corespund puterii aprobate prin prezentul aviz tehnic de racordare): conform Avizului tehnic de racordare nr. 257/10.08.2005 emis pentru consumator, respectiv:

alimentarea stației de transformare 110 kV CET Palas prin:

- LEA 110 kV d.c. Constanta Nord – CET Palas,
- LEA 110 kV Palas Sud – CET Palas,
- LEA 110 kV Eforie Nord – CET Palas,
- LEA 110 kV Petrol – CET Palas,
- LEA 110 kV Port II – CET Palas cu secțiuni LEA 110 kV 185 mmp OL-AL, cu capacitatea de transport de 80 MVA pe element,
- LEA 110 kV Basarabi – CET Palas cu secțiuni LEA 110 kV 240 mmp OL-AL , cu capacitatea de transport de 94 MVA și
- LES 110 kV Abator – CET Palas, LES 110 kV Centru I – CET Palas cu secțiuni LES 110 kV 500 mmp AL, cu capacitatea de transport de 85 MVA pe element;

➤ SC Enel Distribuție Dobrogea SA are în gestiune următoarele instalații de 110 kV racordate la instalațiile CET Palas:

- LES 110 kV Centru I;

20/02/15

- LES 110 kV Abator;
- LEA 110 kV Palas Sud;
- LEA 110 kV Basarabi;
- LEA 110 kV Eforie;
- LEA 110 kV Constanta Nord 1;
- LEA 110 kV Constanta Nord 2;
- LEA 110 kV Petrol;
- LEA 110 kV Port 2;

Nota:

Cutiile terminale ale cablurilor 110 kV aflate in incinta statiei interioare 110 kV CET Palas aferente LES 110 kV Centru I, precum si instalatiile auxiliare de semnalizare, apartin SC Enel Distributie Dobrogea SA.

Cutiile terminale ale cablurilor 110 kV aflate in incinta statiei exterioare 110 kV CET Palas aferente LES 110 kV Abator, precum si instalatiile auxiliare de semnalizare, apartin SC Enel Distributie Dobrogea SA.

Cablul fir pilot pentru protectia diferentiala a LES 110 kV CET Palas – Abator, apartine SC Enel Distributie Dobrogea SA.

- Se mentine racordarea existenta din LES 110 kV Abator, Centru I si LEA 110 kV Palas Sud, Basarabi, Eforie, Petrol, Port 2, Constanta Nord circ.1+2.

b) lucrari pentru realizarea instalatiilor de racordare: - nu este cazul;**Lucrari ce se realizeaza prin grija utilizatorului:**

Toate elementele inseriate pe circuitul de masura vor fi mutate din camera de comanda in incinta salii de 110 kV, in apropierea reductorilor de curent si tensiune ai liniilor 110 kV.

Toate circuitele de masura vor fi dimensionate corespunzator curentului nominal al contorului (5 A) conform cerintelor codului de masurare pentru un consumator de categoria A. Circuitele de masura vor fi pozate aparent, vor fi protejate mecanic. Secundarele transformatoarelor de masura de curent si de tensiune vor fi prevazute cu capace sigilabile. Toate sirurile de cleme vor fi sigilabile. Circuitele transformatoarelor de masura vor alimenta exclusiv contorul de decontare si contoarele martor, circuitele secundare de masura de la transformatorii de curent si tensiune vor intra din sirul de cleme al celei 110kV direct in contor.

Toate aceste lucrari vor fi realizate pana la 31.12.2015

Infasarile secundare ale transformatoarelor de curent si tensiune pentru masurare, la care se conecteaza contoarele, inclusiv cele martor, nu se vor utiliza pentru alimentarea altor aparate.

Grupurile de masura de decontare vor fi prevazute cu:

- transformatoare de masura de curent - 3 bucati clasa 0.2s
- transformatoare de tensiune monofazice - 3 bucati clasa 0.2
- contor electronic trifazat dublu sens cls. 0,2S in montaj indirect 3x100/57V, 3x5A, 3 sisteme de masurare, cu inregistrare curba de sarcina pentru valori orare masurate, transmisie GSM, alimentare auxiliara;
- transformatoarele de masura de curent vor fi prevazute cu un numar suficient de infasurari secundare (minim trei) astfel incat sa se poata realiza separarea circuitelor de masura de cele de protectii, traductoare, etc.

Inlocuirea transformatoarelor de curent si tensiune va fi realizata pana cel tarziu finele anului 2016.

- c) lucrări ce trebuie efectuate pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de operatorul de rețea, în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării utilizatorului, defalcate conform următoarelor categorii:

- i. lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate exclusiv pentru locul de producere/locul de consum și de producere în cauză – *nu este cazul;*

VB

ii. lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de producere/de consum și de producere – *nu este cazul*.

- d) **punctul de măsurare** este stabilit la nivelul de tensiune 110000 V, în incinta stației de transformare 110 kV CET Palas, pentru cele 4 transformatoare (T1 – 80 MVA, T2 – 80 MVA, TGA- 25 MVA, TGB- 25 MVA).
- e) **măsurarea energiei electrice se realizează prin** grupurile de masura de decontare prevazute cu:
- transformatoare de masura de curent - 3 bucati clasa 0.2s
 - transformatoare de tensiune monofazice - 3 bucati clasa 0.2
 - contor electronic trifazat dublu sens cls. 0,2S în montaj indirect 3x100/57V, 3x5A, 3 sisteme de masurare, cu înregistrare curba de sarcina pentru valori orare masurate, transmisie GSM, alimentare auxiliara;
 - transformatoarele de masura de curent vor fi prevazute cu un numar suficient de infasurari secundare (minim trei) astfel încat sa se poata realiza separarea circuitelor de masura de cele de protectii, traductoare, etc.

Pentru urmărirea consumului on-line contoarele vor fi prevazute cu sistem de teletransmisie a datelor.

Operatorul de masurare pentru energia electrica tranzitata este S.C.Enel Distributie Dobrogea S.A, iar pentru energia electrica produsa/consumata este OMEPA.

- f) **punctul de delimitare a instalațiilor** este stabilit la nivelul de tensiune 110000 V, la:
- LES 110 kV Centru I – la bornele cutiilor terminale ale cablului 110 kV; clemele de racord spre linie aparținând operatorului de retea.
 - LES 110 kV Abator – la bornele izolatoarelor de trecere 110 kV spre exterior; clemele de racord spre linie aparținând CET Palas, clemele de la cutiile terminale ale cablurilor 110 kV aparțin operatorului de retea;
 - Pentru instalațiile LEA 110 kV delimitarea instalațiilor se face la bornele izolatoarelor de trecere 110 kV spre exterior, clemele de racord spre linii aparținând CET Palas.
 - Conductorul dintre separatoarele de linie și cutiile terminale ale cablurilor 110 kV aparțin CET Palas.

Pentru cablul fir pilot destinat protecției diferențiale a liniei 110 kV CET Palas – Abator, delimitarea se face pe partea de intrare a sirului de cleme aferent din dulapul de conexiune; cablul fir pilot aparține SC Enel Distributie Dobrogea SA, iar sirul de cleme și dulapul de conexiune aparține SC Electrocentrale Constanta S.A.

- g) **punctul comun de cuplare** este stabilit la nivelul de tensiune 110000 V, în următoarele stații de transformare:
- 400/110 kV Constanta Nord, (LEA 110 kV CET Palas – Constanta Nord circ. 1 și 2);
 - 110/6 kV Palas Sud, (LEA 110 kV CET Palas – Palas Sud);
 - 110/20 kV Basarabi, (LEA 110 kV CET Palas – Basarabi);
 - 110/20/10 kV Eforie, (LEA 110 kV CET Palas – Eforie);
 - 110/20/6 kV Petrol, (LEA 110 kV CET Palas – Petrol);
 - 110/6 kV Port 2, (LEA 110 kV CET Palas – Port 2);
 - 110/20/6 kV Abator, (LEA 110 kV CET Palas – Abator);
 - 110/20/10 kV Centru I (LEA 110 kV CET Palas – Centru I).

4. (1) Cerințe pentru protecțiile și automatizările la interfața cu rețeaua electrică:

- a) Deconectarea/declansarea CET Palas nu trebuie să producă funcționarea unei protecții din rețea;
- b) Reglajul protecțiilor întrerupătoarelor din gestiunea utilizatorului se va corela cu cel al protecțiilor din instalațiile SC Enel Distributie Dobrogea SA, respectiv CNTEE Transelectrica SA din amonte.

(2) Alte cerințe, nominalizate (precizate numai dacă sunt aplicabile, conform reglementărilor tehnice în vigoare):

- de monitorizare și reglaj - ;
- interfețele sistemelor de monitorizare, comandă, achiziție de date, măsurare a energiei electrice, telecomunicații - ;

2/5/2015

- pentru principalele echipamente de măsurare, protecție, control și automatizare din instalațiile utilizatorului -;
- (3) Condiții specifice pentru racordare: - *nu este cazul*;
- (4) Probe/Teste necesare pentru verificarea performanțelor tehnice ale centralei electrice de la locul de producere/locul de consum și de producere din punctul de vedere al conformității tehnice cu cerințele normelor și codurilor tehnice: - *nu este cazul*.
5. Datele înregistrate care necesită verificarea în timpul funcționării: puterea produsă de CET, parametrii de calitate a energiei electrice produse;
6. Centralele și grupurile generatoare trebuie să respecte cerințele tehnice de proiectare, racordare și de funcționare prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.
7. (1) În conformitate cu prevederile *Regulamentului*, pentru realizarea racordării la rețeaua electrică, utilizatorul încheie contractul de racordare cu operatorul de rețea și achită acestuia tariful de racordare reglementat, conform clauzelor contractului de racordare.
- (2) Pentru încheierea contractului de racordare, utilizatorul anexează cererii depuse la operatorul de rețea următoarele documente prevăzute de *Regulament*:
- a) copia avizului tehnic de racordare;
 - b) copia actului de identitate, certificatului de înregistrare la registrul comerțului sau a altor autorizații legale de funcționare emise de autoritățile competente, după caz;
 - c) documente care dovedesc constituirea garanției financiare în favoarea operatorului de rețea, cu forma și valoarea precizate în avizul tehnic de racordare;
 - d) În situația în care terenul pe care urmează a fi amplasată instalația de racordare este proprietate privată, este necesar acordul sau promisiunea unilaterală a proprietarului terenului pentru încheierea cu operatorul de rețea, după perfectarea contractului de racordare și elaborarea proiectului tehnic al instalației de racordare, a unei convenții având ca obiect exercitarea de către operatorul de rețea a drepturilor de uz și servitute asupra terenului afectat de instalația de racordare.
8. (1) Valoarea tarifului de racordare stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz și explicitată în fișa de calcul anexată, este 4.439,20 lei, inclusiv TVA.
- (2) Valoarea menționată pentru tariful de racordare se actualizează la încheierea contractului de racordare, dacă tarifele aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, pe baza cărora a fost stabilit, au fost modificate prin Ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Actualizarea în acest caz se face în condițiile stabilite prin Ordinul de aprobare a noilor tarife.
- (3) Dacă tariful de racordare a fost stabilit integral sau parțial pe bază de deviz general, acesta se actualizează la încheierea contractului de racordare în funcție de prețurile echipamentelor și/sau ale materialelor în vigoare la data încheierii contractului de racordare.
9. (1) Odată cu tariful de racordare, utilizatorul va plăti operatorului de rețea, conform prevederilor *Regulamentului*, suma de - lei, stabilită în fișa de calcul anexată, drept compensație bănească pe care operatorul de rețea o va transmite primului utilizator care a suportat costul instalației de racordare realizată inițial pentru el însuși și la care urmează să se racordeze utilizatorul.
- (2) Utilizatorul va primi, în condițiile prevederilor *Regulamentului*, o compensație bănească dacă la instalația de racordare prevăzută la punctul 3 vor fi racordați și alți utilizatori, în primii 5 ani de la punerea în funcțiune a acesteia.
10. (1) În situația prevăzută la art.31 din *Regulament*, utilizatorul are obligația să constituie, în termen de maximum 3 luni de la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare, o garanție financiară în favoarea operatorului de rețea în valoare de - *nu este cazul* - lei, reprezentând - % din valoarea tarifului de racordare, cu următoarea/următoarele formă/forme: scrisoare de garanție bancară, cont colateral de garanție, bilet la ordin avalizat de banca în cazul persoanelor juridice sau cont de consemnatiuni în cazul persoanelor fizice

- (2) Situațiile în care garanția financiară menționată la alin. (1) poate fi executată de operatorul de rețea și situațiile în care aceasta încetează/se restituie utilizatorului se prevăd în contractul de racordare.
- (3) Suplimentar situațiilor prevăzute conform alin. (2), operatorul de rețea execută garanția financiară constituită de utilizator dacă utilizatorul nu solicită în scris operatorului de rețea încheierea contractului de racordare, cu anexarea documentației complete prevăzute la art. 36 din *Regulament*, în termenul de valabilitate al prezentului aviz tehnic de racordare.
11. (1) Termenul posibil de realizare de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire este - *nu este cazul* - pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpt.(i) și - *nu este cazul* - pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpt.(ii).
- (2) Termenul și condițiile de realizare de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire precizate la punctul 3 lit d) subpt.(i) se prevăd în contractul de racordare.
- (3) Necesitatea realizării lucrărilor de întărire precizate la punctul 3 lit d) subpt.(ii) este influențată de apariția locurilor de producere/de consum și de producere care au fost luate în considerare în calculele pentru regimurile de funcționare ce au determinat lucrările de întărire respective.
- (4) Costurile pentru realizarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice care nu pot fi finanțate de operatorul de rețea în perioada imediat următoare sunt în valoare de - *nu este cazul* - lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpt.(i) și - *nu este cazul* - lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la punctul 3 lit d) subpt.(ii) (se completează numai dacă este cazul).
- (5) În situația în care, din următoarele motive: - , operatorul de rețea nu are posibilitatea realizării lucrărilor de întărire până la data solicitată pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare, utilizatorul poate opta pentru una dintre următoarele variante:
- renunțarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul respectiv;
 - amânarea realizării obiectivului pe amplasamentul respectiv, până la finalizarea lucrărilor de întărire de către operatorul de rețea; în acest caz, utilizatorul și operatorul de rețea încheie contractul de racordare cu obligația operatorului de rețea de a realiza lucrările de întărire la termenul precizat la alin. (1).
 - dezvoltarea în etape a obiectivului cu încadrarea în limita de putere aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire, precizată în tabelul de la punctul 2;
 - achitarea costurilor care revin operatorului de rețea pentru lucrările de întărire a rețelei în amonte de punctul de racordare, în cazul în care motivul întârzierii se datorează faptului că respectivele costuri nu sunt prevăzute în programul de investiții al operatorului de rețea. În condițiile în care utilizatorul optează pentru achitarea acestor costuri, respectivele cheltuieli i se returnează de către operatorul de rețea printr-o modalitate convenită între părți, ce urmează a fi prevăzută în contractul de racordare.
12. (1) Operatorul de rețea proiectează și execută lucrările prevăzute la punctul 3 cu personal propriu, sau atribuie contractul de achiziție publică pentru proiectare/executare de lucrări unui operator economic atestat, respectând procedurile de atribuire a contractului de achiziție publică.
- (2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), operatorul de rețea poate contracta lucrările pentru proiectarea, obținerea autorizației de construire pentru instalația de racordare în numele operatorului de rețea și/sau execuția instalației de racordare și cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către utilizator, însă numai în condițiile în care utilizatorul solicită în scris acest lucru operatorului de rețea înainte de încheierea contractului de racordare. În acest caz, tariful de racordare precizat la punctul 8 alin.(1) se recalculează conform prevederilor *Regulamentului*, corelat cu rezultatul negocierii dintre utilizator și proiectantul și/sau constructorul pe care acesta l-a ales.
13. (1) Lucrările pentru realizarea instalației de utilizare se execută pe cheltuiala utilizatorului, de către o persoană autorizată sau un operator economic atestat potrivit legii, pentru categoria respectivă de lucrări. Valoarea acestor lucrări nu este inclusă în tariful de racordare.
- (2) Executantul instalației de utilizare, precum și utilizatorul vor respecta normele și reglementările în vigoare privind realizarea și exploatarea instalațiilor electrice.

2024

14. Utilizatorul va încheia convenția de exploatare prin care se precizează modul de realizare a conducerii operaționale prin dispecer, condițiile de exploatare și întreținere reciprocă a instalațiilor, reglajul protecțiilor, executarea manevrelor, intervențiile în caz de incidente.

15. (1) Cerințele *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 28/2007, denumit în continuare *Standard de distribuție* sau, după caz, ale *Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*, aprobat prin Ordinul Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 17/2007, denumit în continuare *Standard de transport*, referitoare la asigurarea continuității serviciului și la calitatea tehnică a energiei electrice, reprezintă condiții minime pe care operatorul de rețea are obligația să le asigure utilizatorilor în punctele de delimitare.

Durata maximă pentru remedierea unei întreruperi neplanificate este stabilită prin *Standardul de distribuție* sau *Standardul de transport*, după caz.

Pentru nerespectarea termenelor prevăzute, după caz, de *Standardul de distribuție* sau de *Standardul de transport*, operatorii de rețea acordă utilizatorilor compensații, în condițiile prevăzute de standardul respectiv.

(2) În situația în care racordarea este realizată prin două (sau mai multe) instalații, în cazul întreruperii accidentale a uneia dintre ele ca urmare a defectării unui element al acesteia, în condițiile existenței și funcționării corecte a instalației de automatizare, durata maximă pentru conectarea celei de-a doua instalații este cea corespunzătoare funcționării instalației de automatizare: - secunde.

(3) Informațiile privind monitorizarea continuității și calității comerciale a serviciului de distribuție sunt publicate și actualizate în fiecare an de către operatorul de rețea. Acestea sunt disponibile pentru consultare la adresa web : www.enel.ro.

16. (1) În cazul în care utilizatorul deține echipamente sau instalații la care întreruperea alimentării cu energie electrică poate conduce la efecte economice și/sau sociale deosebite (explozii, incendii, distrugerii de utilaje, accidente cu victime umane, poluarea mediului etc.), acesta are obligația ca prin soluții proprii, tehnologice și/sau energetice, inclusiv prin sursă de intervenție, să asigure evitarea unor astfel de evenimente în cazurile în care se întrerupe furnizarea energiei electrice.

(2) În situația în care, din cauza specificului activităților desfășurate, întreruperea alimentării cu energie electrică îi poate provoca utilizatorului pagube materiale importante și acesta consideră că este necesară o siguranță în alimentare mai mare decât cea oferită de operatorul de rețea, prezentată la punctul 15, el este responsabil pentru luarea măsurilor necesare evitării acestor pagube.

17. (1) În scopul asigurării unei funcționări selective a instalațiilor de protecție și automatizare din instalația proprie, utilizatorul va asigura corelarea permanentă a reglajelor acestora cu cele ale instalațiilor din amonte.

(2) Echipamentul și aparatajul prin care instalația de utilizare se racordează la rețeaua electrică trebuie să corespundă normelor tehnice în vigoare în România.

18. (1) Utilizatorul va lua măsurile necesare pentru limitarea la valoarea admisibilă, conform normelor în vigoare, a efectelor funcționării instalațiilor și receptoarelor speciale (cu șocuri, cu regimuri deformante, cu sarcini dezechilibrate, flicker etc.). Instalațiile noi se vor pune sub tensiune numai dacă perturbațiile instalațiilor și receptoarelor speciale se încadrează în limitele admise, prevăzute de normele în vigoare.

(2) Utilizatorul are obligația de a participa la reglajul tensiunii/puterii reactive, conform reglementărilor tehnice în vigoare. În vederea reducerii consumului/injecției de energie reactivă din/în rețeaua electrică, utilizatorul va lua măsuri pentru compensarea puterii reactive necesare instalațiilor și/sau echipamentelor de la locul de producere/locul de consum și de producere. Neîndeplinirea acestei condiții determină plata energiei electrice reactive tranzitate în punctul de delimitare, în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare.

(3) În situația de excepție în care punctul de măsurare nu coincide cu punctul de delimitare, cantitatea de energie electrică înregistrată de contor este diferită de cea tranzacționată în punctul de delimitare. În acest

2015

caz, se face corecția energiei electrice în conformitate cu reglementările în vigoare. Elementele de rețea cu pierderi, situate între punctul de măsurare și punctul de delimitare, sunt: - *nu este cazul*.

19. (1) Prezentul aviz tehnic de racordare este valabil până la data emiterii certificatului de racordare pentru puterea aprobată pentru etapa finală, menționată la punctul 2, dacă nu intervine anterior una dintre situațiile prevăzute la alin. (2).

(2) Prezentul aviz tehnic de racordare își încetează valabilitatea în următoarele situații:

- a) în termen de 3 luni de la emitere, dacă utilizatorul nu face în acest timp dovada constituirii garanției financiare prevăzute la punctul 10;
- b) în termen de 12 luni de la emitere, dacă nu a fost încheiat contractul de racordare;
- c) la rezilierea contractului de racordare căruia îi este anexat.

20. Prezentul aviz tehnic de racordare poate fi contestat la operatorul de rețea în termen de 30 de zile de la data transmiterii acestuia.

21. Alte condiții (în funcție de cerințele specifice utilizatorului, posibilitățile oferite de caracteristicile și starea rețelelor existente sau impuse de normele în vigoare):

21.1 ATR nr. 257/10.08.2005 a fost actualizat în 04.02.2015 în conformitate solicitarea beneficiarului SOCIETATEA ELECTROCENTRALE CONSTANTA S.A nr. 845/28.10.2014 înregistrată la SC ENEL Distribuție Dobrogea SA cu nr. 234992/29.10.2014.

21.2 Avizul Tehnic de Racordare nr. 257/10.08.2005 actualizat în 04.02.2015 înlocuiește avizul eliberat anterior ATR nr. 257/10.08.2005 (care își încetează aplicabilitatea).

21.3 S.C. Enel Distribuție Dobrogea S.A. își rezerva dreptul să modifice schema de încadrare a rețelei de 110 kV la care este racordat actualul consumator și viitorul consumator-productor CET Palas, cu respectarea funcționării în siguranță a SEN pentru criteriul cu N-1 elemente în funcțiune. Se vor asigura astfel condiții optime atât pentru alimentarea consumului propriu tehnologic cât și pentru evacuarea puterii produse de grupurile producătorului, eliminându-se situația actuală în care, utilizatorul este nevoit să întrețină instalații prin care distribuitorul face tranzit de energie.

21.4 Până la realizarea schemei menționate la pct. 21.3 distribuitorul va plăti către utilizator tariful de distribuție stabilit de ANRE pentru energia tranzitată pe bara stației de conexiuni mai puțin cea necesară consumului propriu tehnologic și respectiv cea produsă de centrală.

21.5 SC Electrocentrale Constanta SA va încheia cu SC Enel Distribuție Dobrogea SA o convenție având ca obiect exercitarea de către SC Enel Distribuție Dobrogea SA a drepturilor de uz și servitute asupra terenului afectat de instalația de racordare.

21.6 Grupurile generatoare trebuie să respecte cerințele tehnice de proiectare, racordare și de funcționare prevăzute după caz, în *Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport* și *Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție*.

S.C. ENEL DISTRIBUȚIE DOBROGEA S.A.



DIRECTOR GENERAL

Giuseppe FANIZZI

FIȘA DE CALCUL A TARIFULUI DE RACORDARE

SS/FS nr.

Denumire

Racordare la SEN a CET Palas 2x50 MW

Elaborator

SC ENEL DITRIBUTIE DOBROGEA SA

1. Solicitant: SOCIETATEA ELECTROCENTRALE CONSTANTA SA
2. Loc consum: CET Palas
3. Aviz tehnic de racordare nr.: S = 111,25 MVA
4. Valoarea tarifului de racordare TR (cu TVA)

	(fără TVA) lei	TVA lei	(cu TVA) lei
TR	0,00	0,00	0,00
T _i	0,00	0,00	0,00
T _u	3.580,00	859,20	4.439,20
TOTAL T (TR+Ti+Tu)	3.580,00	859,20	4.439,20

- TR - Componenta tarifului de racordare corespunzătoare realizării instalației de racordare
 T_i - Componenta tarifului de racordare corespunzătoare cotei de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor
 T_u - Componenta tarifului de racordare corespunzătoare
 a) verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații;
 b) verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare;

Verificat:
Ing. Aurel Lungu



Întocmit:
Ing. Achim Alina-Elena



Data: 03.02.2015

Termocentrale Constanța S.R.L.

Sediul social în Municipiul Constanța, Județul Constanța

B-dul. Aurel Vlaicu nr. 123, 900075

J13/2667/2022; C.U.I.: RO 46549920

Tel. 0241 585 300; Fax 0241 693 916; e-mail: termocentrale@cetpalas.ro

COD IBAN RO12RNCB0072177138390001 Banca Comerciala Romana



TERMOCENTRALE CONSTANTA S.R.L.		
INTRARE	Nr.	3629
IESIRE		
Ziua 25	Luna 06	Anul 2024

Către: **AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI CONSTANȚA**

Referitor: **Notificare evaluare inițială de mediu pentru proiectul de investiții „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanța S.R.L.”**

În conformitate cu Legea 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului, cu modificările și completările ulterioare, **Termocentrale Constanța S.R.L.**, cu sediul în B-dul. Aurel Vlaicu nr. 123, J13/2667/2022; C.U.I.: RO 46549920, Tel. 0241 585 300; Fax 0241 693 916; e-mail: termocentrale@cetpalas.ro, transmite către APM Constanța următoarele documente:

- Notificare privind intenția de realizare a proiectului de investiții: „**Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanța S.R.L.**”, întocmită în conformitate cu Aneca nr. 5.A din Legea nr. 292/2018;
- Certificat de urbanism nr. 1574/20.06.2024 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții;
- Planurile anexă la certificatul de urbanism (Planul de amplasament și delimitare a imobilului, extrasele din planul cadastral pentru 257143, 235952, 235958);
- Certificat constatator nr. 24578/08.04.2024, emis de Oficiul Național al Registrului Comerțului;
- Împuternicire Bratu Camelia - Responsabil Protecția Mediului;
- Dovada achitării tarifului aferent evaluării inițiale de mediu: OP nr. 2541/25.06.2024, în sumă de 100 lei



Director Tehnic,
Neacșu Monica

Responsabil Protecția Mediului,
Bratu Camelia

AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI CONSTANȚA		
Nr. RP/	4533	
Zi 25	Luna 06	Anul 2024



AGENȚIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI CONSTANȚA

Nr 1169 din 03.07.2024

APM. CONSTANȚA

TRIMIS SPRE

REZOLUȚIE

CLASAREA NOTIFICĂRII

Ca urmare a solicitării depuse de **TERMOCENTRALE CONSTANTA S.R.L.**, reprezentată prin *Popa Daniel*, cu adresa în municipiul Constanța, str. Dezrobirii, nr.96, bloc DR9, sc. A, ap. 14, județul Constanța, pentru proiectul: **CONSTRUIRE UNITATE DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE DIN SURSE SOLARE LA TERMOCENTRALE CONSTANTA S.R.L.**, amplasat în **municipiul Constanța, b-dul Aurel Vlaicu, nr. 123, județul Constanța** (conform C.U. nr. 1574 din 20.06.2024, emis de Primaria municipiului Constanța), înregistrată la Agenția pentru Protecția Mediului Constanța cu nr. 4533RP din 25.06.2024,

- în urma analizării documentației depuse, a localizării amplasamentului în planul de urbanism și în raport cu poziția față de arii naturale protejate, zone-tampon, monumente ale naturii, monumente istorice sau arheologice, zone cu restricții de construit, zona costieră:

având în vedere ca:

- proiectul propus **nu intră** sub incidența Legii nr. 292/2018, privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;

- proiectul propus **nu intră** sub incidența art. 28 din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a floricii și faunei sălbatice, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 49/2011, cu modificările și completările ulterioare;

- proiectul propus **nu intră** sub incidența art. 48 și 54 din Legea apelor nr. 107/1996, cu modificările și completările ulterioare.

Agenția pentru Protecția Mediului Constanța decide:

Clasarea notificării deoarece proiectul propus nu se supune procedurilor de evaluare a impactului asupra mediului.

DIRECTOR EXECUTIV,
Celzin LATIF



ȘEF SERVICIU A.A.A.,
Lavinia Monica ZECA

Intocmit,
Consilier Otilia Liana ISPAS

Notă: redactat în 3 (trei) exemplare.

Termocentrale Constanța S.R.L.

Sediul social în Municipiul Constanța, Județul Constanța
B-dul. Aurel Vlaicu nr. 123, 900075
J13/2667/2022; C.U.I.: RO 46549920
Tel. 0241 585 300; Fax 0241 693 916; e-mail: termocentrale@cetpalas.ro
COD IBAN RO12RNCB0072177138390001 Banca Comercială Română



TEMĂ DE PROIECTARE

1. Informații generale
 - 1.1. Denumirea obiectivului de investiții
"Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanța S.R.L."
 - 1.2. Ordonator principal de credite/investitor
Societatea Termocentrale Constanța S.R.L.
 - 1.3. Ordonator de credite (secundar, terțiar)
 - 1.4. Beneficiarul investiției
Societatea Termocentrale Constanța S.R.L.
 - 1.5. Elaboratorul temei de proiectare
Termocentrale Constanța S.R.L. prin Serviciul Tehnic-Investiții.
2. Date de identificare a obiectivului de investiții
 - 2.1. Informații privind regimul juridic, economic și tehnic al terenului și/sau al construcției existente, documentație cadastrală.
Toate bunurile (terenuri, construcții, alte mijloace fixe și obiecte de inventar) ce compun activul funcțional Centrala Electrică de Termoficare "CET Palas" în forma prevăzută în Lista anexă la Hotărârea Guvernului nr. 560/22.06.2023 și bunurile ce compun Poziția 14 din Lista Anexă la Protocolul de predare-preluare încheiat între Statul Român prin Ministerul Energiei și U.A.T. Municipiul Constanța, sunt în proprietatea Primăriei Municipiului Constanța, Asociatul unic al societății și în administrarea Termocentrale Constanța S.R.L în baza Contractului de delegare directă a gestiunii serviciului public de alimentare cu energie termică în sistem centralizat-activitatea de producere a energiei termice nr. 83495/27.04.2023, încheiat între U.A.T. Constanța și Termocentrale Constanța S.R.L.
 - 2.2. Particularități ale amplasamentului/amplasamentelor propus/propuse pentru realizarea obiectivului de investiții, după caz:
 - a) descrierea succintă a amplasamentului/amplasamentelor propus/propuse (localizare, suprafața terenului, dimensiuni în plan);
Terenul pe care vor fi amplasate panourile este plat, fără denivelări semnificative iar acoperișurile clădirilor sunt din chesoane de beton armat, având forme plane.

- b) relațiile cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;**
Există căi de acces și vecinătăți, riverane incintei.
- c) surse de poluare existente în zonă;**
Risc scăzut de poluare.
- d) particularități de relief;**
Nu este cazul.
- e) nivel de echipare tehnico-edilitară al zonei și posibilități de asigurare a utilităților;**
Pe amplasament există toate utilitățile.
- f) existența unor eventuale rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;**
Nu este cazul.
- g) posibile obligații de servitute;**
Nu este cazul.
- h) condiționări constructive determinate de starea tehnică și de sistemul constructiv al unor construcții existente în amplasament, asupra cărora se vor face lucrări de intervenții, după caz;**
Nu este cazul.
- i) reglementări urbanistice aplicabile zonei conform documentațiilor de urbanism aprobate - plan urbanistic general/plan urbanistic zonal și regulamentul local de urbanism aferent;**
Nu este cazul.
- j) existența de monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție.**
Nu este cazul.

2.3. Descrierea succintă a obiectivului de investiții propus din punct de vedere tehnic și funcțional:

a) destinație și funcțiuni;

Până la punerea în funcție a noilor instalații din proiectul „Sursă de producție energie utilă termică și electrică prin cogenerare de înaltă eficiență în municipiul Constanța”, este necesară instalarea unor panouri fotovoltaice în vederea acoperirii consumului propriu de energie electrică pentru producerea și pompajul energiei termice livrată la gardul centralei și, ulterior, pentru alimentarea unei stații de producere a hidrogenului verde. Hidrogenul verde rezultat va putea fi folosit, în amestec cu gazul natural, în procesul de ardere al motoarelor termice și al cazanelor de apă caldă ce urmează a fi instalate.

b) caracteristici, parametri și date tehnice specifice, preconizate;

- Sistemul fotovoltaic va fi compus din cel puțin următoarele: panouri fotovoltaice, structuri de susținere, invertoare, transformatoare, rețele de cabluri electrice, sisteme de monitorizare și control și alte echipamente necesare funcționării la parametri optimi a întregului sistem.
- Centrul de monitorizare și control va avea funcțiunea de a monitoriza și controla întregul proces de generare a energiei electrice produse de panouri, prelucrarea energiei în invertoare și va fi dotat cu calculatoare, senzori meteorologici care urmăresc condițiile atmosferice și radiația solară, realizând astfel o bază de date cu istoricul parametrilor centralei în interdependența cu condițiile meteo.

- Determinarea modului de dispunere a panourilor, a lungimii instalațiilor/rețelelor, precum și dimensionarea obiectelor de investiție se va realiza de către elaboratorul Studiului de fezabilitate, după relevarea situației reale din teren (relevu de arhitectură și instalații) și configurarea elementelor proiectate, conform normelor tehnice și legislației în vigoare.
 - Elaboratorul Studiului de fezabilitate va trebui să aleagă soluția tehnică cea mai eficientă din punct de vedere al costului investiției, raportat la durata de viață economică a acesteia. Se vor propune soluții tehnice probate în practică, cu tehnologii fiabile și costuri de exploatare reduse.
 - Soluția de racordare electrică a parcului fotovoltaic va asigura posibilitatea evidențierii curbei de producție de energie electrică și a curbei de consum propriu pentru stabilirea proporției utilizată pentru consum propriu.
 - Elaboratorul documentației tehnico-economice va justifica Beneficiarului prețurile avute în vedere la evaluarea financiară a implementării proiectului de investiții.
- Prestatorul își va asuma răspunderea pentru soluțiile proiectate, pentru estimarea cantităților de lucrări și a încadrările în categoriile de lucrări, precum și pentru valorile estimate ale investiției.

Soluția de racordare electrică a parcului fotovoltaic va asigura posibilitatea evidențierii *curbei de producție* energie electrică și a *curbei de consum* propriu pentru stabilirea proporției utilizată pentru consum propriu.

- c) nivelul de echipare, de finisare și de dotare, exigențe tehnice ale construcției în conformitate cu cerințele funcționale stabilite prin reglementări tehnice, de patrimoniu și de mediu în vigoare;
Nu este cazul.
- d) număr estimat de utilizatori;
Energia electrică produsă va fi utilizată pentru alimentarea echipamentelor existente pe amplasamentul centralei Palas.
- e) durata minimă de funcționare, apreciată corespunzător destinației/funcțiunilor propuse;
25 de ani.
- f) nevoi/solicitări funcționale specifice;
Nu este cazul.
- g) corelarea soluțiilor tehnice cu condiționările urbanistice, de protecție a mediului și a patrimoniului;
Nu este cazul.
- h) stabilirea unor criterii clare în vederea soluționării nevoii beneficiarului.
Nu este cazul.

2.4. Cadrul legislativ aplicabil și impunerile ce rezultă din aplicarea acestuia.

Instalarea de capacități noi de producere energie electrică din surse regenerabile, în vederea susținerii unei economii cu emisii scăzute de carbon și atingerii obiectivelor asumate de România în cadrul Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PNIESC)- Programul-cheie 1: Surse regenerabile de energie și stocarea energiei.

Director Tehnic
Monica Neacșu

Șef Serviciu Tehnic-Investiții
Popovici Cătălina-Silvia

Intocmit,
Serviciul Tehnic-Investiții
Bucinătă Mihai

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Fișa tehnică nr. 1	
Denumire Echipament: Panou fotovoltaic 450 W monofacial N-Type	
Caracteristici	Valoare măsurată
Date generale:	
Eficiență	22.02 %
Garanție de performanță	30 ani
Tip celulă	N-Type monocristaline
Sticlă	3,2 mm sticlă întărită
Ramă	Aluminiu anodizat
Cutie jonctiune	IP 68
Cablu	4 mm ² (IEC)
Conectori	T4 / MC4-EVO2
Dimensiuni (LxlxA)	2094x1038x35 mm
Greutate	24,3 kg
Condiții de temperatură:	
Coeficient de temperatură (Pmax)	-0.29%/°C
Coeficient de temperatură (Voc)	-0.25%/°C
Coeficient de temperatură (Isc)	0.045%/°C
Temperatura nominală de funcționare	45 ±2°C
Caracteristici electrice	
Putere nominală	450 W
Tensiunea nominală (Vmpp)	32,81 V
Curentul nominală (Impp)	13,14 A
Tensiune de circuit deschis (Voc)	39,38 V
Curent de scurt circuit (Isc)	13,86 A
Eficiență modul	22,02%
Temperatura de funcționare	-40°C, +85°C
Tensiune maximă	1500 V
Curentul maxim pentru legarea în serie	25 A
Toleranță	3 %
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Fișa tehnică nr. 1A	
Denumire Echipament: Panou fotovoltaic 550 W monofacial N-Type	
Caracteristici	Valoare măsurată
Date generale:	
Eficiență	22.02 %
Garanție de performanță	30 ani
Tip celulă	N-Type monocristaline
Sticlă	3,2 mm sticlă întărită
Ramă	Aluminiu anodizat
Cutie jonctiune	IP 68
Cablu	4 mm ² (IEC)
Conectori	T4 / MC4-EVO2
Dimensiuni (LxIxA)	2278x1134x30 mm
Greutate	27,6 kg
Condiții de temperatură:	
Coeficient de temperatură (Pmax)	-0.29%/°C
Coeficient de temperatură (Voc)	-0.25%/°C
Coeficient de temperatură (Isc)	0.045%/°C
Temperatura nominală de funcționare	45 ±2°C
Caracteristici electrice	
Putere nominală	550 W
Tensiunea nominală (Vmpp)	39,1 V
Curentul nominală (Impp)	10,55 A
Tensiune de circuit deschis (Voc)	39,1 V
Curent de scurt circuit (Isc)	11,29 A
Eficiență modul	22,02%
Temperatura de funcționare	-40°C, +85°C
Tensiune maximă	1500 V
Curentul maxim pentru legarea în serie	25 A
Toleranță	3 %
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Fișa tehnică nr. 2	
Denumire Produs/Echipament: Invertor 125 kW (125 kVA)	
Caracteristici	Valoare masurată
General:	
Dimensiuni (L x l x D)	1020x795x360 mm
Greutate	87 kg
Temperatură de operare între	-40°C - 65°C
Metoda de răcire	Răcire automată
Conector curent continuu	MC4
Conector curent alternativ	Conector Impermeabil + OT/DT Terminal
Gradul de protecție	IP65
Eficiență:	
Eficiență maximă:	98,5%
Eficiență Europeană:	98,2%
Intrare:	
Tensiunea maximă de intrare	1000 V
Tensiunea de pornire	580 V
Tensiunea de operare a MPPT	580 V – 1000 V
Tensiunea nominală de intrare	650 V
Numărul de intrări	8
Ieșire:	
Puterea nominală activă în curent alternativ	125 000 W
Puterea aparentă maximă	125 000 VA
Puterea activă maximă	125 000 W
Tensiunea nominală de ieșire	400 V, 3W + PE
Frecvența rețelei	50 Hz / 60 Hz
Protecții:	
Dispozitiv de deconectare a intrării	Da
Protecție împotriva scurgerii de curent	Da
Protecție la depășirea intensității	Da
Protecție la inversarea polarității	Da
Dispozitiv pentru detectarea erorilor PV	Da
Protecție la supratensiuni CC	Tip I +II
Protecție la supratensiuni CA	Da
Comunicație:	
Afișare	Ecran cu indicatori LED, Bluetooth/WLAN+APP

USB	Da
RS485	Da
Standarde:	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Fișa tehnică nr. 3	
Denumire Produs/Echiptament: Invertor 50 kW (55 kVA)	
Caracteristici	Valoare masurată
General:	
Dimensiuni (L x l x D)	121x80x46 mm
Greutate	92 kg
Temperatură de operare între	-40°C - 65°C
Metoda de răcire	Răcire automată
Conector curent continuu	MC4
Conector curent alternativ	Conector Impermeabil + OT/DT Terminal
Gradul de protecție	IP65
Eficiență:	
Eficiență maximă:	98,5%
Eficiență Europeană:	98,2%
Intrare:	
Tensiunea maximă de intrare	650 V
Tensiunea de pornire	580 V
Tensiunea de operare a MPPT	580 V – 1000 V
Tensiunea nominală de intrare	650 V
Numărul de intrări	1
Ieșire:	

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Puterea nominală activă în curent alternativ	50000 W
Puterea aparentă maximă	50000 VA
Puterea activă maximă	50000 W
Tensiunea nominală de ieșire	400 V, 3W + PE
Frecvența rețelei	50 Hz / 60 Hz
Protecții:	
Dispozitiv de deconectare a intrării	Da
Protecție împotriva scurgerii de curent	Da
Protecție la depășirea intensității	Da
Protecție la inversarea polarității	Da
Dispozitiv pentru detectarea erorilor PV	Da
Protecție la supratensiuni CC	Tip I +II
Protecție la supratensiuni CA	Da
Comunicație:	
Afișare	Ecran cu indicatori LED, Bluetooth/WLAN+APP
USB	Da
RS485	Da
Standarde:	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Proiect: „Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Fișa tehnică nr. 3	
Denumire Echipament: Structura de susținere a panourilor fotovoltaice pe acoperis	
Caracteristici	Valoare măsurată
Cerinte referitoare la acoperis	
Baza	rigida
Inclinare	$\leq 3^\circ$
Coeficient de frecare	Se determina la fata locului
Cerinte statice:	
Trebuie verificată obligatoriu pe șantier capacitatea portantă reziduală a acoperișului și capacitatea de comprimare a izolației termice. Foloseste minimum de elemente de prindere fara stres extrem al membrilor de susținere;	
Pentru module încadrate cu o înălțime a cadrului de 30 - 50 mm	
Gabarit admis al modulului: Lungime 1448 - 2390 mm, Lățime 950 - 1170 mm	
Module si fixare	
Momentul de strângere al tuturor clemelor de modul 14 Nm.	
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Fișa tehnică nr. 4	
Denumire Produs/Echipament: Cablu aluminiu armat	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
Tip	Cablu din aluminiu cu izolație din PVC și armare dn benzi de oțel
Simbol național	ACYABY(-F) (SR CEI 60502)
Tensiunea nominal	0,6/ 1 kV; 50Hz
Domeniul de utilizare	În instalații fixe, în locuri uscate, umede, afara sau pozate în pământ
Construcția	
Conductoare	Din Aluminiu uni- sau multifilare
Izolația	Pe fiecare mănunchi cu PVC
Material de umplură	Între mănunchiuri
Diametru	23 mm, secțiune 4x16 mm ² 27 mm, secțiune 4x35 mm ²
Greutate	835 kg/km, secțiune 4x16 mm ² 1050 kg/km, secțiune 4x35 mm ²
Raza min. curbura	276 mm, secțiune 4x16 mm ² 324 mm, secțiune 4x35 mm ²
Standard de fabricație	SR HD 603 S1/4C; IEC 502

Fișa tehnică nr. 5	
Denumire Produs/Echipament: Cablu electric solar (c.c.)	
Caracteristici	Valoare măsurată
General:	
<p>Cabluri solare izolație reticulată cu fascicul de electroni accelerați, cu performanță optimizată la apă - tip EN 50618.</p> <ul style="list-style-type: none"> -Fără halogen -Rezistent la rece -Rezistent la temperatura -Rezistent la UV -Impermeabil <p>Rezistență bună la abraziune și tăiere XLWP = X-Linked + Water-Proof (contact permanent cu apă AD8 conform IEC 60364-5-51/VDE 0100-510),</p>	
Date tehnice:	
Clasificare ETIM 5: ETIM 5.0 Class-ID: EC001578 ETIM 5.0 Descrierea clasei: Cablu flexibil	
Clasificare ETIM 6: ETIM 6.0 Class-ID: EC001578 ETIM 6.0 Descrierea clasei: Cablu flexibil	
Construcția conductorilor: Lițe fine conform VDE 0295, clasa 5/IEC 60228 clasa 5	
Tensiune nominală:	AC U ₀ /U : 1,0/1,0 kV DC U ₀ /U : 1,5/1,5 kV
Tensiunea maximă de operare	1,8 kV DC
Tensiunea de test	AC 6500 V
Temperatură conductor	-40°C și +120°C conform EN 60216-1
Gama de temperatură ambiantă	-40°C și +90°C conform cu EN 50618
Condiții privind cerințele fundamentale de performanță	conform Legii 10 / 1995
Condiții de livrare și plată	conform contract
Condiții de garanție și post garanție	conform legislației în vigoare și cerințelor beneficiarului

Proiect : „Construire unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL”

Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice

Structura de sustinere a panourilor fotovoltaice trebuie sa respecte specificatiile minime alese de proiectant si in plus:

- ī Custom-designed pentru aplicatia prezenta dar cu flexibilitate in instalare;
- ī Foloseste minimum de elemente de prindere fara stres extrem al membrilor de sustinere;
- ī Permite unghiuri de orientare si inclinare si distanta fata de sol optime;
- Permite instalarea pe teren neuniform, cu pante usoare si regimuri de vant de peste 40 m/s;
- ī Componente de interconectare usoare pentru transport si instalare economice adaptate la dimensiunile si materialele membrilor de sustinere existente pe piata romana;
- ī Prezinta intariri diagonale;
- ī Usor de instalat fara training special;
- ī Sa prezinta documentatie a design-ului si rapoarte de testare;
- ī Capabila sa reziste evenimentelor seismice conform "cod de proiectare seismica P100-1/2006;
- ī Capabila sa reziste vanturilor extreme conform STAS 10101/20-90 "Incarcari date de vant";
- ī Capabila sa reziste incarcarii de zapada potrivit STAS 10101/21-92 "Incarcari date de zapada";
- ī Capabila sa reziste incarcarii laterale

ANEXA 5

LEGISLAȚIE APLICABILĂ

- Legea 123 din 10 iulie 2012 a energiei electrice și a gazelor naturale cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 907/2016 - privind etapele de elaborare și conținutul - cadru al documentațiilor tehnico - economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice cu modificările și completările ulterioare;
- Hotărârea nr. 431/2019 pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr 487/2016 privind compatibilitatea electromagnetică și a Hotărârii Guvernului nr 740/2016 privind punerea pe piață a echipamentelor radio cu modificările și completările ulterioare;
- PE 003-79 - Nomenclatorul de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice (Modificare 1984);
- PE 101/85 - Normativ pentru construcția instalațiilor de conexiuni și transformare cu tensiuni peste 1 kV (reeditat 1993);
- PE 116/1995 „Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice”.(actualizat in 2014)
- Legea nr. 10/18.01.1995 privind calitatea în construcții, cu toate completările și modificările ulterioare;
- Legea nr. 50/07.08.1991 privind autorizarea executării construcțiilor și unele măsuri pentru realizarea locuințelor, cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 766/1997 pentru aprobarea unor regulamente privind calitatea în construcții, cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 273/1994 privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de construcții și instalații aferente acestora cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 668/2017 privind stabilirea condițiilor pentru comercializarea produselor pentru construcții cu toate completările și modificările ulterioare;
- Legea 440/2002 pentru aprobarea Ordonanței Guvernului nr. 95/1999 privind calitatea lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale tehnologice industriale cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordinul Ministerului Industriei și Comerțului nr. 293/1999 pentru aprobarea normelor metodologice privind verificarea calității lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale;
- Hotărârea Guvernului nr. 51/1996 privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de montaj

utilaje, echipamente, instalații tehnologice și a punerii în funcțiune a capacităților de producție cu toate completările și modificările ulterioare;

- Legea nr. 307/12.07.2006 privind apărarea împotriva incendiilor cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 537/06.12.2007 privind stabilirea și sancționarea contravențiilor la normele de prevenire și stingere a incendiilor cu toate completările și modificările ulterioare
- Legea securității și sănătății în muncă nr. 319/2006 cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 1425/11.10.2006 - Norme metodologice de aplicare a prevederilor legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006 cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 300/02.03.2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierelor temporare sau mobile cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- HG 1048/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă;
- HG 1051/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special afecțiuni dorsolombare;
- HG 1028/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă referitoare la utilizarea echipamentelor cu ecran de vizualizare;
- HG 971/2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau sănătate la locul de muncă cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordinului 163/2007 al ministrului administrației și internelor pentru aprobarea Normelor generale de apărare împotriva incendiilor;
- Ordinul 712/2005 al MAI pentru aprobarea dispozițiilor generale privind instruirea salariaților în domeniul situațiilor de urgență cu toate completările și modificările ulterioare;
- Legea 481/ 2004 privind protecția civilă cu toate completările și modificările ulterioare;
- HG 925/1995 regulament pentru verificare/expertizare tehnică calitate a proiectelor/ execuției construcțiilor cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea Guvernului nr. 1146/03.08.2006, privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă cu toate completările și modificările ulterioare;
- OU 195/2005 privind protecția mediului cu toate completările și modificările ulterioare;
- HGR 856/2002 privind evidența gestiunii deșeurilor și pentru aprobarea listei cuprinzând deșeurile,

Inclusiv deșeurile periculoase cu toate completările și modificările ulterioare

- Standardul de mediu ISO 14001/2015;
- Standardul de calitate ISO 9001/2015;
- Legea 249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje cu modificările și completările ulterioare;
- Ordonanță de urgență nr. 5 din 2 aprilie 2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice cu modificările și completările ulterioare;
- Ordonanță nr. 2 din 11 august 2021 privind depozitarea deșeurilor cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin ANRE nr. 30/2013 privind aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin ANRE 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes național, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 11/2013 privind aprobarea Regulamentului pentru autorizarea electricienilor, verificatorilor de proiecte, responsabililor tehnici cu execuția, precum și a experților tehnici de calitate și extrajudiciari în domeniul instalațiilor electrice cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordin MIC 323/2000 al ministrului industriei și comerțului pentru aprobarea unor regulamente:
- Regulamentul privind acordul tehnic pentru produse, procedee și echipamente noi utilizate la lucrările de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. I;
- Regulamentul privind verificarea proiectelor, a execuției lucrărilor și expertizarea proiectelor și a lucrărilor de montaj pentru utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. II;
- ✓Regulamentul privind urmărirea comportării în exploatare a lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. III;
- ✓Manualul dirigintei de șantier pentru lucrările de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. IV;
- ✓Regulamentul privind controlul lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, prezentat în anexa nr. V;

- Regulamentul privind constatarea și sancționarea contravențiilor de către specialiștii desemnați prin ordin al ministrului industriei și comerțului pentru controlul calității lucrărilor de montaj utilaje, echipamente și instalații tehnologice industriale, altele decât cele din sfera de activitate a ISCIR, prezentat în anexa nr. VI
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu toate completările și modificările ulterioare;
- Ordonanța 20/2010 privind stabilirea unor măsuri pentru aplicarea unitară a legislației Uniunii Europene care armonizează condițiile de comercializare a produselor cu toate completările și modificările ulterioare;
- Hotărârea nr. 409/2016 privind stabilirea condițiilor pentru punerea la dispoziție pe piața a echipamentelor electrice de joasă tensiune cu toate completările și modificările ulterioare;
- Legea nr. 8/14.03.1996 privind dreptul de autor și drepturile conexe cu toate completările și modificările ulterioare;
- NTE 116/2001 Normă tehnică energetică privind încercările și măsurătorile la echipamente și instalații electrice
- SR EN 61000 - Compatibilitate electromagnetică (CEM);
- SR EN 62109-1:2011 - Securitatea convertoarelor de putere utilizate în sisteme fotovoltaice de alimentare cu energie electrică. Partea 1: Cerințe generale;
- SR EN 62109-2:2012 - Securitatea convertoarelor de putere utilizate în sisteme fotovoltaice de alimentare cu energie electrică. Partea 2: Cerințe particulare pentru invertoare;
- SR EN 60947-1:2008 - Aparataj de joasă tensiune. Partea 1: Reguli generale;
- SR EN 60947-3:2009 - Aparataj de joasă tensiune. Partea 3: Întreruptoare, separatoare, întreruptoare-separatoare și unități combinate cu siguranțe fuzibile;
- SR EN 45510-8-1:2003 - Ghid pentru achiziționarea de echipamente pentru centrale electrice. Partea 8-1: Sisteme de reglare automată și aparate de măsurat și control;
- SR EN 60529:1995/AC:2017 - Grade de protecție asigurate prin carcase (Cod IP);
- IEC 61730: Ediția 2 – Reducerea cerințelor de siguranța pentru noile parcuri fotovoltaice
- SR EN 62446-1:2016/A1:2019 - Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 1: Sisteme conectare la rețea. Documentație, încercări de punere în funcțiune și inspecție
- SR EN IEC 62446-2:2020 – Sisteme fotovoltaice (PV). Cerințe pentru încercări, documentație și mentenanță. Partea 2: Sisteme conectate la rețea. Mentenanța sistemelor fotovoltaice
- SR EN 60947-2:2018/A1:2020 - Aparataj de joasă tensiune. Partea 2: Întreruptoare automate
- SR EN IEC 61215-1-1:2021 - Module fotovoltaice (PV) pentru aplicații terestre. Calificarea concepției și

- omologare. Partea 1-1: Cerințe speciale de încercare a modulelor fotovoltaice (PV) cu siliciu cristalin
- SR EN 61724-1:2017 - Performanța unui sistem fotoelectric. Partea 1: Monitorizare
 - SR 183-1:1995 - Lucrări de drumuri. Îmbrăcăminți de beton de ciment executate în cofraje fixe. Condiții tehnice de calitate
 - SR 183-2:1998 - Lucrări de drumuri. Îmbrăcăminți de beton de ciment executate în cofraje glisante. Condiții tehnice de calitate.
 - Ordonanța nr. 2/2021 - Privind depozitarea deșeurilor
 - Ordonanța nr. 92/2021 - Privind regimul deșeurilor
 - NP042-2000 Normativ privind prescripțiile generale de proiectare. Verificare prin calcul a elementelor de construcții metalice și a îmbinărilor acestora.
 - GP111-04 Ghid de proiectare privind protecția împotriva coroziunii a construcțiilor din oțel.
 - Regulamentul CE nr 765/2008 al Parlamentului European și al Consiliului din 9 iunie 2008 de stabilire a cerințelor de acreditare și supraveghere a pieței în ceea ce privește comercializarea produselor și de abrogarea a Regulamentului CEE nr. 339/93 cu modificările și completările ulterioare
 - Hotărârea nr. 1076/2004 privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul nr. 756/1997 pentru aprobarea Reglementării privind evaluarea poluării mediului cu modificările și completările ulterioare
 - Legea 107/1996 – Legea apelor cu modificările și completările ulterioare
 - Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului cu modificările și completările ulterioare
 - Legea 104/2011 privind emisiile în atmosfera cu modificările și completările ulterioare
 - Legea 278/2013 privind emisiile industriale cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul ANRE 208/2018 pentru aprobarea normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul 74/2013 pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013 cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul nr. 102/2015 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea soluțiilor de racordare a

- utilizatorilor la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare
- Ordinul 164/2020 pentru aprobarea contractelor-cadru de racordare la rețelele electrice de interes public cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul 25/2016 pentru aprobarea metodologiei pentru emiterea avizelor de amplasament de catre operatorii de retea modificat prin cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul nr. 5/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al certificatelor de racordare cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul nr. 74/2014 pentru aprobarea conținutului-cadru al avizelor tehnice de racordare cu modificările și completările ulterioare
 - Ordinul nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament cu modificările și completările ulterioare
 - HOTĂRÂRE nr. 1.660 din 14 decembrie 2005 privind aprobarea unor instrucțiuni de metrologie legală cu modificările și completările ulterioare
 - HOTĂRÂRE nr. 1.055 din 18 octombrie 2001 privind condițiile de introducere pe piața a mijloacelor de măsurare cu modificările și completările ulterioare
 - STAS 2612-87 Protecția împotriva electrocutărilor. Limite admise
 - SR EN 60598-2-22:2015 Corpuri de iluminat. Partea 2-22: Condiții speciale. Corpuri de iluminat pentru iluminatul de siguranță
 - NTE 007/08/00 Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice
 - NP 061/2002 Normativ pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat artificial din clădiri
 - I20/2000 Normativ pentru proiectarea și executarea sistemelor de iluminat artificial din clădiri
 - NP 086/2005 Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de stingere a incendiilor
 - PT C5/2003 Cerinte tehnice privind utilizarea recipientelor butelii pentru gaze comprimate, lichefiate sau dizolvate sub presiune
 - Ordin nr. 1.234 din 14 martie 2006 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind clasificarea și încadrarea produselor pentru construcții pe baza performanțelor de comportare la foc, aprobat prin Ordinul ministrului transporturilor, construcțiilor și turismului și al ministrului administrației și internelor nr. 1.822/394/2004
 - STAS 4102/1985 Piese pentru instalații de protecție prin legare la pământ.
 - I20/2000 Normativ privind protecția construcțiilor împotriva trăsnetului.
 - NTE 003/04/00 Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000V
 - NTE 001/03/00 Normativ privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor

- electroenergetice împotriva supratensiunilor
- STAS 908/90 Otel laminat la cald. Banda
 - STAS 8183/80 Teluri pentru tevi fara sudura de uz general. Marci si conditii tehnice de calitate
 - RE-I 23/95 Instrucțiuni de exploatare si intretinere instalațiilor de legare la pamant
 - STAS 1846-1/2006 Canalizări exterioare. Prescripții de proiectare. Partea 1: Determinarea debitelor de ape uzate de canalizare
 - NTPA-001/2002 Normativul privind stabilirea limitelor de încărcare cu poluanți a apelor uzate industriale și orășenești la evacuarea în receptorii naturali
 - NTPA-002/2002 Normativul privind condițiile de evacuare a apelor uzate în rețelele de canalizare ale localităților și direct în stațiile de epurare
 - ANRE ordin 239/2019 Normă tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice
 - Ordinul nr. 20/2004 pentru aprobarea Codului tehnic al rețelei electrice de transport
 - Ordinul nr. 128/2008 pentru aprobarea Codului tehnic al rețelelor electrice de distribuție
 - Ordinul nr. 2/2003 pentru aprobarea Normativului privind alegerea izolației, coordonarea izolației și protecția instalațiilor electroenergetice împotriva supratensiunilor - NTE 001/03/00
 - Ordinul nr. 7/2006 pentru aprobarea Normei tehnice energetice (NTE) Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea sub 1 kV
 - PE 102/86 Normativul pentru proiectarea si executarea instalatiilor de conexiuni si distributie cu tensiuni pana la 1000 V c.a. in unitatile energetice
 - PE 103/92 Instructiuni pentru dimensionarea si verificarea instalatiilor electroenergetice la solicitari mecanice si termice la scurtcircuit
 - PE 111/1-12 Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice
 - PE 112/93 Normativ pentru proiectarea instalațiilor de curent continuu din centrale și stații.
 - IEC 60120 Dimensionarea componentelor de asamblare ale sistemelor de izolatoare insiruite.
 - IEC 60471 Dimensionarea componentelor de asamblare ale sistemelor de izolatoare insiruite
 - PE 134/95 Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV
 - IEC 60383 Izolatoare pentru linii electrice aeriene pentru tensiune nominala de peste 1000 V
 - IEC 60437 -Metode de testare a interferentelor radio-frecventa pe izolatorii de inalta tensiune
 - IEC 60507 Testari de poluare artificiala ape izolatorii de inalta tensiune in cadrul sistemelor de distributie de current alternativ

- PE 148/94 Instrucțiuni privind condițiile generale de proiectare antiseismică a instalațiilor
- PE 504/96 - Normativ pentru proiectarea sistemelor de circuite secundare ale stațiilor electrice
- IEC 60721-2-4 Condiții de mediu. Radiația solară și temperatura
- IEC 60815 Ghid pentru alegerea izolatoarelor în condiții de poluare
- IEC 61466 Izolatoare insiruite din material compozite pentru linii electrice aeriene cu tensiuni nominale peste 1000V.
- BS 4449:2005+A3:2016 Specificații pentru armature din oțel carbon utilizate în cadrul betonului armat
- BS 4483 Specificații tehnice a aliajelor de oțel utilizate pentru armarea betoanelor
- BS 8004 Normativ pentru realizarea fundațiilor
- BS EN 197-1:2011 Ciment. Compoziție, specificații și criterii de conformitate pentru tipuri uzuale de ciment
- BS EN ISO 1461:2009 : Specificații pentru acoperiri prin zincare terminca a produselor finite din fier și oțel.
- BS 1881 Metode de testare pentru beton
- BS 3982 Cenusa de termocentrala Partea 1: Specificații pentru cenusa de termocentrala utilizata pentru ciment Portland
- IEC 61854 - Linii electrice aeriene – criterii și metode de testare pentru distanțiere
- IEC 60038 Tensiuni standard
- IEC 60050 Vocabular internațional electrotehnic
- SR EN 60060 – 2:2003 - Tehnici de încercare la înalta tensiune - Partea 2: Sisteme de măsurare
- SR EN 60060 – 3:2006 - Tehnici de încercare la înalta tensiune - Definiții și prescripții pentru încercări la locul de montaj.
- IEC 60068 Încercări de mediu (partea a treia). Ghid al metodelor de încercare seismică a echipamentului
- IEC 60071 Coordonarea izolației (partea întâi)
- IEC 60479 Efectele curentului electric asupra oamenilor și a animalelor
- IEC 60529 Grade de protecție IP
- IEC 60617 Simboluri grafice pentru scheme și diagrame
- IEC 60664 Coordonarea izolațiilor pentru echipamentele din sistemele de joasă tensiune
- IEC 60865 Curenti de scurtcircuit – calculul efectelor.
- BS 3288 Izolatori și elemente de asamblare pentru linii electrice aeriene
- ISO 3506 Proprietățile mecanice ale elementelor de fixare din oțel inoxidabil, rezistente la coroziune

- IEC 60909 Calculul curenților de scurtcircuit în sisteme de curent alternativ în regim trifazat
- IEC 60949 Calculul curenților de scurtcircuit admisibili din punct de vedere termic, luând în considerare efectele încălzirii adiabatice
- IEC 61000 Compatibilitate electromagnetică
- IEC 61082 Pregătirea documentelor utilizate în electrotehnică
- IEC 61140 Protecția împotriva socului electric – aspect comun pentru echipamente și instalare
- ANSI C29.1 Metode de testare pentru izolatori electrici (LEA)
- IEC 61109 Insulatoare din material compozit pentru linii electrice aeriene cu tensiunea nominală peste 1000 V. Definiții, metode de testare și criterii de acceptare.
- IEC 61660 Curenti de scurtcircuit în instalații auxiliare de curent continuu în centrale și stații de transformare
- ORDIN nr. 839 din 12 octombrie 2009 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții
- ORDIN nr. 264 din 26 martie 1999 pentru aprobarea Normelor tehnice silvice privind gospodărirea vegetației forestiere de pe terenurile din afara fondului forestier național
- Hotărârea nr. 571/2016 pentru aprobarea categoriilor de construcții și amenajări care se supun avizării și/sau autorizării privind securitatea la incendiu
- Ordinul nr. 129/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice privind avizarea și autorizarea de securitate la incendiu și protecție civilă
- Ordinul nr. 89/2013 privind aprobarea Regulamentului de planificare, organizare, pregătire și desfășurare a activității de prevenire a situațiilor de urgență executate de Inspectoratul General pentru Situații de Urgență și structurile subordonate
- C150/1999 Normativ privind calitatea îmbinărilor sudate din oțel ale construcțiilor civile, industriale și agricole
- STAS 564/86 Oțel laminat la cald. Oțel U
- STAS 1472/80 Șuruburi grosolane. Șurub cu cap pătrat. Dimensiuni
- STAS 5302/80 Șuruburi precise. Șuruburi cu cap striat. Dimensiuni
- STAS 9470/1973 Hidrotehnică. Ploi maxime. Intensități, durate, frecvențe
- P 118/ 1999 Normativul de siguranță la foc a construcțiilor indicativ
- C56/1985 Normativ pentru verificarea calității și recepția lucrărilor de construcții și instalații aferente
- P 130-1999 Normativ privind comportarea în timp a construcțiilor
- Hotărârea nr. 492/2018 pentru aprobarea Regulamentului privind controlul de stat al calității în construcții

- SR EN 1990 Eurocod: Bazele proiectării structurilor
- SR – EN 1991-1-1 Eurocod 1: Acțiuni asupra structurilor. Partea 1-1: Acțiuni generale. Greutăți specifice, greutate proprii, încărcări utile pentru clădiri
- CR 1-1-3/2012 Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor
- STAS 7206/1987 Fundații de mașini. Prescripții de proiectare
- ISO 1461:2009 : Specificații pentru acoperiri prin zincare termică a produselor finite din fier și oțel
- SR EN 10056-2/1996 Corniere cu aripi egale și cu aripi neegale de oțel pentru construcții. Partea 2: Toleranțe de formă și la dimensiuni
- STAS 10128/86 Protecția contra coroziunii a construcțiilor supraterane din oțel. Clasificarea mediilor agresive
- IEC 60888 Toroane din oțel zincat
- IEC 60889 Cabluri prelucrate prin laminare din aluminiu pentru linii electrice aeriene.
- IEC 61089 Cabluri electrice cu conductor concentric pentru bransamente monofazate
- IEC 61232 Cabluri electrice placate cu aluminiu
- IEC 60304 Culori standard pentru izolația cablurilor de joasă frecvență
- IEC 60104 Cabluri pentru linii electrice aeriene din aliaj aluminiu-magneziu-siliciu
- IEC 60811-1-1 Metode de testare pentru izolațiile cablurilor electrice și a fibrelor optice
- Regulamentul (UE) nr. 241/2021 al Parlamentului European și al Consiliului din 12 februarie 2021 de instituire a Mecanismului de redresare și reziliență;
- Regulamentul Delegat (UE) 2021/2106 al Comisiei din 28 septembrie 2021 de completare a Regulamentului (UE) 2021/241 al Parlamentului European și al Consiliului de instituire a Mecanismului de redresare și reziliență prin stabilirea indicatorilor comuni și a elementelor detaliate ale tabloului de bord privind redresarea și reziliența;
- Regulamentul nr. 651/2014 al Comisiei de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat
- Decizia de punere în aplicare a Consiliului de aprobare a evaluării Planului de Redresare și Reziliență al României din 03 noiembrie 2021;
- Ordonanță de urgență nr. 124/2021 privind stabilirea cadrului instituțional și financiar pentru gestionarea fondurilor europene alocate României prin Mecanismul de redresare și reziliență, precum și pentru modificarea și completarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 155/2020 privind unele măsuri pentru elaborarea Planului național de redresare și reziliență necesar României pentru accesarea de fonduri externe rambursabile și nerambursabile în cadrul Mecanismului de redresare și reziliență;



AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI



ADEVERINȚA NR. 201710950 / 08-apr.-17 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT

Gradul și Tipul IIIA,IIIB

Numele Ionescu

Prenumele George-Daniel

CNP 1760506030045

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.

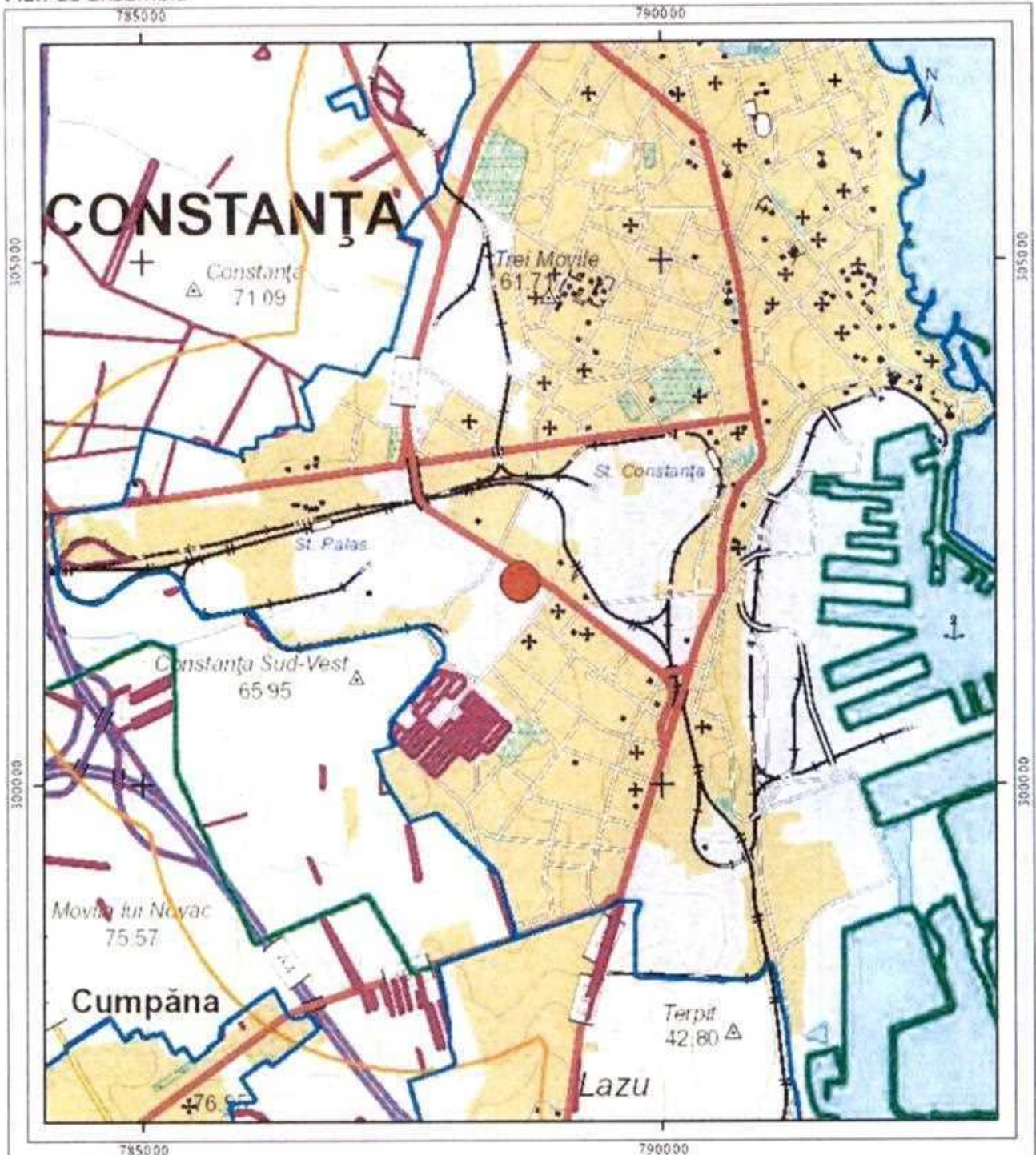
- Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/ sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.
- Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată



 Data vizării 08-apr.-17	 Data vizării 16 NOV. 2023	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 08-apr.-22	Următorul termen de vizare 16 NOV. 2028	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

Plan de ansamblu



Legenda

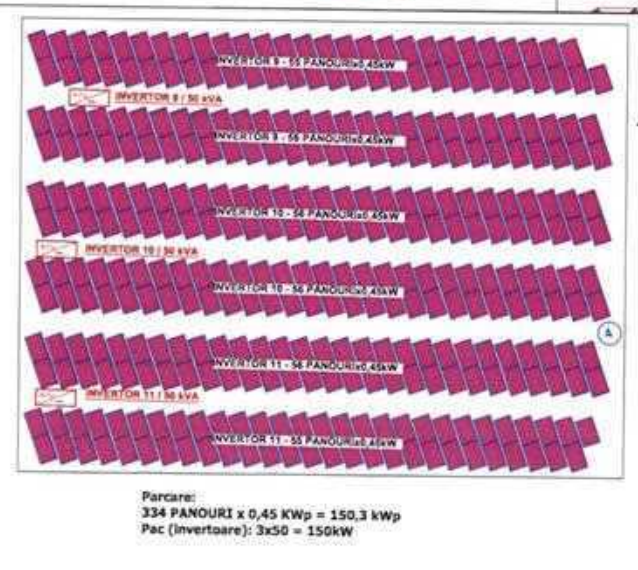
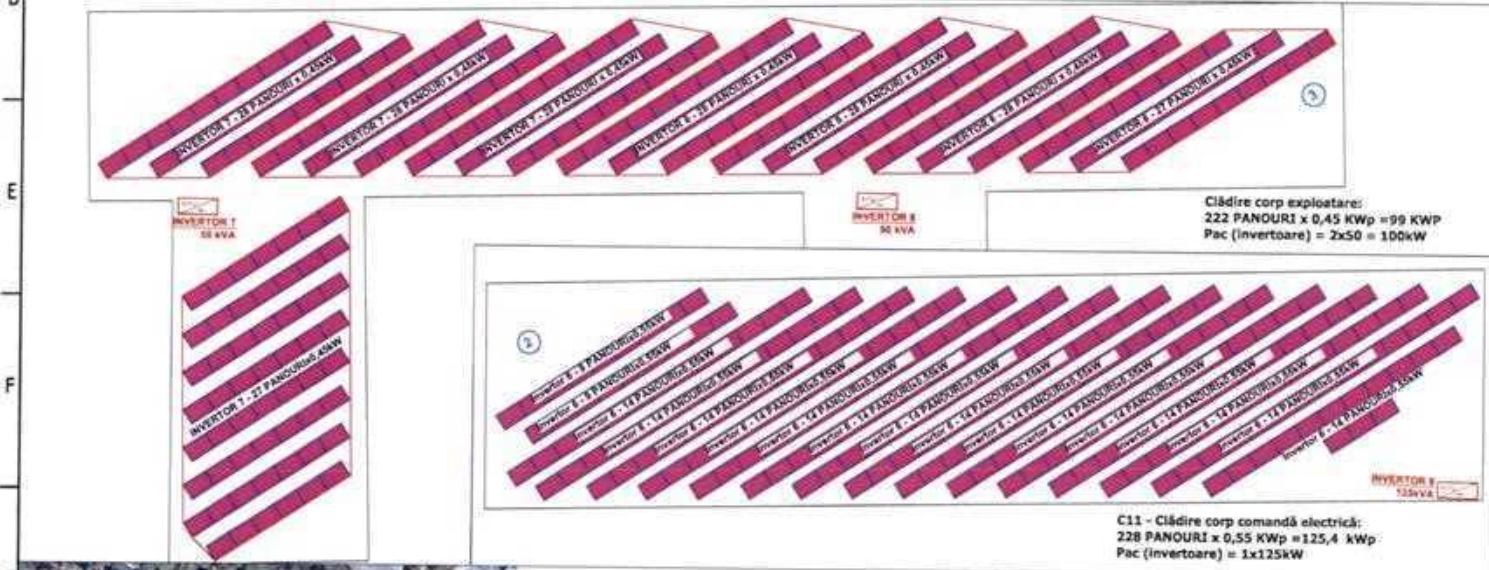
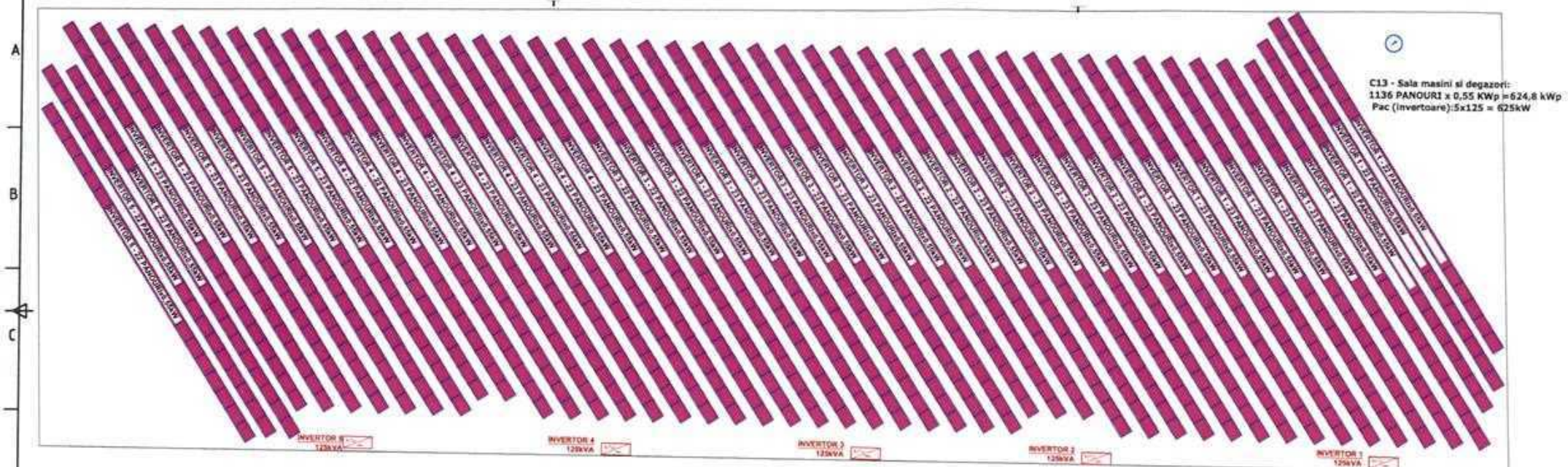
- Inițial an
- Legea 17
- Legea 105

JUDETUL CONSTANTA
PRIMĂRIA MUNICIPIULUI
CONSTANTA
Sistem de proiectie Stereom 70
ANEXA
LA
CERTIFICATUL DE URBANISM
Nr. 4574 din 20.06.2024

Sarcini tehnice (intersecții cu limitele legilor speciale) Arhitect șef,

Semnat electronic

Ultima actualizare a geometriei: 11-10-2013
Data și ora generării: 31-05-2024 11:46



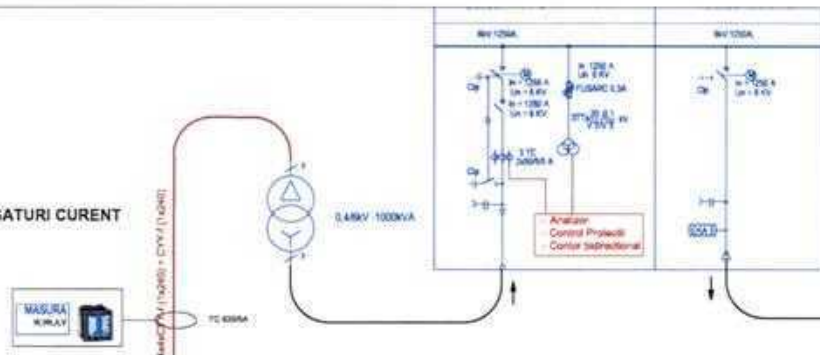
- LEGENDA:**
- ① C13 Sala masini si degazori - 625kW :
 Invertor 1 - 125 kW (227 panouri x 0,55kWp)
 Invertor 2 - 125 kW (227 panouri x 0,55kWp)
 Invertor 3 - 125 kW (227 panouri x 0,55kWp)
 Invertor 4 - 125 kW (228 panouri x 0,55kWp)
 Invertor 5 - 125 kW (227 panouri x 0,55kWp)
 - ② C11 Clădire corp comandă electrică - 125kW :
 Invertor 6 - 125 kW (228 panouri x 0,55kWp)
 - ③ Clădire corp exploatare - 100kW :
 Invertor 7 - 50 kW (111 panouri x 0,45kWp)
 Invertor 8 - 50 kW (111 panouri x 0,45kWp)
 - ④ Parcare - 150kW :
 Invertor 9 - 50 kW (111 panouri x 0,45kWp)
 Invertor 10 - 50 kW (112 panouri x 0,45kWp)
 Invertor 11 - 50 kW (111 panouri x 0,45kWp)

Parametrii CEF

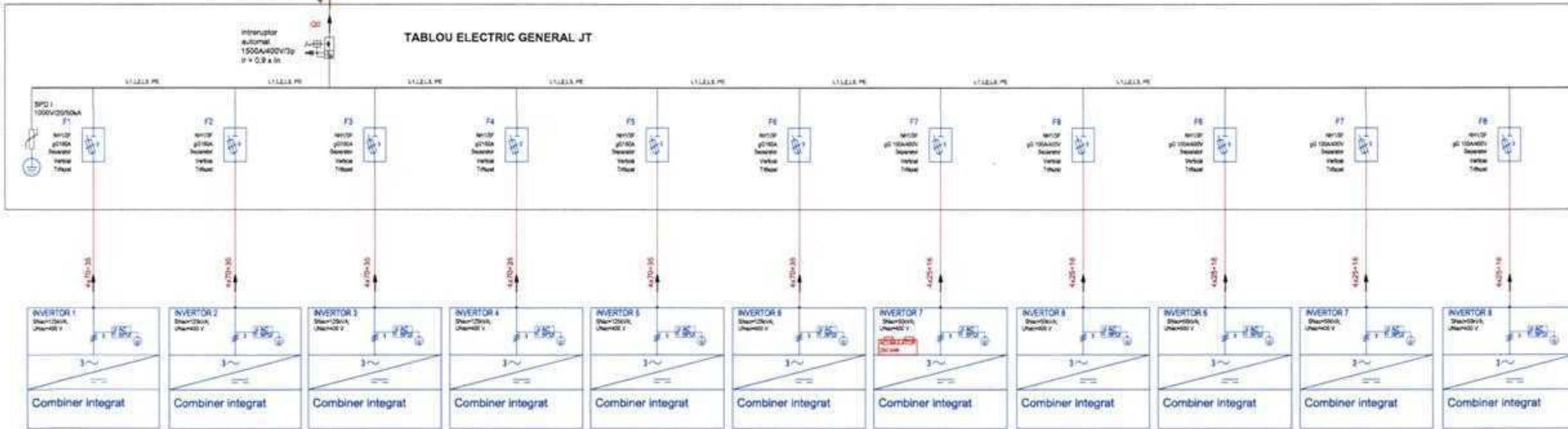
Numar panouri 0,55kWp = 1364 buc.
 Numar panouri 0,45kWp = 556 buc.
 Putere cumulata panouri = 1000,4 kWp
 Putere instalata (Invertoare) = 1000 kVA
 Randament = 92,7%
 Putere Maxim Generata = 927,4 kVA
 cosp = -0,8...+0,8 regiabil

STC PLANETA VERDE S.R.L. Calea Bucuresti - Constanta, Romania		Contribuie arhitecturala la producerea energiei electrice din surse regenerabile la Termocentrale Constanta SRL	
TERMOCENTRALE CONSTANTA S.R.L.		Loc.:	Constanta, Romania
Proiectant:	Claudia Tigaru	Scara:	AMPLASARE PANOURI FOTOVOLTAICE
Revizor:	17.04/24	Scara:	1:200

SCHEMA MONOFILARA LEGATURI CURENT ALTERNATIV



TABLOU ELECTRIC GENERAL JT



Numar invertoare 125kW -5buc.
 Numar invertoare 50kW -5buc.
 Putere instalata (invertoare) = 1000 kVA

STC PLANETA VERDE S.R.L. Str. 28 Septembrie, nr. 10, Iasi, Romania, Tel. 0232 21 11 00		Contract unitate de productie a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta S.R.L.	
TERMOCENTRALE CONSTANTA S.R.L.		Nr. 01	Constanta, Romania
Nr. PROIECT: Cladirea Tigardu	Data: 27.08.2024	Nr. 27 07.2024	Schema Monofilara Instalatiei Curent Alternativ

TABEL CALCUL PUTERI

AMENAJARE SISTEM FOTOVOLTAIC
CET PALAS - UAT CONSTANTA

CONEXIUNI INVERTOR			Dimensionare Sir			Combiner (Matrice)			Dimensionare inverter					Putere maxima debitata																																												
Inverter	Intrare Inverter	Sir	Tensiune STC panou	Numar panouri inseriate	U max STC sir	Curent nominal panouri	Numar siruri in paralel	Curent STC Matrice	Numar total panouri	Putere de varf Panou	Putere de varf Pcc	Pierdere in celule si cablurile CC	Putere Nominala inverter	Putere intrare inverter	Pierderi AC	Putere Maxima Debitata in AC	Randament generator																																									
INVERTOR 1 - 125 kW C13 - Sala Masini si Degazori	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																																								
		Conector PV1.2	2	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2											26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																														
		Conector PV 2.2	4	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV3	Conector PV3.1	5	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2																					26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																				
		Conector PV3.2	6	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV4	Conector PV4.1	7	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2																															26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%										
		Conector PV4.2	8	41.80 V	22	920 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV5	Conector PV5.1	9	41.80 V	22	920 V	13.11 A	2																																									26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%
		Conector PV5.2	10	41.80 V	22	920 V	13.11 A																																																			
INVERTOR 2 - 125 kW C13 - Sala Masini si Degazori	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																																								
		Conector PV1.2	2	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2											26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																														
		Conector PV 2.2	4	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV3	Conector PV3.1	5	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2																					26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																				
		Conector PV3.2	6	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV4	Conector PV4.1	7	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2																															26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%										
		Conector PV4.2	8	41.80 V	22	920 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV5	Conector PV5.1	9	41.80 V	22	920 V	13.11 A	2																																									26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%
		Conector PV5.2	10	41.80 V	22	920 V	13.11 A																																																			
INVERTOR 3 - 125 kW C13 - Sala Masini si Degazori	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																																								
		Conector PV1.2	2	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2											26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																														
		Conector PV 2.2	4	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV3	Conector PV3.1	5	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2																					26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%																				
		Conector PV3.2	6	41.80 V	23	961 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV4	Conector PV4.1	7	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2																															26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%										
		Conector PV4.2	8	41.80 V	22	920 V	13.11 A																																																			
	Intrare PV5	Conector PV5.1	9	41.80 V	22	920 V	13.11 A	2																																									26.22 A	227 buc.	0.55 kWP	124.85 kWP	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%
		Conector PV5.2	10	41.80 V	22	920 V	13.11 A																																																			

TABEL CALCUL PUTERI

Construire unitate de productie a energiei electrice din
surse solare la Termocentrale Constanta SRL

CONEXIUNI INVERTOR			Dimensionare Sir			Combiner (Matrice)			Dimensionare inverter					Putere maxima debitata				
Inverter	Intrare Inverter		Sir	Tensiune STC panou	Numar panouri inseriate	U max STC sir	Curent nominal panouri	Numar siruri in paralel	Curent STC Matrice	Numar total panouri	Putere de varf Panou	Putere de varf Pcc	Pierderi in celule si cablurile CC Putere	Nominala inverter	Putere intrare inverter	Pierderi AC	Putere Maxima Debitata in AC	Randament generator
INVERTOR 4 - 125 kW C13 - Sala Masini si Degazori	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A	228 buc.	0.55 kWp	125.40 kWp	7.00%	125kW	116.62 kW	1%	115.46 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV 2.2	4	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV3	Conector PV3.1	5	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV3.2	6	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV4	Conector PV4.1	7	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV4.2	8	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV5	Conector PV5.1	9	41.80 V	22	920 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV5.2	10	41.80 V	22	920 V	13.11 A											
INVERTOR 5 - 125 kW C13 - Sala Masini si Degazori	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A	227 buc.	0.55 kWp	124.85 kWp	7.00%	125kW	116.11 kW	1%	114.95 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV 2.2	4	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV3	Conector PV3.1	5	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV3.2	6	41.80 V	23	961 V	13.11 A											
	Intrare PV4	Conector PV4.1	7	41.80 V	23	961 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV4.2	8	41.80 V	22	920 V	13.11 A											
	Intrare PV5	Conector PV5.1	9	41.80 V	22	920 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV5.2	10	41.80 V	22	920 V	13.11 A											
INVERTOR 6 - 125 kW C11 - Corp Comanda Electrica	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	41.80 V	21	878 V	13.11 A	2	26.22 A	228 buc.	0.55 kWp	125.40 kWp	7.00%	125kW	116.62 kW	1%	115.46 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	41.80 V	21	878 V	13.11 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	41.80 V	21	878 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV 2.2	4	41.80 V	21	878 V	13.11 A											
	Intrare PV3	Conector PV3.1	5	41.80 V	21	878 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV3.2	6	41.80 V	21	878 V	13.11 A											
	Intrare PV4	Conector PV4.1	7	41.80 V	21	878 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV4.2	8	41.80 V	21	878 V	13.11 A											
	Intrare PV5	Conector PV5.1	9	41.80 V	21	878 V	13.11 A	2	26.22 A									
		Conector PV5.2	10	41.80 V	21	878 V	13.11 A											
	Intrare PV6	Conector PV6.1	11	41.80 V	18	752 V	13.11 A	1	13.11 A									

TABEL CALCUL PUTERI

AMENAJARE SISTEM FOTOVOLTAIC
CET PALAS - UAT CONSTANTA

CONEXIUNI INVERTOR			Dimensionare Sir			Combiner (Matrice)			Dimensionare invertor					Putere maxima debitata				
Invertor	Intrare Invertor		Sir	Tensiune STC panou	Numar panouri inseriate	U max STC sir	Curent nominal panou	Numar siruri in paralel	Curent STC Matrice	Numar total panou	Putere de varf Panou	Putere de varf Pcc	Pierdere in celule si cabluri CC Putere	Nominala Invertor	Putere intrare invertor	Pierdere AC	Putere Maxima Debitata in AC	Randament generator
INV 7 - 50 kW	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	34.50 V	27	932 V	13.05 A	2	26.10 A	111 buc.	0.45 KWP	49.95 KWP	7.00%	50kW	46.45 kW	1%	45.99 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	34.50 V	28	966 V	13.05 A	2	26.10 A									
		Conector PV 2.2	4	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
INV 8 - 50 kW	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	34.50 V	28	966 V	13.05 A	2	26.10 A	111 buc.	0.45 KWP	49.95 KWP	7.00%	50kW	46.45 kW	1%	45.99 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	34.50 V	28	966 V	13.05 A	2	26.10 A									
		Conector PV 2.2	4	34.50 V	27	932 V	13.05 A											
INV 9 - 50 kW Parcare	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	34.50 V	27	932 V	13.05 A	2	26.10 A	111 buc.	0.45 KWP	49.95 KWP	7.00%	50kW	46.45 kW	1%	45.99 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	34.50 V	28	966 V	13.05 A	2	26.10 A									
		Conector PV 2.2	4	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
INV 10 - 50 kW Parcare	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	34.50 V	28	966 V	13.05 A	2	26.10 A	112 buc.	0.45 KWP	50.40 KWP	7.00%	50kW	46.87 kW	1%	46.40 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	34.50 V	28	966 V	13.05 A	2	26.10 A									
		Conector PV 2.2	4	34.50 V	28	966 V	13.05 A											
INV 10 - 50 kW Parcare	Intrare PV1	Conector PV1.1	1	34.50 V	24	828 V	13.05 A	2	26.10 A	111 buc.	0.45 KWP	49.95 KWP	7.00%	50kW	46.45 kW	1%	45.99 kW	92.07%
		Conector PV1.2	2	34.50 V	24	828 V	13.05 A											
	Intrare PV2	Conector PV 2.1	3	34.50 V	24	828 V	13.05 A	2	26.10 A									
		Conector PV 2.2	4	34.50 V	19	656 V	13.05 A											
Intrare PV3	Conector PV3.1	5	34.50 V	20	690 V	13.05 A	2	13.05 A										

TOTAL	
Numar panouri 550Wp	1,364 buc.
Numar panouri 450Wp	556 buc.
Putere de varf Pcc	1,000.40 kW
Putere instalata Pac	1,000.00 kW
Putere Maxima Debitata	921.07 kW
Randament Generator	92.07%

CALCU REALIZAT PENTRU CODITIILE STANDARD : IRADIATIE SOLARA 1,000W/m, TEMPERATURA MODUL 25°C

PRESEDINTE SEDINTA,
MIHAILA ANDREI

CONTRASEMNEAZA
SECRETAR GENERAL,
FULVIA ANTOVELA DINESCU

DEVIZ GENERAL

al obiectivului de investiții - Scenariul 1

Construire unitate de producere a energiei electrice din surse solare la Termocentrale Constanta SRL				
Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea totala a cheltuielii fără	TVA	Valoarea totala a cheltuielii cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4=2+3
1	Cheltuieli pentru obtinerea terenului			
1.1	Obținerea terenului	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	0,00	0,00	0,00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	0,00	0,00	0,00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0,00	0,00	0,00
Total capitol 1		0,00	0,00	0,00
2	Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului	0,00	0,00	0,00
Total capitol 2		0,00	0,00	0,00
3	Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică			
3.1	Studii	0,00	0,00	0,00
	3.1.1. Studii de teren	0,00	0,00	0,00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0,00	0,00	0,00
	3.1.3. Alte studii specifice	0,00	0,00	0,00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0,00	0,00	0,00
3.3	Expertizare tehnică	0,00	0,00	0,00
3.4	Certificarea performanței energetice	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	66.820,00	12.695,80	79.515,80
	3.5.1. Temă de proiectare	0,00	0,00	0,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0,00	0,00	0,00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	44.820,00	8.515,80	53.335,80
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0,00	0,00	0,00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0,00	0,00	0,00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	22.000,00	4.180,00	26.180,00
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanță	54.700,00	10.393,00	65.093,00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	47.200,00	8.968,00	56.168,00
	3.7.2. Auditul financiar	7.500,00	1.425,00	8.925,00
3.8	Asistență tehnică	7.000,00	1.330,00	8.330,00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0,00	0,00	0,00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0,00	0,00	0,00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	7.000,00	1.330,00	8.330,00
Total capitol 3		128.520,00	24.418,80	152.938,80
4	Cheltuieli pentru investiția de bază			
4.1	Construcții și instalații	620.150,00	117.828,50	737.978,50
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	447.236,00	84.974,84	532.210,84
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1.435.434,00	272.732,46	1.708.166,46
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0,00	0,00	0,00
4.5	Dotări	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00
Total capitol 4		2.502.820,00	475.535,80	2.978.355,80
5	Alte cheltuieli			
5.1	Organizare de șantier	25.000,00	4.750,00	29.750,00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	25.000,00	4.750,00	29.750,00

5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0,00	0,00	0,00
5.2. Comisioane, cote, taxe, costul creditului	6.821,65	0,00	6.821,65
5.2.1. Comisioanele și dobânziile aferente creditului băncii finanțatoare	0,00	0,00	0,00
5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	3.100,75	0,00	3.100,75
5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	620,15	0,00	620,15
5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	3.100,75	0,00	3.100,75
5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0,00	0,00	0,00
5.3. Cheltuieli diverse și neprevăzute	0,00	0,00	0,00
5.4. Cheltuieli pentru informare și publicitate	6.000,00	1.140,00	7.140,00
Total capitol 5	37.821,65	5.890,00	43.711,65
6. Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste			
6.1. Pregătirea personalului de exploatare	0,00	0,00	0,00
6.2. Probe tehnologice și teste	0,00	0,00	0,00
Total capitol 6	0,00	0,00	0,00
7. Cheltuieli aferente marjei de buget și pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
7.1. Cheltuieli aferente marjei de buget 25% din (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 3.1 + 3.2 + 3.3 + 3.5 + 3.7 + 3.8 + 4 + 5.1.1)	0,00	0,00	0,00
7.2. Cheltuieli pentru constituirea rezervei de implementare pentru ajustarea de preț	0,00	0,00	0,00
Total capitol 7	0,00	0,00	0,00
Total general lei	2.669.161,65	505.844,60	3.175.006,25
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)	1.092.386,00	207.553,34	1.299.939,34

Proiectant : STC Planeta Verde SRL
Intocmit: Vladareanu Codruta



PREȘEDINTE ȘEDINȚĂ,
MIHAELA ANDREI

CONTRASEMNEAZĂ
SECRETAR GENERAL,
FULVIA ANTONELA DINESCU