

STUDIU DE FEZABILITATE

CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC, CENTRALA ELECTRICA

FOTOVOLTAICA (CEF) COPSA MICA

ELABORATOR: S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures, Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com		Nr. 56 Data: 2022
STUDIU DE FEZABILITATE CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC, CENTRALA ELECTRICA FOTOVOLTAICA (CEF) COPSA MICA Loc. Copsa Mica, str. Uzinei, nr. 2, jud. Sibiu		
Nr. Contract: 07	Data Contract: 19.05.2022	
Beneficiar:	S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L., Mun. Bucuresti, str. Petre Aurelian, nr. 52, sc. PARCE, ap. 4, sector 1	
Adresa investitie:	Loc. Copsa Mica, str. Uzinei, nr. 2, jud. Sibiu	
Anul întocmirii:	2022	
Elaborator:	S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures, Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com	
Proiectant general:	S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures, Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com	
Coordonator:	ing. Gheorghe Cristian Todor – manager proiect	
Sef proiect:	arh. Beyer Zsuzsanna	
Proiectant arhitectură:	arh. Beyer Zsuzsanna	
Desenat:	arh. Beyer Zsuzsanna	
Analiza cost-beneficiu:	Ec. Vosloban Catalin	

CONFORM CU
ORIGINALUL

Cuprins

A. PIESE SCRISE.....	6
1. Informații generale privind obiectivul de investiții	6
1.1. Denumirea obiectivului de investiții	6
1.2. Ordonator principal de credite/investitor.....	6
1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)	6
1.4. Beneficiarul investiției	6
1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate	6
1.6. Consultant.....	6
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului/proiectului de investiții	7
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	7
2.2. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislație, acorduri relevante, structuri instituționale și financiare.....	7
2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor	12
2.3.1. Informații privind entitățile participante la investiție	12
2.3.2. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor	16
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.....	20
2.4.1. Piața de desfacere	20
2.4.1.1. Structura piața	20
2.4.1.2. Participanți la piața, roluri în piața.....	20
2.4.1.3. Principii de funcționare a pieței de energie electrică din România (interval de decontare, prognoza/consum realizat, modalități de tranzacționare)	22
2.4.1.4. Piața de energie electrică	24
2.4.2. Metode de vânzare (strategia de marketing)	30
2.4.3. Evaluarea potențialului solar	31
2.4.3.1. Producția specifică solară Copsa Mica.....	31
2.4.4. Valorile indicatorilor de mediu asociați energiei electrice produse la nivel național	34
2.4.5. Necesitatea obiectivului de investiții	36
2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice	38

3.	Identificarea, propunerea și prezentarea a minimum două scenarii/opțiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investiții	44
3.1.	Particularități ale amplasamentului.....	44
3.2.	Descrierea din punct de vedere tehnic, constructiv, funcțional-arhitectural și tehnologic	55
3.3.	Costurile estimative ale investiției	74
3.3.1.	Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investitii.....	74
3.3.2.	Costurile estimative de operare pe durata normata de viata/de amortizare a investitiei publice	82
3.4.	Studii de specialitate, în funcție de categoria și clasa de importanță a construcțiilor, după caz:	83
3.5.	Grafice orientative de realizare a investiției.....	84
4.	Analiza fiecărui/fiecărei scenariu/opțiuni tehnico-economic(e) propus(e).....	85
4.1.	Prezentarea cadrului de analiză, inclusiv specificarea perioadei de referință și prezentarea scenariului de referință	85
4.2.	Analiza vulnerabilităților cauzate de factori de risc, antropici și naturali, inclusiv de schimbări climatice, ce pot afecta investiția	86
4.3.	Situația utilităților și analiza de consum: necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz; soluții pentru asigurarea utilităților necesare.....	88
4.4.	Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții.....	88
4.5.	Analiza cererii de bunuri și servicii, care justifică dimensionarea obiectivului de investiții	91
4.6.	Analiza financiară, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate; sustenabilitatea financiară..	94
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	97
4.8.	Analiza de senzitivitate	98
4.9.	Analiza de riscuri, măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor	98
5.	Scenariul/Opțiunea tehnico-economic(ă) optim(ă), recomandat(ă)	101
5.1.	Comparația scenariilor/opțiunilor propuse, din punct de vedere tehnic, economic, financiar, al sustenabilității și riscurilor.....	101
5.2.	Selectarea și justificarea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e)	103
5.3.	Descrierea scenariului/opțiunii optim(e) recomandat(e) privind:.....	103
5.4.	Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:.....	109

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

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	111
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.....	112
6. Urbanism, acorduri și avize conforme.....	113
6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire	113
6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege	113
6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică.....	113
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților	113
6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară	113
6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice.....	113
7. Implementarea investiției	113
7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției	113
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	114
7.3. Strategia de exploatare/operare și întreținere: etape, metode și resurse necesare.....	115
7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale.....	116
8. Concluzii și recomandări	117
B. PIESE DESENATE.....	121



FIGURE 1 DETALIU AMPLASARE PANOURI SOLARE	13
FIGURE 2 SURSA: TOP FIRME, CIFRE AFERENTE ANULUI 2020 JUDETUL SIBIU	18
FIGURE 3 INDICATORI SINTETICI AI ACTIVITATII ECONOMICE	19
FIGURE 4 TOP FIRME DIN JUDETUL SIBIU.....	19
FIGURE 5 REPREZENTARE GRAFICA A MODULUI DE FUNCTIONARE A PIETEI DE ENERGIE	23
FIGURE 6 STRUCTURA PE TIPURI DE RESURSE A ENERGIEI ELECTRICE LIVRATE IN RETELE DE PRODUCATORI	24
FIGURE 7 EVOLUTIA STRUCTURII PE TIPURI DE RESURSE A ENERGIEI ELECTRICE LIVRATE IN RESEA DE PRODUCATORI	24
FIGURE 8 HARTA RET SI A CENTRALELOR ELECTRICE FOTOVOLTAICE PUSE IN FUNCTIUNE LA 28.05.2020, CONFORM RAPOARTELOR TRANSELECTRICA	25
FIGURE 9 HARTA POTENTIALULUI SOLAR AL ROMANIEI.....	31
FIGURE 10 ZONAREA MACROSEISMICĂ CONFORM SR 11100-1/ 93	47
FIGURE 11 ZONAREA VALORILOR DE VÂRF ALE ACCELERATIEI TERENULUI PENTRU PROIECTARE $A_G=0.20G$ CU $IMR=225$ ANI SI 20% PROBABILITATE DE DEPĂȘIRE ÎN 50 ANI.....	48
FIGURE 12 PERIOADA DE COLT $TC = 0.7$ SEC.	48
FIGURE 13 ADÂNCIMEA MAXIMĂ DE ÎNGHET (STAS 6054/77)	50
FIGURE 14 HARTA DE ZONARE A ÎNCĂRCĂRIILOR DIN ZĂPADĂ PE SOL CONFORM CR – 1 – 1- 3/2012.....	50
FIGURE 15 HARTA DE ZONARE A PRESIUNII DINAMICE A VÂNTULUI CONFORM	51
CR – 1 – 1- 3/2012.....	51
FIGURE 16 FORAJUL F5.....	54
FIGURE 17 SCHEMA ELECTRICĂ DE PRINCIPIU A UNEI CENTRALE FOTOVOLTAICE	66
FIGURE 18 ELEMENTELE COMPONENTE ALE UNUI INVERTOR FOTOVOLTAIC (PV INVERTOR)	68

ANEXE

- Anexa 1 – Analiza cost beneficiu
- Anexa 2 - Fisă tehnică modul fotovoltaic 550 Wp
- Anexa 3 - Fisa tehnica inverter trifazat de putere unidirectional
- Anexa 4.1 - Deviz General - Scenariul 1
- Anexa 4.2 - Deviz General - Scenariul 2
- Anexa 5 – Ridicare topografica
- Anexa 6 – Studiu geotehnic
- Anexa 7 – Grafic orientativ de realizare a investitiei

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

CONTINUTUL CADRU AL STUDIULUI DE FEZABILITATE

A. PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții

„CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC, CENTRALA ELECTRICA FOTOVOLTAICA (CEF) COPSA MICA”

1.2. Ordonator principal de credite/investitor

S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L.

1.3. Ordonator de credite (secundar/terțiar)

Nu este cazul

1.4. Beneficiarul investiției

Denumire beneficiar: S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L.;

Adresă sediu social: Bucuresti, str. Petre Aurelian, nr. 52, sc. PARCE, ap. 4, sector 1;

Cod unic de înregistrare: 43494625;

Număr de ordine în Registrul Comertului: J40/17884/2020;

Cod CAEN: 3511 Productia de energie electrica;

Contacte firmă: telefon: 0265 313 018; mobil: 0730 586 141; e-mail: cisproprietati@cisgroup.ro;

Locatie implementare proiect: localitate Copsa Mica, judetul Sibiu

1.5. Elaboratorul studiului de fezabilitate

Proiectant general

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L

Adresa: Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1

Cod unic de înregistrare: 37613853;

Număr de ordine în Registrul Comertului: J26/871/2017;

Cod CAEN: 7111 Activitati de arhitectura

Contacte firmă: telefon: 0746 224 630; e-mail: cristian_todor@yahoo.com;

Manager de proiect: Todor Gheorghe Cristian

Arhitect: Beyer Zsuzsanna

1.6. Consultant

S.C. TARA TOPCONSULTING S.R.L.

Adresă sediu social: București, Str. Lt. Alexandru Popescu, nr. 9B, camera 3, Modulul M4, Sector 3;

Cod unic de înregistrare: 44915498;

Număr de ordine în Registrul Comertului: J40/16042/2021;

Cod CAEN: 7022 Activitati de consultanta pentru afaceri si management;

Contacte firmă: telefon: 0745 162 055; e-mail: solutii.finantare@gmail.com.

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

Anterior prezentului studiu de fezabilitate nu a fost necesară întocmirea unui studiu de prefezabilitate.

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

Strategia uniunii energetice (COM/2015/080), publicată la 25 februarie 2015, urmărește construirea unei uniunii energetice care să ofere consumatorilor Uniunii Europene (gospodării și întreprinderi) energie sigură, sustenabilă, competitivă și accesibilă.

În conformitate cu uniunea energetică, politica energetică a UE are următoarele cinci obiective principale:

- Diversificarea surselor de energie ale Europei, asigurând **securitatea** energetică prin **solidaritate** și **cooperare** între țările UE;
- Asigurarea funcționării unei **piețe interne a energiei pe deplin integrate**, care să permită libera circulație a energiei prin UE printr-o infrastructură adecvată și fără bariere tehnice sau de reglementare;
- Îmbunătățirea **eficienței energetice** și reducerea dependenței de importurile de energie, reducerea emisiilor și stimularea creării de locuri de muncă și a creșterii economice;
- **Decarbonizarea economiei** și tranziția către o economie cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în conformitate cu Acordul de la Paris;
- Promovarea cercetării în domeniul tehnologiilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon și al energiei curate și acordarea de prioritate **cercetării și inovării** pentru a impulsiona tranziția energetică și a îmbunătăți competitivitatea.

În 2019, Uniunea Europeană și-a revizuit cadrul de politică energetică pentru a ne ajuta să trecem de la combustibilii fosili către o energie mai curată și, mai precis, să ne îndeplinim angajamentele Acordului de la Paris privind reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Acordul asupra acestui nou cadru de reguli energetice, denumit pachetul *Energie curată pentru toți europenii*, a marcat un pas semnificativ către implementarea strategiei uniunii energetice, publicată în 2015.

Pe baza propunerilor Comisiei publicate în 2016, pachetul este compus din 8 directive noi. În urma acordului politic al Consiliului U.E. și al Parlamentului European (finalizat în mai 2019) și a intrării în vigoare a diferitelor norme U.E., țările U.E. au la dispoziție 1 - 2 ani pentru a transforma noile directive în legislație națională. Noile reguli vor aduce beneficii considerabile consumatorilor, mediului și economiei.

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

Prin coordonarea acestor schimbări la nivelul U.E., legislația subliniază, de asemenea, poziția de lider al U.E. în combaterea încălzirii globale și aduce o contribuție importantă la strategia pe termen lung a U.E. de a atinge neutralitatea carbonului (emisii nete zero) până în 2050.

Performanță energetică în clădiri

Clădirile sunt responsabile pentru aproximativ 40% din consumul de energie și 36% din emisiile de CO₂ din U.E., ceea ce le face cel mai mare consumator de energie din Europa. Făcând clădirile mai eficiente din punct de vedere energetic, U.E. își poate atinge mai ușor obiectivele energetice și climatice. Directiva privind performanța energetică a clădirilor (UE 2018/844) subliniază măsuri specifice pentru sectorul construcțiilor pentru a face față provocărilor, actualizând și modificând multe reguli anterioare (Directiva 2010/31/UE).

Energie regenerabilă

Pentru a demonstra leadershipul global în ceea ce privește sursele regenerabile, U.E. a stabilit un obiectiv ambițios și obligatoriu de 32% pentru sursele de energie regenerabilă în mixul energetic al UE până în 2030. Directiva revizuită privind energia din surse regenerabile (2018/2001/UE), care conține acest angajament, a intrat în vigoare în decembrie 2018.

Eficiență energetică

Punerea eficienței energetice pe primul loc este un obiectiv cheie al pachetului, deoarece economiile de energie reprezintă cea mai simplă modalitate de a reduce emisiile cu efect de seră, economisind în același timp și bani pentru consumatori. Prin urmare, U.E. și-a stabilit obiective obligatorii de creștere a eficienței energetice față de nivelurile actuale cu cel puțin 32,5% până în 2030. Directiva privind eficiența energetică ((UE) 2018/2002), în vigoare din decembrie 2018, stabilește acest obiectiv.

Reglementarea guvernantei

Pachetul include un sistem robust de guvernare pentru Uniunea energetică, planul U.E. de a transforma în mod fundamental sistemul energetic al Europei. În cadrul acestei strategii, fiecare țară din U.E. trebuie să stabilească planuri naționale integrate de energie și climă (PNIEC) pe 10 ani pentru 2021-2030. PNIEC subliniază modul în care țările U.E. își vor atinge obiectivele respective în toate cele 5 dimensiuni ale uniunii energetice, inclusiv o viziune pe termen mai lung către 2050. Actul relevant – Regulamentul privind guvernarea uniunii energetice și acțiunea climatică (UE) 2018/1999 – este în vigoare din decembrie 2018.

Proiectarea pieței de energie electrică

O altă parte a pachetului urmărește să stabilească un design modern pentru piața europeană de energie electrică, adaptat la noile realități comerciale, mai flexibil, mai bazat pe piață și mai bine plasat pentru a integra o cotă mai mare de surse regenerabile.

Elementele de proiectare a pieței de energie electrică au 4 componente – două legi noi privind energia electrică, una privind pregătirea pentru riscuri și alta care evidențiază un rol mai puternic pentru Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare a Energiei (ACER).

Sectorul energetic este responsabil pentru peste 75% din emisiile de gaze cu efect de seră ale U.E. Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor U.E. referitoare la energie și climă: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu cel puțin 55% (comparativ cu 1990) până în 2030 și atingerea neutralității climatice până în anul 2050.

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

Pe baza obiectivului de 20% pentru 2020, Directiva reformată privind energia din surse regenerabile 2018/2001/UE a stabilit un nou obiectiv obligatoriu de producere a energiei din surse regenerabile în UE pentru 2030 de cel puțin 32%, cu o clauză pentru o posibilă revizuire ascendentă până în 2023.

Pentru a atinge ținte climatice mai ridicate, așa cum era prezentat în Pactul Verde European în decembrie 2019, au fost necesare revizuirii suplimentare ale directivei. Comisia a prezentat noile obiective climatice ale Europei pentru 2030, inclusiv o propunere de modificare a Directivei privind energia din surse regenerabile, la 14 iulie 2021. Aceasta urmărește să crească obiectivul actual la cel puțin 40% surse de energie regenerabilă în mixul energetic global al UE până în 2030. În ceea ce privește ponderea energiei produse din surse regenerabile în mixul total de energie, Fit for 55 crește ținta de la 32% la 40% până în anul 2030. În ceea ce privește eficiența energetică, aceasta rămâne o prioritate absolută chiar și în noua viziune prezentată de Fit for 55, țintele Uniunii Europene au fost ridicate de la 32,5% până la 36-39%. Noutatea absolută este reprezentată de caracterul de obligativitate a creșterii performanțelor energetice și de scădere cu până la 9% a necesarului total de energie, raportat la scenariul de referință.

Principalele mijloace prin care Statele Membre, prin intermediul utilizatorilor de energie, pot atinge obiectivele stabilite constau așadar în:

- Creșterea Performanțelor Energetice prin implementarea de Acțiuni de Îmbunătățire a Performanțelor Energetice (AIPE) de natură organizatorică (no-cost) și investițională, la nivelul contururilor energetice aparținând utilizatorilor finali;
- Creșterea gradului de utilizare a energiei electrice produse din Surse Regenerabile de Energie (SRE) prin:
 - ✓ Implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE în amplasamentele proprii;
 - ✓ Contractarea unui serviciu de furnizare a energiei electrice de tip 100% regenerabil, atunci când implementarea de proiecte de producere a energiei electrice din SRE nu este posibilă datorită unor limitări tehnologice, de amplasament etc.;
- Creșterea performanței energetice la nivelul rețelelor electrice de transport și distribuție ce poate fi realizată prin:
 - ✓ Înlocuirea elementelor de rețea cu un grad ridicat de uzură fizică și morală cu echipamente noi, performante din punct de vedere energetic, dimensionate corect raportat la sarcinile maxime actuale – măsuri luate de OT/OD.
 - ✓ Aplatizarea Graficului de Sarcină – măsuri luate de utilizatorii finali și de OD;
 - ✓ Creșterea performanței energetice la nivelul contururilor energetice aparținând utilizatorilor finali prin cuantificarea și minimizarea impactului funcționării rețelelor electrice de distribuție interne în regimuri deformante de curent electric.

La nivel național, cadrul legislativ este definit, conceput și propus către reglementare de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei – A.N.R.E. În acest sens, domeniul eficienței energetice se află sub incidența directă a unui număr de Legi, Hotărâri și Ordine, dintre care cele mai importante sunt: Strategia energetică a României 2020-2030, cu perspectiva anului 2050, Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, Legea 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare, Legea nr. 122/2015 pentru aprobarea unor măsuri în domeniul promovării producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie și

privind modificarea și completarea unor acte normative, cu modificările și completările ulterioare, Legea 121/2014 privind eficiența energetică, cu modificările și completările ulterioare.

Restricții privind impactul asupra mediului

Proiectele finanțate în cadrul Programului Național de Redresare și Reziliență (PNRR) trebuie să respecte condițiile în ceea ce privește Evaluarea Impactului asupra Mediului (EIM) și respectarea principiului DNSH.

Evaluarea Impactului asupra Mediului a proiectului de investiții trebuie să fie în conformitate cu prevederile legislației din domeniu. Autoritățile competente pentru protecția mediului (ACPM) stabilesc dacă proiectele sunt de tipul celor prevăzute la Anexa I sau Anexa II a Directivei 2011/92/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 decembrie 2011 privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului (Directiva EIM). Acestea determină și necesitatea demarării procedurii de evaluare adecvată, modul de consultare a publicului sau modul în care Raportul privind impactul asupra mediului și rezultatele consultării publicului vor fi luate în considerare în emiterea deciziei de mediu de către autoritățile competente pentru protecția mediului.

În ceea ce privește respectarea principiului DNSH („do no significant harm” – „prejudiciere în mod semnificativ”), proiectul de investiții trebuie să se conformeze cu prevederile aferente măsurii I.1 din Anexa DNSH la PNRR, Componenta C.6 Energie. În sensul Regulamentului privind Mecanismul de redresare și reziliență, principiul DNSH trebuie interpretat în sensul articolului 17 din Regulamentul privind taxonomia. Respectivul articol definește noțiunea de „prejudiciere în mod semnificativ” pentru cele șase obiective de mediu vizate de Regulamentul privind taxonomia:

- 1) Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ atenuarea schimbărilor climatice în cazul în care activitatea respectivă generează emisii semnificative de gaze cu efect de seră (GES);
- 2) Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ adaptarea la schimbările climatice în cazul în care activitatea respectivă duce la creșterea efectului negativ al climatului actual și al climatului preconizat în viitor asupra activității în sine sau asupra persoanelor, asupra naturii sau asupra activelor;
- 3) Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ utilizarea durabilă și protejarea resurselor de apă și a celor marine în cazul în care activitatea respectivă este nocivă pentru starea bună sau pentru potențialul ecologic bun al corpurilor de apă, inclusiv al apelor de suprafață și subterane, sau starea ecologică bună a apelor marine;
- 4) Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ economia circulară, inclusiv prevenirea generării de deșeuri și reciclarea acestora, în cazul în care activitatea respectivă duce la ineficiențe semnificative în utilizarea materialelor sau în utilizarea direct sau indirectă a resurselor naturale, la o creștere semnificativă a generării, a incinerării sau a eliminării deșeurilor, sau în cazul în care eliminarea pe termen lung a deșeurilor poate cauza prejudicii semnificative și pe termen lung mediului;

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

- 5) Se consideră că o activitate prejudiciază în mod semnificativ prevenirea și controlul poluării în cazul în care activitatea respectivă duce la o creștere semnificativă a emisiilor de poluanți în aer, apă sau sol;
- 6) Se consideră că o activitate economică prejudiciază în mod semnificativ protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor în cazul în care activitatea respectivă este nocivă în mod semnificativ pentru condiția bună și reziliența ecosistemelor sau nocivă pentru stadiul de conservare a habitatelor și a speciilor, inclusiv a celor de interes pentru Uniune.

În cadrul documentațiilor tehnico-economice, pe baza evaluărilor privind influența investițiilor asupra fenomenului schimbărilor climatice și, mai ales, a influenței efectelor schimbărilor climatice asupra proiectelor de investiții, se vor avea în vedere măsuri speciale pentru creșterea rezistenței componentelor constructive ale proiectelor de investiții aferente măsurii la schimbările climatice și la alte vulnerabilități, după caz. Aceste măsuri de adaptare vor contribui la sporirea rezistenței la schimbările climatice, la condițiile meteorologice extreme și la alte dezastre naturale.

Având în vedere principiul DNSH în ceea ce privește deșeurile recuperabile rezultate pe perioada executării lucrărilor de construire/montaj/dezafectare, cel puțin 70% (în greutate) din deșeurile nepericuloase rezultate din construcții/montaj și demolări (cu excepția materialelor naturale definite în categoria 17 05 04 din Lista europeană a deșeurilor stabilită prin Decizia 2000/532/CE), preluată în HG nr. 856/2002, cu modificările și completările ulterioare) și generate pe șantier vor fi pregătite, respectiv sortate pentru reutilizare, reciclare și alte operațiuni de valorificare materială, în conformitate cu ierarhia deșeurilor și cu Protocolul UE de gestionare a deșeurilor din construcții și demolări.

Se va urmări limitarea generării de deșeuri în procesele legate de construcții și demolări, în conformitate cu Protocolul UE de gestionare a deșeurilor de construcții și demolări și luând în considerare cele mai bune tehnici disponibile și utilizând demolări selective pentru a permite îndepărtarea și manipularea în siguranță a substanțelor periculoase și pentru a facilita reutilizarea-reciclare de calitate prin îndepărtarea selectivă a materialelor, folosind sistemele de sortare disponibile pentru deșeurile de construcții și demolări.

În ceea ce privește biodiversitatea și ecosistemele, proiectul nu va fi implementat pe următoarele tipuri de terenuri:

- terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat de fertilitate a solului și biodiversitate sub pământ, astfel cum se menționează în studiul LUCAS al UE;
- terenurile verzi cu o valoare recunoscută a biodiversității ridicate și terenurile care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) enumerate pe Lista roșie europeană sau pe lista roșie a IUCN;
- terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate a fi acoperite de arbori, chiar și în cazul în care acești arbori nu au atins încă dimensiunea și acoperirea care urmează să fie clasificate ca păduri sau alte terenuri împădurite, astfel cum sunt definite în conformitate cu definiția FAO a pădurilor.

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

2.3.1. Informații privind entitățile participante la investiție

Societatea CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L. va fi unicul investitor pentru implementarea proiectului propus pentru finanțare. S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L. a fost înființată în anul 2020, obiectul de activitate al companiei fiind producția de energie electrică.

Societatea CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L. face parte din grupul de societăți deținut de compania CIS GAZ S.A.¹, companie românească cu capital integral privat, fondată în 1990. În prezent, compania CIS GAZ S.A. este specializată în oferirea de soluții și servicii integrate în industria energetică la cele mai înalte standarde de calitate și performanță conform certificatelor relevante obținute în domeniu.

Principalul obiect de activitate al CIS GAZ S.A. constă în antrepriză de construcții-montaj conducte și instalații în proiecte de infrastructură pentru colectarea, stocarea, transportul și distribuția gazelor naturale, apei și țițeiului. De asemenea, societatea este unul dintre jucătorii importanți de pe piața energetică românească privind furnizarea de gaze.

Având în vedere:

- i. obiectivele politicii energetice și de mediu atât națională, cât și a Uniunii Europene privind reducerea emisiilor de carbon în atmosfera generată de sectorul energetic prin înlocuirea unei părți din cantitatea de combustibili fosili consumați în fiecare an – gaz natural, carbune;
- ii. strategia privind dezvoltarea durabilă și creșterea sustenabilă a Europei prin combaterea schimbărilor climatice, având la bază o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă;
- iii. direcția privind dezvoltarea unor infrastructuri esențiale care să permită o creștere a ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, accesibilă din punct de vedere economic și fezabilă din punct de vedere tehnic a energiei din surse regenerabile, cum ar fi infrastructura rețelilor de transport, stocare și distribuție, rețelele inteligente și interconexiunile,

Grupul deținut de compania mamă CIS GAZ S.A. și-a stabilit ca obiective strategice contribuția activă la construirea unei societăți neutre din punct de vedere climatic și reziliente la schimbările climatice, având la bază angajamentul față de energie solară și eoliană, ca element - cheie în procesul de tranziție energetică. De asemenea, în scopul identificării unei strategii adecvate pentru îndeplinirea obiectivelor anterior menționate, Grupul a încheiat mai multe parteneriate strategice care facilitează schimburile de bune practici, activități de cercetare-dezvoltare, inovare tehnologică flexibilă și nepoluantă, transformare digitală, evaluări solide și obiective, bazate pe cele mai recente descoperiri științifice și tehnice.

Începând cu anul 2014, Grupul CIS, prin compania afiliată CIS Energy S.R.L., operează un parc fotovoltaic cu o putere instalată de 1,9 MW, dobândind astfel experiența în domeniul planificării, dezvoltării, efectuării și gestionării de proiecte în industria energiei solare cu specializarea în proiecte fotovoltaice, precum și în întreținerea și exploatarea propriilor instalații.

¹ Grupul de societăți ce dețin orice participatii în cadrul societății CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L., sau în care societatea CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L. deține orice participatii, afiliate, dar independente din punct de vedere juridic (denumite în continuare „Grupul CIS”):

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax: 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

In scopul implementarii proiectelor viitoare privind parcuri fotovoltaice, Grupul a decis infiintarea societatii **CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L.**, companie special creata in acest sens si cunoscuta in practica uzuala a finantatorilor drept SPV (*Special Purpose Vehicle* sau *Vehicul cu Scop Special*). Principalele motive pentru crearea unui SPV constau in:

- o evidenta mai clara si monitorizare mai facila a progresului proiectului si a performantei acestuia, prin izolarea de fluxurile specifice activitatii principale a companiei mama;
- limitarea operatiunilor la achizitia, finantarea si operarea unor active specifice, ca metoda de diminuare a riscurilor si de securizare a activelor.

Obiectivul principal al proiectului de investitie propus consta in contributia la majorarea productiei de energie din surse regenerabile solare a României si reducerea emisiilor de carbon, prin instalarea unei noi capacități de **18 MW** cu **instalatie de stocare de 4 MWh integrate**, amplasamentul fiind localizat in **Localitatea Copsa Mica, judetul Sibiu**.

Datele generale ale soluției tehnice sunt următoarele:

- Suprafata de teren ocupata: 200.231 mp;
- Structura de montaj fixa, orientare spre sud, inclinare 15°, azimuth 0°;
- Panouri solare, 550Wp, siliciu monocristalin, eficienta 21,33%;
- Invertoare, $P_{nom} = 200$ kW;
- Module de transformare (Smart Transformer Station), 6,3 kVA;
- Unitati de stocare tip Battery Container, 2 MW/ 2MWh;
- Numar de panouri fotovoltaice: 41.834;
- Putere instalată panouri fotovoltaice: 23.01 MWp;
- Numar invertoare: 90;
- Putere instalata invertoare: 18 MW ac;
- Numar module transformare: 3 (18,9 kVA total);
- Numar unitati de stocare: 2 (4 MW/4 MWh total);
- Performance Ratio: 86,34%;
- Producție anuală energie electrica: 29,301 GWh/an;
- Productie specifica de energie electrica: 1.273 kWh/kWp/an

DETAIL A | Frame side view
M 1:75 @A1

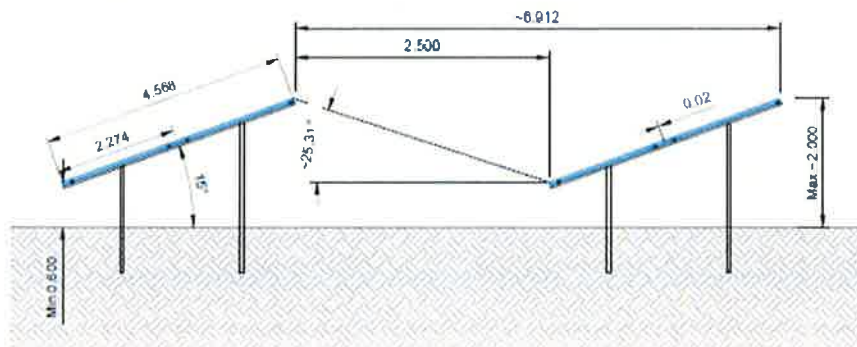


Figure 1 Detaliu amplasare panouri solare

Valoarea totala a proiectului de investie propus este:

- | | |
|--|---|
| a. conform Scenariului A - Fix , in
suma de: 83.378.705,30 RON ,
reprezentand contravaloarea a
16.742.711,91 EUR , exclusiv TVA; | b. conform Scenariului B – Mobil ,
in suma de 93.237.289,20 RON ,
reprezentand contravaloarea a
18.722.347,23 EUR , exclusiv TVA. |
|--|---|

Punctele tari ale proiectului

- Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generatie, cu impact redus asupra mediului, cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanta proiectului si va optimiza utilizarea sistemelor de distributie si transport al energiei electrice;
- Integrarea unei capacități de stocare a energiei de 4 MWh;
- Durata de viață a proiectului poate fi usor extinsă, dincolo de durata sa de 20 de ani, cu operatiuni sigure;
- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calitatii vietii;
- Reducerea substantiala a gradului de încălzire globală;
- Mutarea intervalului de timp al livrării în retea de electricitate la varfurile de consum solicitate;
- Rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat de predictibilitate;
- Capacitate ferma orara livrata rețelei nationale conform notificărilor de productie;
- Participarea la diferitele servicii de stabilizare a rețelei pentru Transelectrica Transport si Distributie (reglare frecvență, tensiune sau rezervă putere).

Solicitantul dispune de resursele umane, materiale, financiare necesare, atat derularii cu succes a proiectului propus, cat si asigurarii continuitatii proiectului, ce reprezinta o investitie profitabila pe termen lung. Finantarea proiectului din fondurile Planului National de Redresare si Rezilienta reprezinta un beneficiu atat pentru stimularea activitatii companiei, cat si pentru cresterea competitivitatii producatorilor de energie electrica din Romania.

De asemenea, oportunitatea de a accesa un ajutor financiar nerambursabil a impulsionat decizia de investitie, precum si dimensionarea acesteia.

Pe cale de consecinta, societatea CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L. detine experienta privind:

- i. **Managementul proiectului**, care presupune asigurarea derulării proiectului conform planificării stabilite, atât din punct de vedere al încadrării în timp, cât și din punct de vedere al resurselor financiare alocate. Managementul proiectului reprezintă o activitate cu caracter continuu pe toată durata de implementare a proiectului. Managementul de proiect urmărește:
 - *planificarea detaliată a activităților proiectului* (detalierea graficului GANTT la un nivel care să permită trasarea sarcinilor specifice fiecărui membru al echipei de proiect; stabilirea de termene limită, resurse și responsabili pentru fiecare activitate și subactivitate - se va realiza în urma ședinței de demarare a proiectului și va fi actualizat periodic pe parcursul implementării);
 - *managementul achizițiilor publice* (derularea activităților suport pentru activitățile de achiziție a bunurilor și serviciilor necesare în proiect: identificarea și numirea membrilor comisiilor de evaluare și selecție a ofertelor, a comisiilor de recepție a bunurilor

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

achiziționate, stabilirea etapelor ce trebuie urmate pentru fiecare tip de achiziție și alocarea sarcinilor și responsabilităților);

- *managementul riscurilor în proiect* (identifică posibilele riscuri ce pot afecta proiectul, impactul acestora asupra activităților proiectului și măsurile de prevenire și combatere recomandate - proces continuu, realizat în fiecare lună a proiectului prin ședința de monitorizare a proiectului);
- *managementul comunicării cu părțile interesate* (urmărește identificarea părților interesate (Autoritatea de Management, conducerea societății, furnizori, clienți, angajați, etc), identificarea informațiilor de interes pentru fiecare categorie, stabilirea frecvenței de informare a fiecărei categorii de părți interesate, elaborarea și transmiterea documentelor informative fiecărei categorii.);
- *managementul resurselor umane implicate în proiect* (monitorizează gradul de îndeplinire a sarcinilor delegate fiecărui membru al echipei de proiect și motivarea acestora în vederea obținerii celor mai bune rezultate);
- *managementul financiar* (monitorizarea costurilor planificate pentru fiecare linie bugetară, înregistrarea costurilor efective realizate în proiect, compararea costurilor reale cu cele estimate și identificarea măsurilor de combatere a abaterilor de la estimarea inițială, comandarea și monitorizarea unui audit final la sfârșitul perioadei de implementare a proiectului. Activitatea de management financiar al proiectului va presupune și o serie de sarcini administrative de tipul: deschiderea unui cont bancar distinct pentru proiect, informarea AM cu privire la deschiderea/schimbarea contului bancar aferent proiectului, arhivarea documentelor contabile ale proiectului etc);
- *monitorizare și control* (prin colectarea continuă a informațiilor referitoare la proiect și înregistrarea acestora în rapoartele lunare de progres interne și în rapoartele trimestriale de progres, precum și prin deciziile de corecție a abaterilor de la planificarea inițială a managerului de proiect);

ii. **Managementul instalației fotovoltaice**, constând în:

- Menținerea nivelului optim al producției de energie electrică prin:
 - Mentenanța preventivă a parcului fotovoltaic: întreținerea tehnică periodică, respectiv curățarea panourilor, îngrijirea terenului, îndeplinind condițiile de mediu, măsuratori și verificări periodice ale echipamentelor electrice și ale instalațiilor electrice,
 - Menținerea corectivă: intervenții în cazul defectiunilor neprevăzute;

iii. **Managementul contractelor de vânzare a energiei electrice**, constând în:

- Comercializarea cantităților de energie produsă prin încheierea de contracte de vânzare/cumpărare a energiei electrice, utilizând în acest scop mecanismele de tranzacționare puse la dispoziție de piețele centralizate;
- Intocmirea zilnică a prognozei de producție;
- Notificări zilnice către operatorul de transport;
- Comunicări zilnice către DLC (Centrala va fi dispacherizabilă, prin urmare se va încheia un contract de dispacherizare cu un dispacherat local);
- Notificări zilnice către PRE;
- Menținerea legăturii cu distribuitorul zonal;
- Menținerea și derularea contractului cu distribuitorul și PRE-ul;
- Raportări la A.N.R.E. după anumite proceduri;
- Notificări zilnice către piețele OPCOM.

2.3.2. Analiza situatiei existente si identificarea deficientelor

Extras din Strategia Energetica a Romaniei 2020 – 2030, cu perspectiva anului 2050

„Strategia Energetică a Romaniei are opt obiective strategice fundamentale care structurează întregul demers de analiză și planificare pentru perioada 2020-2030 și orizontul de timp al anului 2050. Realizarea obiectivelor presupune o abordare echilibrată a dezvoltării sectorului energetic național atât din perspectiva reglementărilor naționale și europene, cât și din cea a cheltuielilor de investiții.

Obiectivele strategiei sprijină realizarea Țintelor naționale asumate la nivelul anului 2030:

- 43,9% reducere a emisiilor aferente sectoarelor ETS față de nivelul anului 2005, respectiv cu 2% a emisiilor aferente sectoarelor non-ETS față de nivelul anului 2005;
- 30,7 % pondere a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- 40,4% reducere a consumului final de energie față de proiecția PRIMES 2007.

O provocare suplimentară pe termen lung pentru sectorul energetic românesc va fi aceea de a contribui la realizarea obiectivului Uniunii Europene de a deveni primul continent neutru din punct de vedere al climei, cu emisii „net zero” la orizontul anului 2050, însemnând ca toate emisiile degajate să fie absorbite, fie pe căi naturale, fie pe căi artificiale, precum tehnologii de stocare a carbonului.

Conform viziunii și celor opt obiective fundamentale ale Strategiei, dezvoltarea sectorului energetic este direct proporțională cu realizarea proiectelor de investiții în sistemul energetic românesc. Producerea de energie electrică bazată pe tehnologii cu emisii reduse de carbon, în care trecerea de la combustibili fosili solizi la gaze naturale, ca și combustibil de tranziție, surse regenerabile de energie și sursa nucleară reprezintă proiecte prioritare, respectiv proiectele de digitalizare a rețelelor, stocarea, utilizarea hidrogenului și măsurile de eficiență energetică vor contribui la atingerea obiectivelor fundamentale strategice de interes național menționate mai sus.

Pentru a putea garanta succesul procesului de tranziție, este nevoie de o abordare flexibilă, care să facă posibilă o corelare eficientă între necesarul de investiții, gradul de maturitate al tehnologiilor precum și specificitățile climatologice și geopolitice ale României și nu în ultimul rând, cu monitorizarea implicațiilor economice și sociale, cu pregătirea și aplicarea unor programe clare și susținute pentru sprijinirea zonelor carbonifere aflate în tranziție.

Aceasta presupune un volum investițional uriaș pe întreg lanțul tehnologic, de la producere de electricitate, la rețele inteligente de transport și distribuție gaze naturale și electricitate, precum și la reformarea pieței de electricitate și gaze naturale care să facă față unui model nou, bazat pe capacități energetice eficiente, curate, flexibile și tehnologii inovatoare într-un mediu concurențial regional dar și european.

Problemele esențiale rămân costurile finanțării și larga răspândire a săraciei energetice. În acest context, finanțarea europeană este o necesitate. Procesul de transformare a sistemului energetic necesită un volum mare de investiții, iar planificarea multianuală coordonată și utilizarea eficientă a fondurilor pentru finanțare sunt condiții obligatorii. Acțiunea la timp înseamnă a economisi. Finanțarea trebuie să fie direcționată în mod eficient către investiții care să țină cont de specificitățile interne și care să răspundă în timp util nevoilor sistemului energetic.

Consumul de energie electrică

Consumul total de energie electrică a înregistrat o scădere substanțială de la 60 TWh în 1990 la 39 TWh în 1999 (Eurostat 2020), în principal pe fondul contractării activității industriale, după care a crescut până la 48 TWh în 2008. Criza economică din 2008-2009 a cauzat o nouă scădere a consumului, urmată de o revenire graduală la 50 TWh în 2018. Aproape 100.000 de locuințe din România (din care o parte nu sunt locuite permanent) nu sunt conectate la rețeaua de energie electrică.

Productia de energie electrică

România are un mix diversificat de energie electrică, bazat în cea mai mare parte pe resursele energetice interne. O mare parte a capacităților de generare sunt mai vechi de 30 de ani, cu un număr relativ redus de ore de operare rămase până la expirarea duratei tehnice de funcționare. Grupurile vechi sunt frecvent oprite pentru reparații și mentenanță, unele fiind în conservare. Există o diferență de aproape 3.400 MW între puterea brută instalată și puterea brută disponibilă, din care circa 3.000 MW sunt capacități pe bază de cărbune și de gaze naturale.

Puterea instalată în centrale fotovoltaice este de aproximativ 1.400 MW. Piața de echilibrare este mai puțin solicitată de variațiile de producție în centralele fotovoltaice, care au o funcționare mai predictibilă decât de a celor eoliene.

Cu privire la asigurarea adecvanței sistemului energetic, potrivit analizelor Transelectrica, în prezent, limitele acceptabile pentru puterea produsă din surse eoliene și fotovoltaice sunt puternic condiționate de nivelul hidraulicității și al regimului termic. Astfel, din punctul de vedere al flexibilității puterii reziduale, critice la nivelul anului sunt orele cu consum ridicat iarna/vara, orele de minim/maxim termic și orele cu hidraulicitate extremă (minimă/maximă). Analizele menționate mai sus indică drept obiectiv necesitatea instalării de capacități suplimentare de cel puțin 400 MW la orizontul anului 2020, respectiv 600 MW (suplimentar față de 2020) în 2025. Având în vedere termenele menționate, este posibil ca România să considere ca pentru proiectele prioritare să acorde sprijin, în cazul în care mecanismele de piață nu sunt suficiente, prin scheme suport (de tipul CfD). Dezvoltarea parcurilor eoliene și fotovoltaice va continua, probabil, în perspectiva în care costul acestor tehnologii le va face competitive fără scheme de sprijin."

Parcul fotovoltaic

Panourile fotovoltaice transformă radiația solară în energie electrică. Un panou fotovoltaic este compus din mai multe celule solare legate în serie sau paralel. Sistemele fotovoltaice pot fi proiectate pentru o multitudine de aplicații față de sistemele clasice de producere a energiei electrice. Printre cele mai importante caracteristici pe care le prezintă un sistem fotovoltaic se numără independența energetică, modularitatea, siguranța în exploatare, fiabilitatea și gratuitatea combustibilului, soarele.

Proiectul propus de S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L. „CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC, CENTRALA ELECTRICA FOTOVOLTAICA (CEF) COPSA MICA” va fi localizat în Localitatea Copsa Mica, județul Sibiu - zona central nordică a României, o regiune cu potențial solar ridicat.

Potențialul solar al României este răspândit aproape pe întreg teritoriul țării. România beneficiază de aproximativ 210 zile însorite pe an. Soarele este cea mai importantă sursă de

energie pentru Pământ. Energia solară este emisă sub formă de radiații și este disponibilă în cantități imense, practic inepuizabile. Radiațiile solare pot fi captate și transformate în alte forme de energie: electrică sau termică.

Județul Sibiu se află în centrul României, în partea de sud-est a Transilvaniei, la poalele munților Carpați. La sud, județul este mărginit de două masive separate de valea râului Olt: pe de-o parte Făgărașii, cu vârfuri ce adesea depășesc 2.500 m, și masivele Lotru și Cindrel cu altitudini ce depășesc puțin 2.200 m. Înspre nordul județului relieful scade în altitudine dominat fiind de dealuri line și coline împădurite.

Județul Sibiu este amplasată într-o regiune cu climat temperat - continental moderat cu influențe oceanice, având efecte microclimatice secundare datorate direcției vântului la nivelul solului și a altor factori locali. Relieful este factorul principal de diferențiere a valorilor elementelor climatice. Având în vedere poziția geografică la contactul dintre munte și podiș, teritoriul Sibiului se caracterizează prin prezența a două tipuri de topoclimate complexe: cel depresionar și cel de podiș. Iernile sunt ferite de viscole grele, primăverile sunt frumoase, verile răcoroase și toamnele târzii. Primele ninsori pot să cadă în luna noiembrie, iar ultimele la începutul lunii aprilie.

Județul Sibiu face parte din Regiunea Centru și este unul din cele mai importante orașe din Transilvania, cu un remarcabil potențial de dezvoltare economică, avantajat și de poziționarea sa pe Coridorul IV Paneuropean și beneficiind de un modern Aeroport Internațional.

Județul Sibiu este un oraș cu caracter industrial accentuat. A dobândit în perioada comunistă o specializare industrială, modificată în ultimul timp de restructurarea caracteristică perioadei de tranziție în care se dezvoltă sectorul servicii. În cadrul industriei, principalele ramuri care contribuie la realizarea producției sunt cele din cadrul industriei prelucrătoare, producția și furnizarea energiei electrice, termice și gaze, apă caldă și aer condiționat, distribuția apei, salubritate, gestionarea deșeurilor.

De asemenea, județul Sibiu a devenit începând cu anul 2000 un centru regional de servicii unde își au sediul numeroase societăți de prestări servicii din domeniul bancar, al asigurărilor de stat și private și diverse instituții publice. Viața economică este susținută de Camera de Comerț, Industrie și Agricultură, Bursa Monetar-financiară și de Mărfuri și Agenția Județeană de Ocupare a Forței de Muncă.

Numar agenti economici	Cifra de afaceri	Numar angajati	Profit
<ul style="list-style-type: none">• 50.941 agenti economici• 2,28% din totalul agentilor economici din Romania	<ul style="list-style-type: none">• 33,5 Miliarde lei (7,6 Miliarde euro)• 2,11% din cifra de afaceri a Romaniei	<ul style="list-style-type: none">• 101.114 angajati• 2,61% din totalul de angajati din Romaniei	<ul style="list-style-type: none">• 3,9 Miliarde lei (883,9 milioane euro)• 2,76% din profitul net realizat in Romania

Figure 2 Sursa: Top firme, cifre aferente anului 2020 Județul Sibiu

468.483 persoane	Populație județ după domiciliu la data de 01.07.2021 (persoane)
1,9 %	Șomaj la sfârșit de an 2021 (%):
59.034 lei	Produsul intern brut per locuitor, an 2019 (lei)
3.586 lei	Castigul salarial mediu net la data de 01.07.2021 (lei)

Figure 3 Indicatori sintetici ai activitatii economice ²

SOCIETATEA NATIONALA DE GAZE NATURALE * ROMGAZ * SA, Medias, Judetul Sibiu
• Cifra de afaceri: 3,9 Miliarde lei (892,3 milioane euro)
• 5.531 angajati
SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT GAZE NATURALE TRANSGAZ SA, Medias, Judetul Sibiu
• Cifra de afaceri: 1,5 Miliarde lei (335 milioane euro)
• 4.135 angajati
MARQUARDT SCHALTSYSTEME SCS, Sibiu, Judetul Sibiu
• Cifra de afaceri: 1,3 Miliarde lei (293,3 milioane euro)
• 2.306 angajati
FAURECIA ROMANIA SRL, Talmaciu, Judetul Sibiu
• Cifra de afaceri: 1 Miliarde lei (238,5 milioane euro)
• 2.423 angajati
COMPA SA, Sibiu, Judetul Sibiu
• Cifra de afaceri: 547,1 milioane lei (124,3 milioane euro)
• 1.495 angajati

Figure 4 Top firme din Judetul Sibiu

² Informatii publicate de Institutul National de Statistica

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

2.4.1. Piața de desfacere

2.4.1.1. Structura piața

Piața de energie electrică din România este formată din:

- i. **Piața angro**, care reprezintă cadrul organizat în care energia electrică este achiziționată de furnizori și operatori de rețea de la producători sau de la alți furnizori, în vederea revanzării sau în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic (în cazul operatorilor de rețea)
- ii. **Piața cu amănuntul**, piața cu amănuntul de energie electrică în cadrul căreia, consumatorii de energie electrică achiziționează energie electrică pentru consumul propriu de la furnizorii de energie electrică, în funcție de domeniul de utilizare a energiei electrice consumate, clienții finali se împart în două categorii:
 - a. Consumatori casnici
 - b. Consumatori noncasnici
- iii. **Piața de servicii de sistem**, este piața în cadrul căreia Operatorul Sistemului Energetic (Transelectrica SA) achiziționează servicii de echilibrare a sistemului energetic. În această piață, producătorii de energie electrică care au capacitatea tehnică de a produce cantități de energie electrică sau de a reduce producția pentru fiecare interval de timp de dispecerizare, urmare a unei comenzi operative primite de la Dispeceratul Energetic National (DEN), sunt recompensați atât pentru cantitățile de energie produse suplimentar cât și pentru cantitățile de energie electrică nelivrate în SEN urmare a comenzilor primite de la DEN.

În acest moment în piața de energie electrică din România nu există posibilitatea de stocare a energiei, prin urmare pentru fiecare interval de decontare de 15 minute trebuie să existe un echilibru între cantitatea de energie electrică produsă și cantitatea de energie electrică consumată. Rolul de menținere al acestui echilibru îl are Transelectrica SA prin Dispeceratul National.

2.4.1.2. Participanți la piața, roluri în piața

Producători de energie electrică, au rolul de a produce cantitățile de energie electrică pentru asigurarea necesarului de consum al consumatorilor de energie electrică.

Din punctul de vedere al tehnologiilor folosite pentru producerea de energie electrică, producătorii de energie electrică se împart în două mari categorii:

1. Producători care utilizează tehnologii conventionale:

- a. Producători de energie electrică care funcționează pe combustibili fosili (Complexul Energetic Oltenia [carbune], Romgaz [gaze naturale], Petrom [gaze naturale]);
- b. Producători de energie electrică hidro de putere mare și medie (Hidroelectrică);
- c. Producători de energie electrică cu tehnologie nucleară (Nuclearelectrică).

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

Principala caracteristica a grupurilor energetice operate de catre acesti producatori este faptul ca au capabilitatea de a produce energie electrica in mod predictibil, putand functiona dupa un program prestabilit (pot livra cantitati de energie contractate in fiecare interval de decontare)

2. Producatori de energie electrica din surse regenerabile:

- a. Producatori de energie solara. Energia solara este produsa urmare a conversie luminii solare in energie electrica prin intermediul efectului fotovoltaic. Cantitatea de energie electrica produsa in fiecare interval de decontare este depedendenta de cantitatea de lumina solara care este absorbita de panourile fotovoltaice;
- b. Productori de energie eoliana. Energia eoliana se obtine din conversia energiei cinetice a vantului in energie electrica prin intermediul turbinelor eoliene;
- c. Productori de energie care utilizeaza ca si combustibil biomasa;

Exceptand productorii de energie electrica din biomasa, caracteristica de baza a acestor producatori este faptul ca nu au capabilitatea tehnica de a produce energie electrica in mod controlabil, cantitatea de energie electrica produsa fiind dependenta de intensitatea radiatiei solare sau de viteza vantului.

3. Prosumatori:

Acestia sunt producatori de energie electrica care utilizeaza cantitatile de energie electrica produsa, in principal, pentru acoperirea necesitatilor proprii de consum, iar cantitatile de energie electrica produse in excedent sunt livrate in sistemul energetic national (SEN).

Tehnologiile folosite de acesti producatori pentru productia de energie electrica pot fi conventionale (gaz, combustibili lichizi) sau regenerabile.

Conditia principala ca un producator sa fie incadrat in categoria de Prosumator este ca punctul de racord la retea electrica sa fie unic (atat pentru productie cat si pentru consum).

Operatori de retea

Operatorii de retea exploateaza si asigura mentenanta pentru infrastructura fizica de transport si distributie energie electrica care asigura transferul fizic al energiei electrice intre producator si consumator.

In functie de nivelul de tensiune la care functioneaza retelele operate acestia se impart in doua categorii:

- Operatori de retele de distributie energie electrica (tensiune de operare 110 kV, 20 KV, 10 kV, 0,4 kV);
- Operatorul retelei de transport, Transelectrica SA (400 kV, 220 kV).

Costul serviciilor de transport si distributie energie electrica se determina pe baza unor tarife reglementate aprobate de catre Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei (ANRE).

Furnizori de energie electrica

Definitie: Furnizor de energie electrica = Persoana juridica, titular al unei licente de furnizare, care asigura alimentarea cu energie electrica a unui sau mai multor consumatori, pe baza unui contract de furnizare.

Furnizorul de energie asigura integrarea comerciala a serviciilor necesare pentru a asigura decontarea energiei electrice consumata de catre consumator, avand in principal urmatoarele roluri

- Achizitioneaza energie electrica de la producator;

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

- Contracteaza servicii de transport si distributie energie electrica cu operatorii de retea;
- Asigura prognoza de consum a consumatorilor proprii pentru fiecare interval de decontare (daca contractul de furnizare incheiat cu consumatorul nu prevede alceva);
- Isi asuma de regula responsabilitatea echilibrarii pentru consumatorii proprii in raport cu Operatorul de Sistem (Transelectrica);
- Asigura colectarea taxei de cogenerare de inalta eficienta;
- Cumpara de pe piata de certificate verzi, cantitatea de certificate verzi ce urmeaza sa fie facturata consumatorilor proprii, in conformitate cu reglementarile in vigoare;
- Factureaza consumatorului final cantitatea de energie electrica consumata si a serviciilor asociate in conformitate cu prevederile contractuale.

Consumatorul de energie electrica, in functie de scopul pentru care consuma energia electrica consumatorii de energie electrica se impart in doua categorii:

- Consumatori casnici
- Consumatori noncasnici

Pretul de facturare al energiei electrice furnizata consumatorilor de energie electrica are urmatoarele componente:

- Pretul energiei electrice ca si marfa (negociat direct intre consumator si furnizor);
- Tariful de transport format din urmatoarele componente:
 - Tarif de injectie al energiei electrice in sistemul energetic (este achitat de catre producator catre Transelectrica);
 - Tarif de extractie al energiei electrice din sistemul energetic;
 - Tarif de servicii de sistem;
- Tarif de distributie al energiei electrice, diferentiat in functie de nivelul de tensiune al punctului de delimitare in proprietate al instalatiilor electrice ale operatorului de distributie si ale consumatorului si are urmatoarele componente:
 - Tarif de distributie pe inalta tensiune (IT, 110 kV);
 - Tarif de distributie pe medie tensiune (MT, 6, 10, 20 kV);
 - Tarif de distributie pe joasa tensiune (JT, 0,4kV);Tariful pe care il achita consumatorul este format prin insumarea componentelor
- Taxa de cogenerare de inalta eficienta conform reglementarilor in vigoare;
- Contrvaloare certificate verzi conform reglementarilor in vigoare.

2.4.1.3. Principii de functionare a pietei de energie electrica din Romania (interval de decontare, prognoza/consum realizat, modalitati de tranzactionare)

Energia electrica se tranzactioneaza pe piata angro din Romania pe intervale de decontare de cate 15 minute.

Vanzarea/cumparea de energie electrica pe piata angro se poate face prin negociere directa intre parti sau prin participare la pietele centralizate operate de catre OPCOM sau BRM:

- Piata contractelor bilaterale (PCCB, OTC), intervalele de timp pentru care se tranzactioneaza energia poate fi: 1 zi, 1 saptamana, 1 luna, trimestru, an. Pe piata contractelor bilaterale se tranzactioneaza produse standard, respectiv putere constanta 24

ore (banda/base load), putere constanta in orele de varf (peak load) sau putere constanta pentru un interval orar ales de vanzator;

- Piata pentru Ziua Urmatoare (PZU), interval minim de tranzactionare 1 ora;
- Piata intraday (astazi pentru astazi), interval minim de tranzactionare 15 minute.

Diferenta intre cantitatea de energie electrica produsa/consumata si prognoza de productie/consum transmisa operatorului de sistem (Transelectrica) pentru fiecare interval de 15 minute se numeste „dezechilibru”, costul aferent fiind suportat de cel care l-a produs.

- Producatorul va achita direct catre Transelectrica valoarea dezechilibrelor produse dupa terminarea fiecarei luni calendaristice.
- Consumatorul va suporta costul dezechilibrelor prin intermediul furnizorului de energie electrica. De regula costul dezechilibrelor este inclus in pretul negociat al energiei electrice.

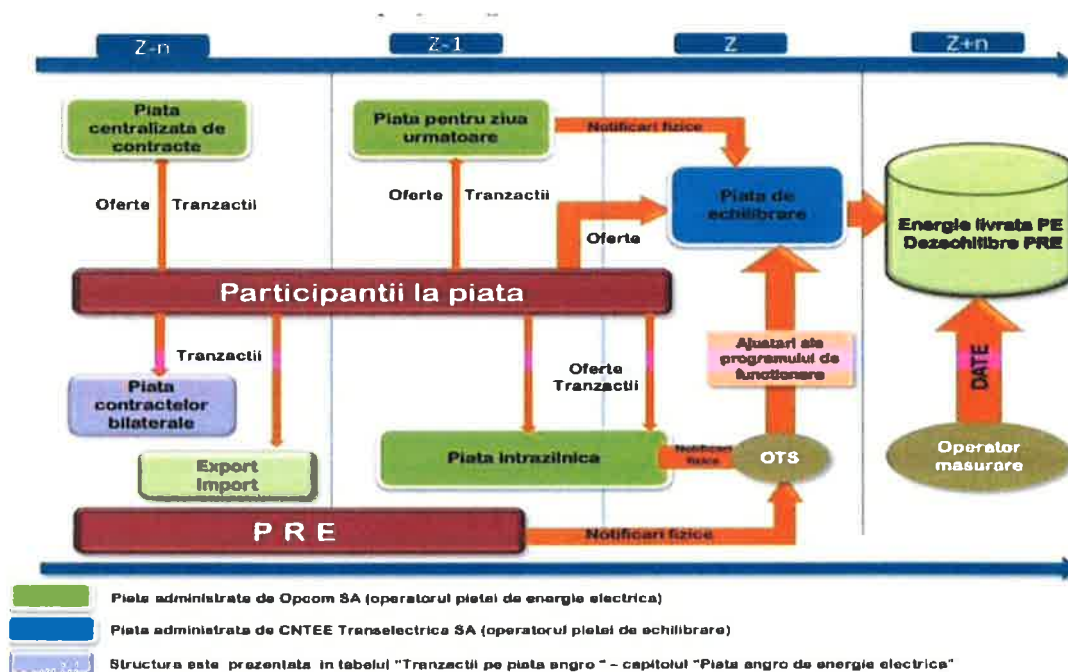


Figure 5 Reprezentare grafică a modului de funcționare a pieței de energie

2.4.1.4. Piata de energie electrica

- a. Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retele de producatori, conform Raportarile lunare ale producatorilor – Prelucrare SMPEE ³

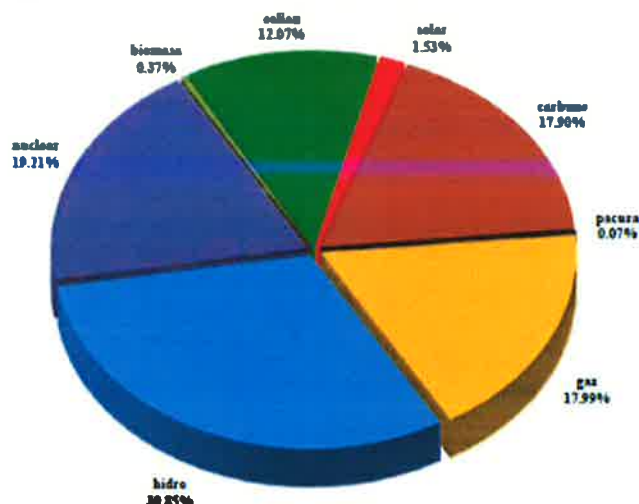


Figure 6 Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retele de producatori

- b. Evolutia structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retea de producatori, conform Raportarile lunare ale producatorilor – Prelucrare SMPEE ⁴

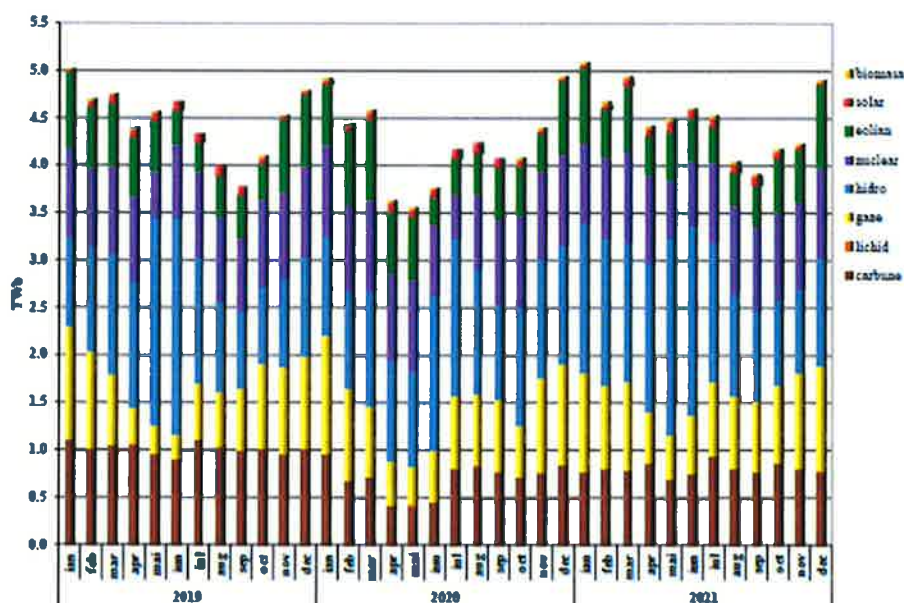


Figure 7 Evolutia structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate in retea de producatori

³ Raport monitorizare piata de energie electrica – luna decembrie 2021, ANRE

⁴ Raport monitorizare piata de energie electrica – luna decembrie 2021, ANRE

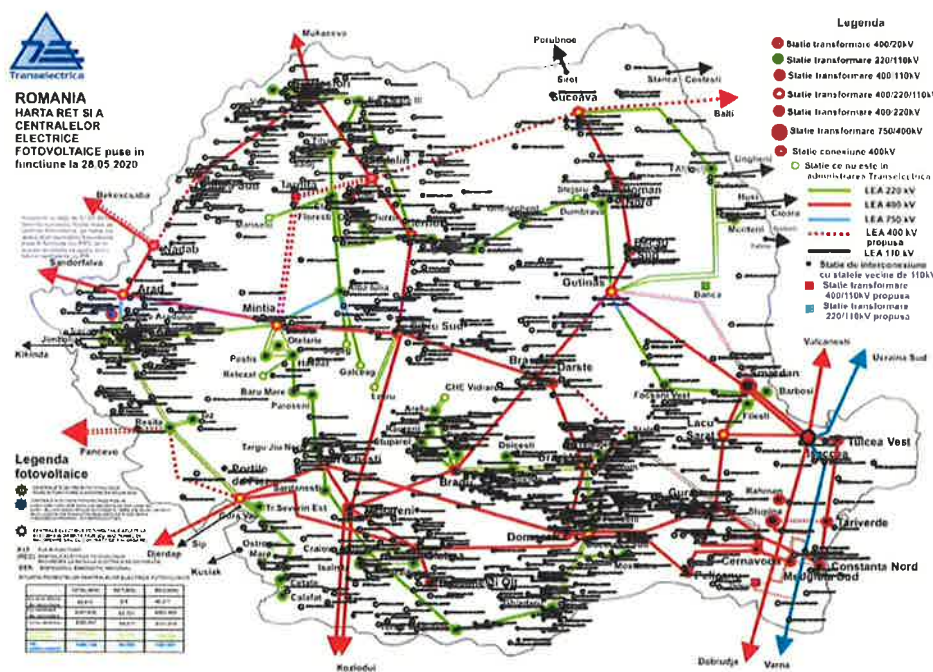


Figure 8 Harta RET si a centralelor electrice fotovoltaice puse in functiune la 28.05.2020, conform rapoartelor Transelectrica

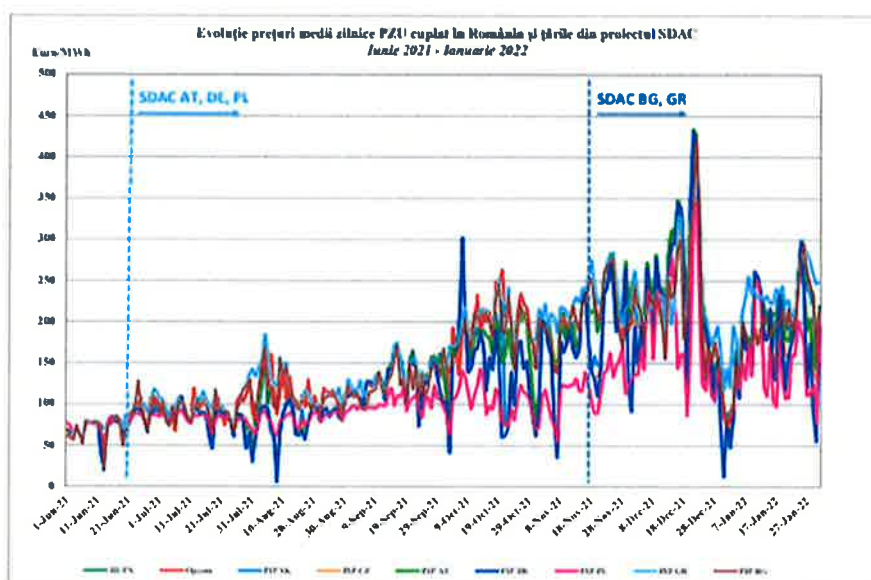
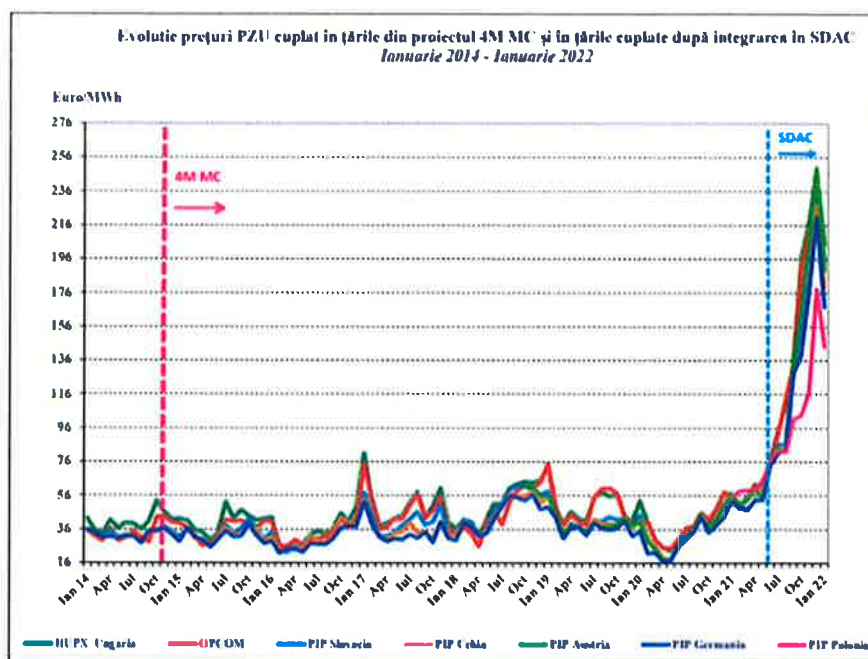
Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. (CNTEE Transelectrica SA) planifică dezvoltarea RET, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare 2 ani un *Plan de dezvoltare pentru următorii 10 ani succesivi*, supus aprobării ANRE și proprietarului rețelei.

Conform Planului de dezvoltare a RET 2020 - 2029, CNTEE Transelectrica S.A. a luat în considerare următoarele proiecte de dezvoltare a capacităților de producție cu impact major în RET:

- Punerea în funcțiune a unor centrale eoliene însumând o putere instalată de:
 - 3500 MW până în 2024 și 4000 MW până în 2029 în Scenariul de Referință;
 - 3500 MW până în 2024 și 4300 MW până în 2029 în Scenariul favorabil;
- Punerea în funcțiune a unor centrale fotovoltaice (solare) însumând o putere instalată de:
 - 1500 MW până în 2024 și 1800 MW până în 2029 în Scenariul de Referință;
 - 1500 MW până în 2024 și 2300 MW până în 2029 în Scenariul favorabil.

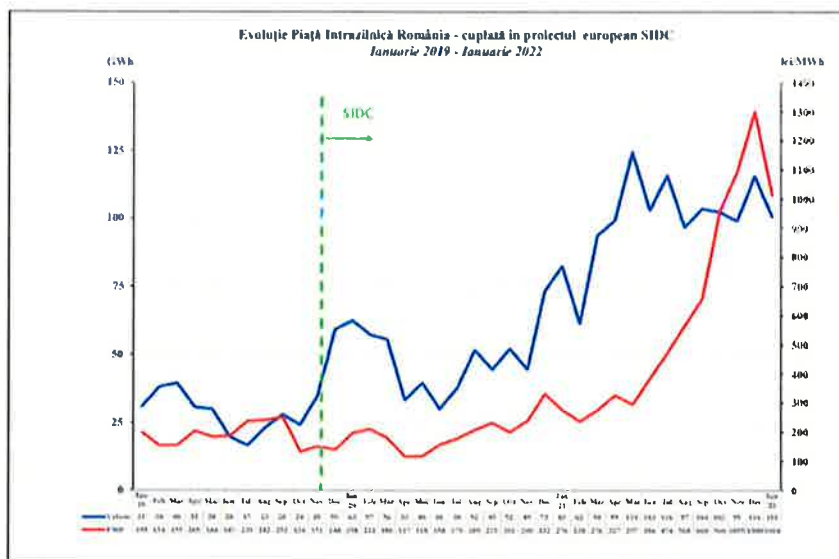
c. Evolutia preturilor stabilite pe piata angro⁵

În graficele următoare este prezentată evoluția prețurilor spot medii lunare (primul), respectiv prețuri spot medii zilnice înregistrate pe PZU de țările membre ale proiectului Interim Coupling înainte și după momentul cuplării în cadrul proiectului pan-european SDAC (al doilea).



⁵ Raport monitorizare piata de energie electrica – luna ianuarie 2022, ANRE

În graficul următor sunt prezentate volumul tranzacționat lunar și prețul mediu ponderat pe piața intrazilnică începând cu 1 ianuarie 2019, înainte și după aderarea României la proiectul european SIDC.



Sursa: Date publice OPCOM SA – prelucrare CMPEE

Pentru acoperirea diferențelor dintre valorile planificate/contractate ale consumului și respectiv producției și valorile acestora apărute în timp real, operatorul de sistem (CNTEE Transelectrica S.A.) operează piața de echilibrare, “cumpărând” sau “vânzând” energie la prețurile marginale determinate de ofertele producătorilor dispecerizabili. Participanții care determină dezechilibrele, organizați în PRE-uri (părți responsabile cu echilibrarea) suportă financiar contravaloarea acestor dezechilibre.

Începând cu data de 1 februarie 2021 au intrat în vigoare modificări referitoare la funcționarea pieței de echilibrare și la decontarea dezechilibrelor, astfel au fost introduse următoarele:

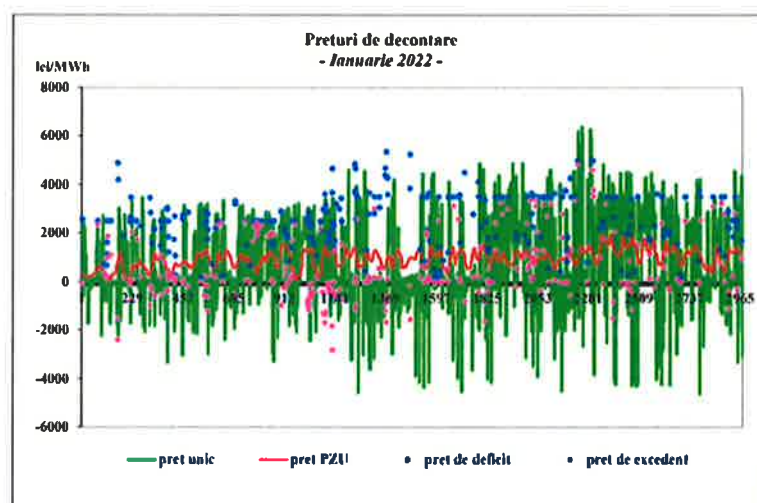
- intervalul de timp de 15 minute este interval de decontare;
- prețul unic de dezechilibru ca metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, dar și a unei metode de calcul pentru prețuri duale de dezechilibru (preț de deficit și preț de excedent), pentru intervalele de decontare în care zona de dezechilibru este aproape echilibrată și pentru care s-a apreciat că metoda prețului unic de dezechilibru nu este din punct de vedere economic cea mai eficientă metodă de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.

Reprezentarea alăturată a prețurilor de decontare (PIP pe PZU, prețul unic de dezechilibru, prețul de deficit și cel de excedent de energie rezultate din operarea PE), precum și a prețurilor de decontare împreună cu dezechilibrul SEN oferă imaginea de ansamblu a funcționării corelate a acestor piețe. Prețurile de decontare sunt aferente intervalului de decontare de 15 minute (primul grafic și al doilea grafic).

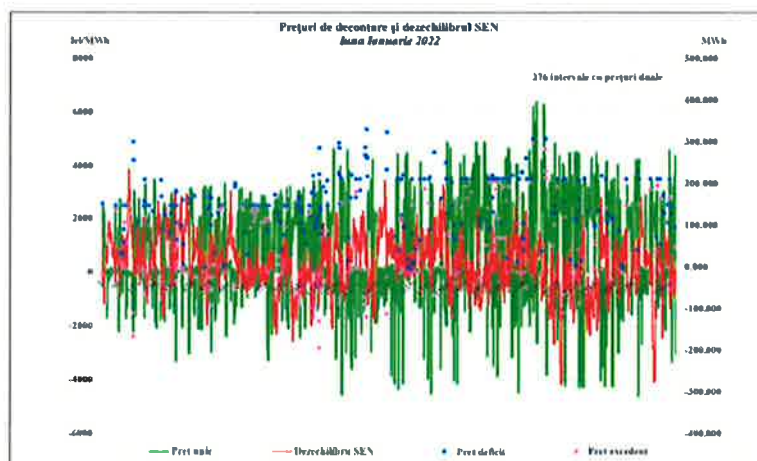
Începând cu luna februarie 2021, pentru a se asigura comparabilitatea informațiilor pe perioade mai mari de timp, în intervalele în care s-a aplicat pentru decontare prețul unic de dezechilibru valorile acestuia au fost atribuite atât prețului de excedent cât și celui de deficit.

Valorile prețurilor pe intervale de decontare pentru deficit și excedent au fost utilizate pentru prezentarea evoluției pe fiecare interval de decontare a prețurilor medii lunare comparativ cu consumul intern brut în luna curentă (al treilea grafic), precum și a evoluției prețurilor medii lunare realizate pe PE comparativ cu PIP PZU (ultimul grafic).

Valorile orare ale PIP PZU au fost prezentate comparativ cu prețurile înregistrate pe PE ca valori medii orare rezultate prin ponderarea volumelor aferente dezechilibrului SEN cu prețul unic de dezechilibru sau cu prețurile duale de dezechilibru, după caz (al patrulea grafic). În luna ianuarie 2022, au fost calculate prețuri duale de dezechilibru pentru 276 intervale de decontare, în toate celelalte intervale de decontare valoarea prețului unic de dezechilibru fiind diferită de zero.

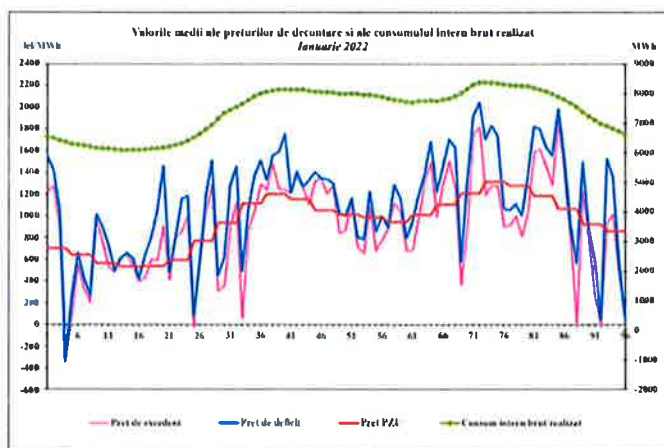


Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A. - prelucrare CMPEE

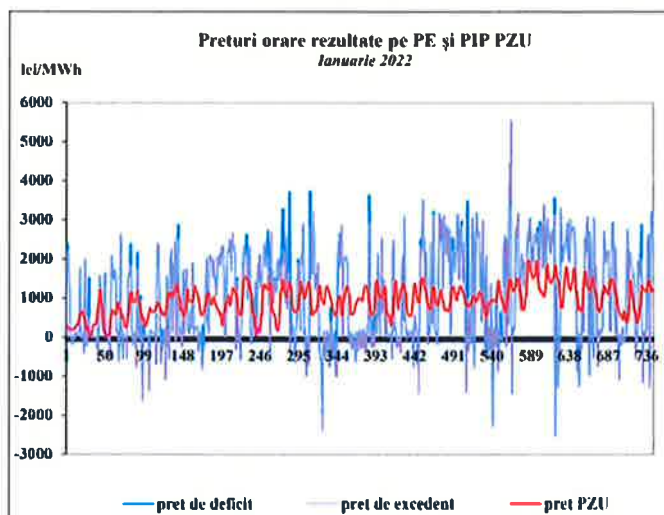


Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNETE Tranelectrica S.A. pe platforma EMFIP - prelucrare CMPEE

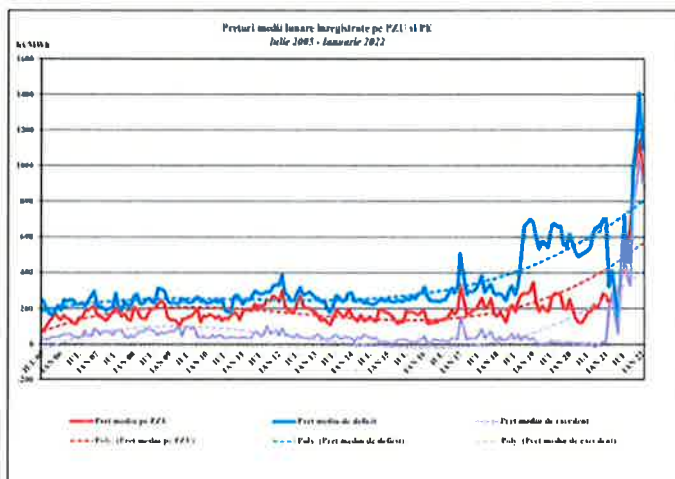
Elaborator:
S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax: 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTTE Transselectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. și informațiile publicate de CNTTE Transselectrica S.A. pe platforma EMFIP – prelucrare CMPEE



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM S.A. – prelucrare CMPEE

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

2.4.2. Metode de vânzare (strategia de marketing)

Valorificarea cantitatilor de energie electrica produsa de catre Centrala Electrica Fotovoltaica, precum si a capacitatii de stocare a energiei electrice incluse in proiect se va face prin urmatoarele mijloace:

- Piata angro interna din Romania:
 - ✓ Contracte de tip PPA negociate direct;
 - ✓ Pietele centralizate operate de catre OPCOM SA.
- Export;
- Vanzare catre clientul final pe piata cu amanuntul.

Piețele centralizate funcționale în prezent sunt:

- piața pentru ziua următoare (PZU) cu contraparte centrala OPCOM;
- 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);
- piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC);
- piața de energie electrică pentru clienții finali mari (PMC);
- Piața de echilibrare;
- Piața centralizată de servicii tehnologice de sistem (STS).

Includerea unitatii de stocare a energiei electrice de 4MW/4MWh in configuratia tehnica centralei electrice fotovoltaice propus de catre societatea Cis Gaz Proprietati S.R.L. va permite valorificarea mai buna a energiei, prin inmagazinarea ei in perioadele de varf de productie si vanzarea in perioadele de varf de consum (varf de dimineata si varf de seara), perioade in care pretul energiei electrice este mai mare.

Totodata unitatea de stocare a energie electrice va permite ofertarea de servicii tehnologice de sistem si energie electrica pe piata de echilibrare, avand posibilitatea de livrare de energie la solicitarea dispecerului energetic national (DEN), in acest caz contraparte fiind operatorul sistemului electric de transport, Transelectrica S.A.

2.4.3. Evaluarea potentialului solar

România dispune de o acoperire solară bună, având 210 zile însorite pe an și un flux anual de energie solară cuprinsă între 1,000 kWh/m²/an și 1,300 kWh/m²/an, în comparație cu alte țări din Europa. Conform hărții Solargis - „Potențialul de energie fotovoltaică”, România este împărțită în trei zone principale de însorire. Zona roșie, de aproximativ 1,387 kWh/mp/an și corespunde Olteniei, Munteniei, Dobrogei și sudului Moldovei. Zona galbenă, 1,168-1,241 kWh/mp/an, cuprinde regiunile carpatice și subcarpatice ale Munteniei, toată Transilvania, zona de mijloc și nord a Moldovei, Banat, iar zona albastră, 1,095-1,168 kWh/mp/an, regiunile montane.

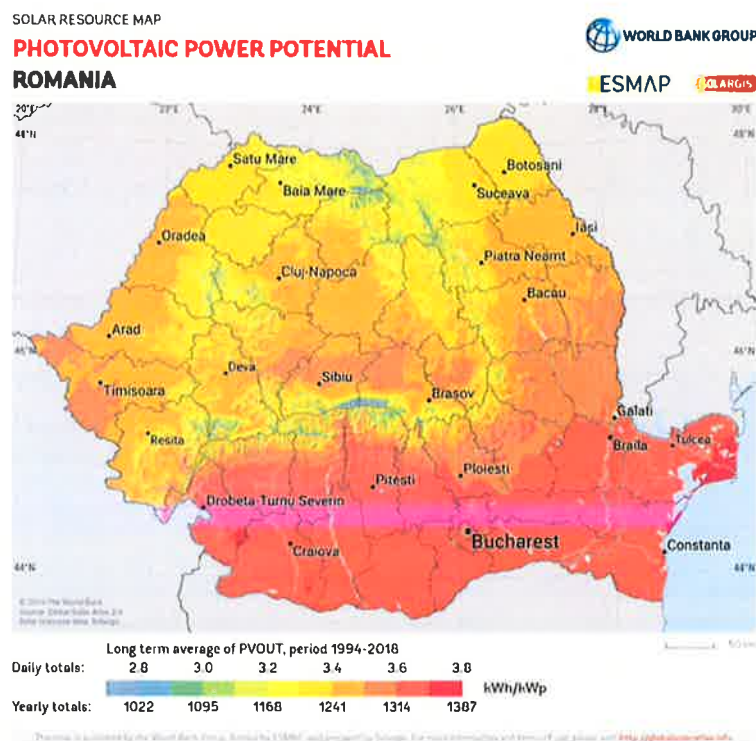


Figure 9 Harta potentialului solar al Romaniei

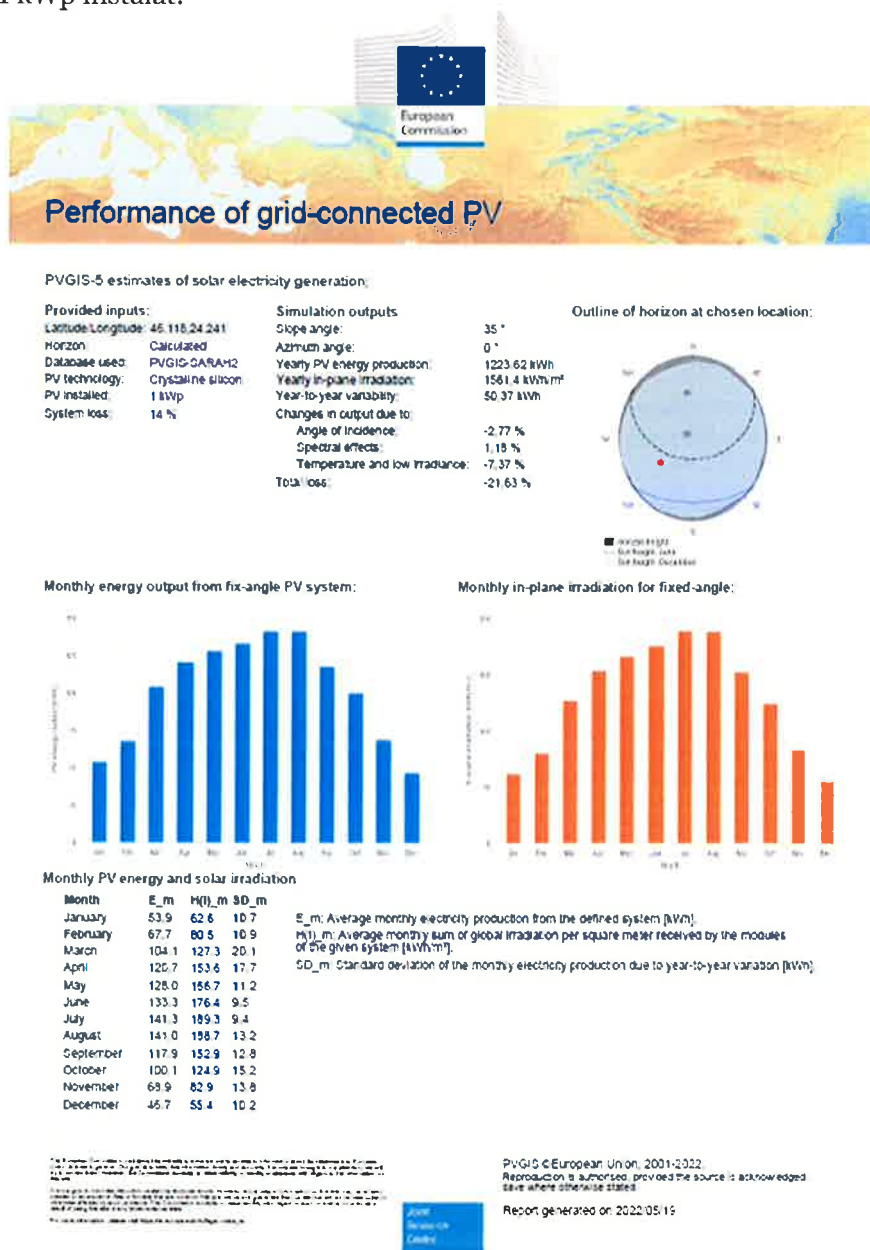
2.4.3.1. Productia specifica solara Copsa Mica

Pentru realizarea unei investiții într-un sistem fotovoltaic este bine să se aibă în vedere potențialul energetic al zonei. Studiind datele climatologice și meteorologice se va putea face o analiză pertinentă a acestui potențial. Aceste informații pot fi obținute prin cercetarea și evaluarea potențialului energetic al zonei folosind sistemul informatic geografic fotovoltaic (PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System – <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>). Comisia Europeană a inițiat un proiect prin care se identifică potențialul resurselor energetice regenerabile. În cadrul proiectului PVGIS s-au realizat hărți pe baza unui inventar de date privind energia solară și evaluarea resurselor de generare a energiei electrice și de la sistemele fotovoltaice din Europa, Africa și Asia de Sud-vest. Modelul de evaluare al producției de energie electrică solară PVGIS ține cont de o mulțime de factori de geometrie a traiectoriei solare, a reliefului și a factorilor meteorologici. PVGIS poate estima gradul de producție de energie electrică solară la o locație,

orientarea și înclinarea panourilor fotovoltaice. PVGIS evaluează temperatura panourilor fotovoltaice, folosind temperatura mediului ambiant, radiația directă, difuză și reflectată, dar și capacitatea panoului de a se răci, fără a lua în considerare viteza vântului.

Aceasta evaluare poate fi suficient de precisă pentru instalațiile fotovoltaice mici, pentru instalații fotovoltaice mai mari este indicată utilizarea unui software specializat pentru dimensionarea instalațiilor fotovoltaice, de exemplu PVSyst.

Conform PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), pentru locația aleasă în vederea dezvoltării centralei electrice fotovoltaice de la Copsa Mica rezulta o producție specifică de 1223 kWh pentru 1 kWp instalat.



Urmare simularii efectuate cu programul PVsyst V7.2.12, in vederea dimensionarii sistemului fotovoltaic, pentru configuratia aleasa de proiectant a rezultat o productie specifica de 1273 kWh/1kWp, utilizand panouri fotovoltaice monocristaline, Halfcut, cu eficienta de conversie mai mare de 21%.

Main results

System Production

Produced Energy

29301 MWh/year

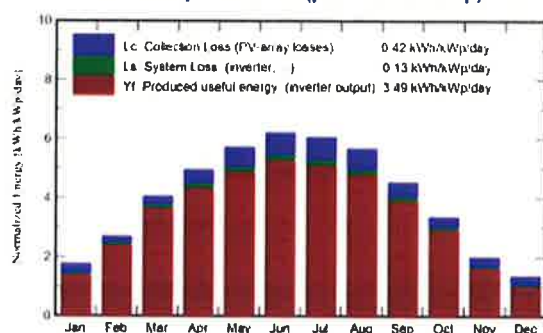
Specific production

1273 kWh/kWp/year

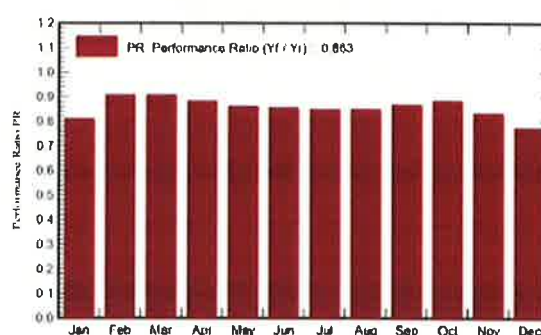
Performance Ratio PR

86.34 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	40.0	22.54	-2.60	54.8	48.3	1064	1024	0.812
February	59.1	29.52	-0.25	75.5	71.0	1634	1578	0.908
March	107.8	53.70	5.25	126.0	119.7	2723	2631	0.908
April	136.8	65.28	10.87	148.6	141.6	3130	3020	0.883
May	171.1	79.70	15.92	177.5	169.2	3650	3520	0.862
June	184.2	81.92	19.02	186.4	178.0	3809	3673	0.856
July	183.7	84.63	21.03	187.7	179.3	3803	3667	0.849
August	164.4	72.60	21.02	176.1	167.9	3573	3445	0.850
September	118.8	49.36	15.16	136.1	129.6	2822	2721	0.869
October	83.3	35.67	9.72	104.0	98.5	2195	2117	0.884
November	45.3	25.03	4.51	59.9	54.6	1195	1150	0.835
December	30.5	17.66	-0.78	42.3	35.9	788	754	0.775
Year	1324.9	617.60	9.96	1474.9	1393.5	30385	29301	0.863

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

2.4.4. Valorile indicatorilor de mediu asociati energiei electrice produse la nivel national

Introducerea sistemelor de productie a energiei regenerabile este o necesitate, datorită în principal:

- Scăderii rezervelor de combustibili fosili si cresterea preturilor acestora;
- Limitarea emisiilor de CO₂ în atmosferă, impuse prin protocoalele Uniunii Europene si a protocolului de la Kyoto, la care România a aderat;
- Atingerea obiectivelor UE privind productia de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva UE 2018/2021 a Parlamentului European si Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- Atingerea obiectivelor din Planul National Integrat în domeniul Energiei Regenerabile si Schimbărilor Climatice 2021 – 2030, aprobat prin HG nr.1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie al României;
- Atingerea obiectivelor asumate prin Planul National de Redresare si Reziliență privind productia de energie din surse regenerabile;
- Tendinței de crestere permanentă a preturilor la energie electrică si gaze în România si în lume.

Tinând cont de toate aspectele mai sus mentionate, legislatia europeană si natională încurajează producerea si consumul de energie regenerabilă, piata de desfacere a energiei fiind în continuă crestere.

Energia reprezinta o resursă indispensabilă desfășurării activitatii cotidiene, fie ca este vorba de populatie, fie că ne referim la operatorii economici. Astfel, cresterea amplă a preturilor acesteia în perioada recentă pe plan european este de natură să se răsfrângă mai devreme sau mai târziu asupra dinamicii preturilor de consum, majorarea generalizată a ratelor inflatiei la nivel comunitar putând semnaliza debutul unor astfel de ajustări. Totodată, au început să sporească preocupările cu privire la potentiale efecte pe termen mediu si lung ale acestor socuri, existând riscul dezancorării anticipatiilor privind inflatia ale agentilor economici si, respectiv, al unei redresări a activitatii economice într-un ritm mai putin alert.

Sectorul energetic reprezintă o sursa de poluare importanta, ca urmare a extractiei, prelucrării si arderii combustibililor fosili. În anul 2019, din arderea combustibilului pentru producerea de energie au rezultat circa 88% din emisiile totale la nivel national de NO_x, 90% din cele de SO₂ si 72% din cantitatea de pulberi în suspensie evacuate în atmosferă.

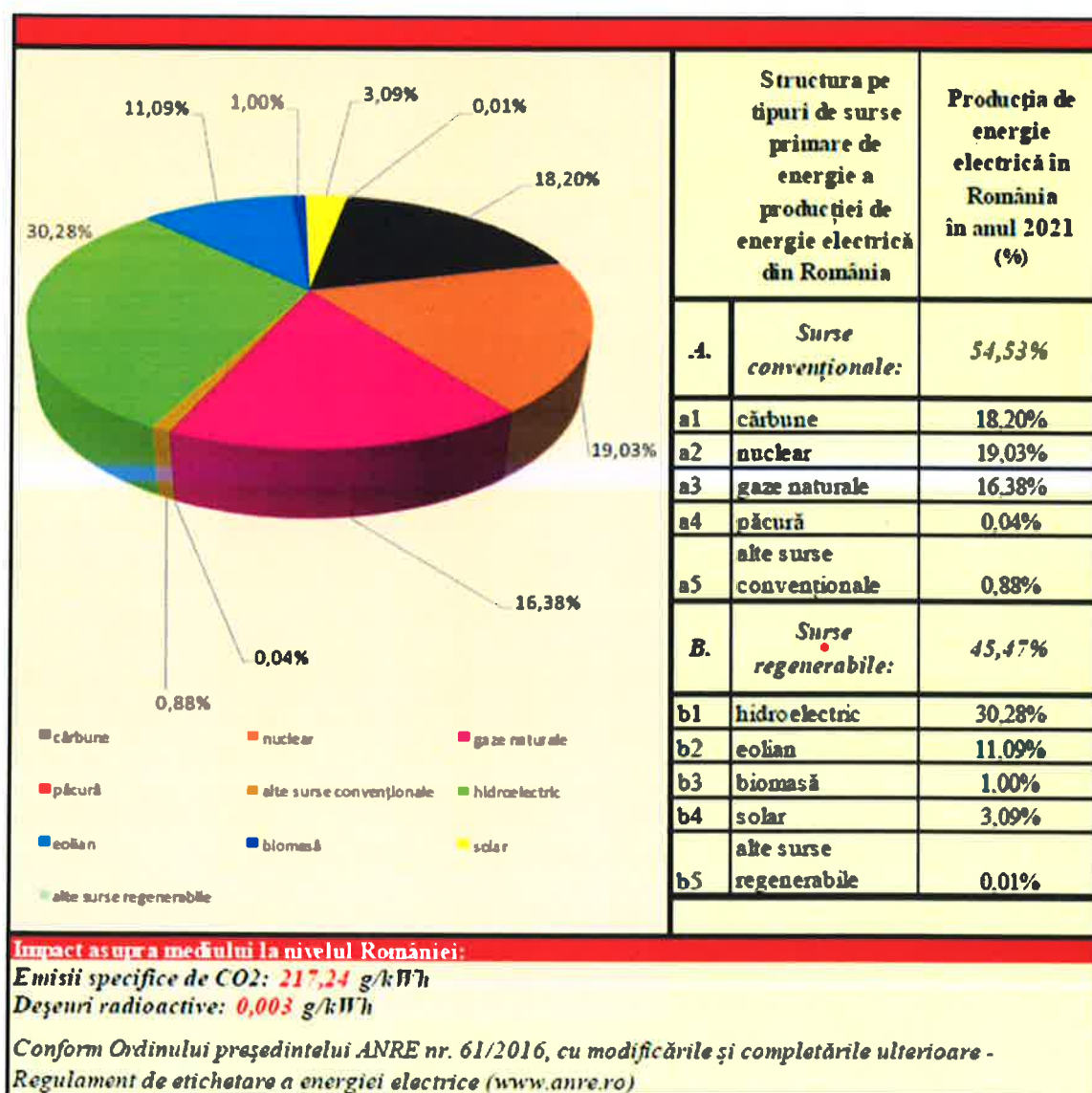
În România, productia de energie electrică este realizată cu tehnologii în mare parte vechi, puternic poluante.

Sistemele de conversie a surselor regenerabile de energie au o serie de calitati care le fac foarte atractive pentru producerea de energie electrică si/sau termică în zone încă neelectrificate si chiar pentru energetica mare, în sensul că sistemele de conversie a regenerabilelor de mari dimensiuni, legate la retea, pot avea o pondere importantă în balanta energetica.

În conformitate cu prevederile Regulamentului de etichetare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2016, cu modificările și completările ulterioare, pe baza declarațiilor producătorilor de energie electrică referitoare la cantitatea totală de energie electrică produsă s-a calculat structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie

electrică din România, prezentată mai jos – sursa Piata de energie electrica la luna decembrie 2021⁶

În anul 2021, valorile specifice medii la nivel național ale emisiilor de CO₂ și ale deșeurilor radioactive rezultate din producerea energiei electrice au fost de 217,24 g/kWh, respectiv de 0,003 g/kWh. Prin raportarea la aceste valori, furnizorii de energie electrică vor specifica în etichetele pe care le vor elabora dacă energia electrică pe care au furnizat-o clienților finali în anul 2021 a avut impact asupra mediului înconjurător sub/peste media națională.



⁶ Raport monitorizare piata de energie electrica – luna decembrie 2021, ANRE

Valorile specifice medii ale emisiilor de CO₂ pe tipuri de surse primare de energie, prezentate în tabelul următor, sunt determinate ca medie ponderată a emisiei specifice realizate și a energiei electrice produse de fiecare producător pe fiecare tip de sursă primară:

<i>Sursă primară de energie</i>	<i>Emisii specifice CO₂ [g/kWh]</i>
Cărbune	823,18
Gaze naturale •	384,19
Păcură	529,58
Alte surse convenționale	485,42
Surse regenerabile	0
<i>Media sectorială</i>	<i>217,24</i>

Sursele regenerabile de energie au doua calitati esentiale care le înscriu în strategia globală a dezvoltării durabile: au emisii zero si nu depind de o infrastructură de aprovizionare, adică se auto-generează. Biomasa este totusi o exceptie între cele 5 surse regenerabile de energie recunoscute ca atare: energia solară, energia vântului, energia hidroelectrică, biomasa si energia geotermală.

De asemenea, sursele regenerabile de energie sunt cele mai curate surse de energie din punct de vedere ecologic. În România, potentialul solar este suficient de bun pentru implementarea sistemelor de conversie a energiei solare, fie în energie electrică - aplicatii fotovoltaice, fie în energie termică aplicatii ale colectoarelor solare, pentru prepararea apei calde.

2.4.5. Necesitatea obiectivului de investiții

România are resursele necesare asigurării securității sale energetice și printr-un program de investiții publice coerent poate deveni furnizor regional de securitate energetică. Prioritatea zero la acest moment este valorificarea potențialului energetic prin investiții în infrastructura energetică strategică, utilizând eficient resursele financiare prevăzute în programele de investiții ale companiilor naționale și fondurile europene. Prioritățile se vor axa pe noi investiții care să asigure creșterea ponderii energiei curate în mixul energetic, mărirea procentelor energiilor verzi - eoliene și fotovoltaice - în mixul energiei electrice, stocarea la scară mare a energiei electrice etc., cu asigurarea respectării cerințelor Pactului Ecologic European. (*Planul National de Investitii si Relansare Economica*, Guvernul Romaniei, iulie 2020)

Tranziția energetică către emisii reduse de carbon în România se poate realiza prin sincronizarea inițiativelor private și publice.

Necesarul foarte mare de investiții în infrastructura energetică națională impune o diversificare a surselor de finanțare și o utilizare eficientă a noilor oportunități apărute la nivelul Uniunii Europene. Așadar, programele de investiții vor fi susținute din bugetele de investiții proprii ale companiilor, la care se adaugă fonduri europene nerambursabile, fondul de modernizare, fondurile disponibile în cadrul Pactului Ecologic European, precum și fonduri rambursabile. (*Planul National de Investitii si Relansare Economica*, Guvernul Romaniei, iulie 2020)

Contextul macroeconomic pe care îl traversăm este marcat de evenimente excepționale, care vor rămâne de referință pentru o lungă perioadă de timp - mai întâi pandemia de COVID-19, iar acum războiul din Ucraina, ambele cu implicații grave la nivelul societății, dar și al economiei globale. Ca răspuns la aceste provocări, au fost luate măsuri excepționale și au avut loc transformări majore în toate structurile administrative și de afaceri, multe dintre ele cu o viteză imposibil de imaginat anterior. În România, schimbări importante sunt așteptate și ca urmare a implementării Planului Național de Redresare și Reziliență (PNRR) și de parcursul către aderarea la Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE).

Tinand seama de:

- Aspectele prezentate în cadrul Capitolului 2.2, respectiv **strategia energetica a Uniunii Europene;**
- Aspectele prezentate în cadrul Capitolului 2.3.2, respectiv **strategia energetica a Romaniei;**
- Aspectele prezentate în cadrul Capitolului 2.4.1., respectiv **piata energiei electrice;**
- Aspectele prezentate în cadrul Capitolului 2.4.3, respectiv **evaluarea potentialului solar a locatiei investitiei;**
- Aspectele prezentate în cadrul Capitolului 2.4.4, respectiv **impactul asupra mediului asociat energiei electrice;**
- Faptul ca amplasamentul este localizat in orasul Copsa Mica, avand reputatia unei zone poluate, cauzata de cele doua fabrici din zona: Carbosin (deschisa din 1936 pana in 1993) si Sometra, poluare industriala care a compromis agricultura in zona respectiva, **proiectul introducand terenul neproductiv in circuitul economic,**

este evidenta necesitatea implementarii proiectului, avand ca rezultate reducerea impactului asupra mediului si cresterea eficientei energetice, context in care finantarea europeana este o necesitate.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Obiectivele generale ale investitiei constau in:

- Contributia la o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică si mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protective si pe imbunatatirea calitatii mediului;
- Contributia la atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind productia de energie din surse regenerabile prevazute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European si a Consiliului privind promovarea utilizarii energiei din surse regenerabile;
- Contributia la atingerea obiectivelor din Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat prin H.G. nr. 1.076/2021 privind ponderea globală de energie din surse regenerabile în consumul final brut de energie;
- Contributia la creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
- Contributia la creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară;
- Contributia la atingerea obiectivului privind neutralitatea climatica, prevazut in Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European si al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralitatii climatice si de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeana a climei"), referitor la asigurarea, pana cel tarziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile si absorbtile de gaze cu efect de sera care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încat sa se ajunga la zero emisii nete pana la acea data;
- Contributia la creșterea adecvanței Sistemului Energetic Național prin utilizarea de noi capacități de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie.

Obiectivele generale al proiectului vor fi realizat prin indeplinirea **obiectivelor specifice** ale proiectului, si anume:

- Instalarea unei capacitati operationale nou instalate de producere a energiei din surse regenerabile de **18 MW**, prin instalarea unei centrale fotovoltaice formată din 41.834,00 buc. panouri fotovoltaice de **550 W** din siliciu cristalin în sistem fix, cu o putere instalata maxima de 23,01 MWp;
- Integrarea unei capacitati de stocare de **4MWp/4 MWh** în sistem, formata din doua module de baterii, **avand fiecare o capacitate de stocare de 2.000 kWh**;
- Reducerea gazelor cu efect de seră prin scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră cu **11.400 to CO2**;
- Productia bruta de energie primară din surse regenerabile de **1.580,11 mii tep/an**;
- Productia totala de energie electrică din surse regenerabile de **369.114,18 MWh**.

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile	18,000 MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră	11.400 Echivalent tone de CO ₂
Indicatorul I.3	Producția brută de energie primară din surse regenerabile	1.580,11 Mii tep/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile	369.114,18 MWh

Notă: Indicatorul I.1 = Indicator comun legat de sprijinul acordat prin Mecanismul de redresare și reziliență, conform Regulamentului delegat (UE) 2021/2106.

Ipoteze luate în calcul

- Capacitate instalata in panouri fotovoltaice: 23,01 MWp;
- Capacitate instalata in invertoare: 18 MW;
- Cantitatea de energie electrica maximă estimata a fi produsa in primul an: 29.301 MWh (determinata cu programul PVSyst v. 7.2.12). La determinarea cantitatii de energie electrica pentru primul an s-a tinut seama de coeficientul de degradare a capacitatii de productie a panourilor fotovoltaice de 1,5% in primul an;
- Productia specifica de energie a centralei este de 1273 kWh/kW (raportat la puterea instalata de 23,01 MWp a panourilor fotovoltaice) conform raport PVSyst.

Definițiile indicatorilor și indicații privind cuantificarea acestora

Indicatorul I.1 = Capacitatea suplimentară instalată pentru energia din surse regenerabile datorită sprijinului acordat prin măsuri în cadrul mecanismului și care este operațională (și anume, conectată la rețea, dacă este cazul, și complet pregătită să producă energie sau care produce deja energie). Capacitatea de producție este definită drept „puterea electrică maximă netă”, astfel cum este definită de Eurostat.

Notă: La nivel de proiect, acest indicator reprezintă capacitatea nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile eolian și solar.

Formula de calcul: Capacitate nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile, exprimată în MW.

- **Indicator I1** - Capacitate operațională instalată de producere a energiei din surse regenerabile este 18 MW, puterea maximă netă instalata in invertoare; Puterea maximă netă reprezintă energia electrică maximă, considerată numai energie activă, care poate fi furnizată în mod continuu, cu toate instalațiile în funcțiune, la punctul de racordare la rețea (sursa:EUROSTAT). Ținând cont de capacitatea maximă instalată în invertoare de 18 MW se consideră capacitatea instalată a parcului ca fiind de 18MW. Detalierea calculului indicatorului este prezentată în tabelul de mai jos.

Indicatorul I.2 = Estimarea totală a scăderii anuale a cantității de emisii de gaze cu efect de seră la sfârșitul perioadei ca urmare a înlocuirii producției de energie care nu este din surse regenerabile cu producția de energie din surse regenerabile.

Formula de calcul: Cantitatea de emisii de gaze cu efect de seră, redusă ca urmare a instalării capacității noi de producere a energiei din surse regenerabile, considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de gaze cu efect de seră, în echivalent tone de CO₂.

Se calculează parcurgând următorii pași:

1. Se calculează producția anuală de energie electrică = capacitatea ce urmează a fi instalată din regenerabile* perioada de utilizare anuală (care să nu fie mai mică decât 1138 h/an pentru energie solară și 2100h/an pentru energie eoliană);
2. Se calculează cantitatea de emisii redusă: producția anuală de energie electrică se înmulțește cu factorul de emisiide CO₂ mediu ponderat la nivel național pentru surse fosile calculat pe baza datelor din raportul ANRE pentru anul 2020.

Factorul de emisii de CO₂ mediu ponderat la nivel național conform raportului ANRE pentru fiecare MWh din surse fosile este 0,6177 tone CO₂/MWh.

- **Indicator I2** - Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră cu o medie de 11.400 to CO₂ anual conform calculelor din tabelul de mai jos:

VENITURI DIN PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 1 implementare	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Producție energie electrică	Mwh/an	0	20.245	19.941	19.831	19.722	19.614	19.506	19.398	17.261	17.166
Factorul de emisii de CO ₂ mediu ponderat la nivel național	tone CO ₂ /MWh		0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177
Cantitate CO ₂ redusă	To/an	0	12.505	12.317	12.250	12.182	12.115	12.049	11.982	10.662	10.604
Scădere anuală estimată a gazelor cu efect de seră (media pe 20 de ani)	To/an	0	11.400								

VENITURI DIN PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ	Unit	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție energie electrică	Mwh/an	17.072	18.975	18.871	18.767	18.664	18.561	18.459	16.425	16.335	16.245	18.05
Factorul de emisii de CO ₂ mediu ponderat la nivel național	tone CO ₂ /MWh		0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,6177	0,617
Cantitate CO ₂ redusă	To/an	10.545	11.721	11.657	11.592	11.529	11.465	11.402	10.146	10.090	10.035	11.15

Indicatorul I.3 = Producția brută de energie (primară) din surse regenerabile (eolian și solar).

Metodologie de calcul: Producția de energie din surse regenerabile (eolian și solar) conform capacității instalate, monitorizată prin rapoartele anuale ale operatorilor înregistrați și statistici oficiale.

- **Indicator I3** - Producția brută de energie primară din surse regenerabile = 1.580,11, s-a determinat cantitatea medie de energie produsa anual (18.455,71 MWh/an), tinand seama de productia estimata pentru 20 ani (Indicator I4), care a fost impartita la 11,68. S-a considerat ca $1\text{tep} = 11,68 \text{ MWh}$; Detalierea calculului indicatorului este prezentată în tabelul de mai jos.

Indicatorul I.4 = Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (eolian și solar).

Formula de calcul: Producția anuală de energie electrică* durata de analiză (20 de ani).

- **Indicator I4** - Producția totală de energie electrică din surse regenerabile s-a calculat la valoarea de 369.114,18 MWh pe o perioadă de funcționare de 20 de ani. Pentru determinarea cantitatii de energie electrica ce urmeaza sa fie produsa in 20 ani s-au luat in considerare urmatoarele elemente:
 - ✓ Capacitatea de productie per 1 MWh conform PVSyst v. 7.2.12 = 1.273,00 MWh;
 - ✓ Capacitate maximă instalată în invertoare de 18 MW;
 - ✓ Degradarea anuala a capacitatii de productie a panourilor fotovoltaice de 1,5% în primul an și 0,55%/an în fiecare an pe perioada de operare (conform fisei tehnice a producatorului);
 - ✓ Un factor de disponibilitate anual al centralei de 95% cu excepția anilor în care se realizează reparații capitale și înlocuire când se estimează gradul de disponibilitate la 85%;
 - ✓ Randamentul instalației estimat la 93%, diferența de 7%, reprezentând consumuri proprii de energie.

Modalitatea de calcul a indicatorilor se prezintă în tabelul de mai jos.

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ		Unit	Anul 1	Anul 2	Anul 3	Anul 4	Anul 5	Anul 6	Anul 7	Anul 8	Anul 9	Anul 10
Producție per 1 MWh conform PVsyst v. 7.2.12	MWh/an	0	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice	MW	0	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PVsyst v. 7.2.12	MWh/an	0	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00
Capacitate maximă instalată în invertoare	MW	0	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Producție maximă în invertoare	MWh/an	0	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00
Producție maximă instalație (minim dintre producția în panouri și producția în invertoare)	MWh/an	0	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00
Disponibilitate instalație	%	0	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	85,00%	85,00%
Degradare anuală	%	0	0,00%	1,50%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%
Factor de degradare	%	0	100%	98,50%	97,96%	97,96%	97,42%	96,88%	96,35%	95,82%	95,29%	94,77%
Randamentul instalației	%	0	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.	MWh/an	0	20.244,52	19.940,85	19.831,18	19.722,11	19.613,63	19.505,76	19.398,48	19.261,07	17.166,14	
Capacitatea medie de energie produsă anual (media pe 20 de ani)	MWh/an	0	18.455,71									
Producția brută de energie primară din surse regenerabile	mii tep/an	0	1.580,11									
Producția totală de energie electrică din surse regenerabile (suma producției pe 20 de ani)	MWh	0	369.114,18									

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

PRODUCȚIA DE ENERGIE ELECTRICĂ		Unit	Anul 11	Anul 12	Anul 13	Anul 14	Anul 15	Anul 16	Anul 17	Anul 18	Anul 19	Anul 20	Anul 21
Producție per 1 MWh conform PVSyst v. 7.2.12		MWh/an	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00	1.273,00
Capacitate maximă instalată în panouri fotovoltaice		MW	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Producție maximă în panouri fotovoltaice conform PVSyst v. 7.2.12		MWh/an	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00	29.301,00
Capacitate maximă instalată în invertore		MW	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Producție maximă în invertore		MWh/an	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00
Producție maximă instalatie (minim dintre producția în panouri și producția în invertore)		MWh/an	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00	22.914,00
Disponibilitate instalație		%	85,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	95,00%	85,00%	85,00%	85,00%	95,00%
Degradare anuală		%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%	0,55%
Factor de degradare		%	94,25%	93,73%	93,21%	92,70%	92,19%	91,69%	91,18%	90,68%	90,18%	89,68%	89,19%
Randamentul instalației		%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
TOTAL PRODUCȚIE ANUALĂ ESTIMATĂ DE ENERGIE EL.		Mwh/an	17.071,72	18.975,22	18.870,85	18.767,06	18.663,85	18.561,19	18.459,11	16.425,21	16.334,87	16.245,03	18.056,35

Realizarea obiectivului de investitie propus va fi o lucrare de importanta majora in zona. Totodata reprezintă si o lucrare de importantă majoră pentru beneficiar, S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L., pentru Localitatea Copsa Mica si asezările umane învecinate, contribuind in mod direct la dezvoltarea economică a zonei si la reducerea impactului asupra mediului.

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

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

Pentru realizarea centralei fotovoltaice din Localitatea Copsa Mica, judetul Sibiu, s-au studiat două variante tehnologice de realizare a centralei fotovoltaice cea pusă la dispoziție de beneficiar în sistem mobil și o variantă cu sistem fix de prindere a modulelor fotovoltaice, în funcție de suprafața terenului de 200.231,00 mp. Cele două scenarii sunt prezentate, conform datelor furnizate de către beneficiar, în tabelul de mai jos:

Scenariul	Tehnologia panourilor	Puterea (MW)	Suprafata teren (mp)	Costurile investitiei (RON, exclusive TVA)	Productia anuala de energie conform PVSyst
Scenariul A	Siliciu cristalin in sistem fix	18	200.231	83.378.705,30	29,301 GWh/an
Scenariul B	Siliciu cristalin in sistem de urmarire a soarelui cu tracker rotative	18	200.231	93.237.289,20	29,001 GWh/an

3.1. Particularități ale amplasamentului

a) descrierea amplasamentului localizare

Amplasamentul propus pentru realizarea obiectivului de investiții este situat în intravilanul localității Copsa Mica, județul Sibiu, pe următoarele terenuri, identificate cu Carte Funciara:

- CF 101012, CAD 101012, teren în suprafața de 64.501,00 mp, în proprietatea conform CF anexat, teren intravilan, categoria de folosință: curți-construcții;
- CF 101011, CAD 101011, teren în suprafața de 64.500,00 mp, în proprietatea conform CF anexat, teren intravilan, categoria de folosință: curți-construcții;
- CF 100494, CAD 100494, teren în suprafața de 71.230,00 mp, în proprietatea conform CF anexat, teren intravilan, categoria de folosință: curți-construcții.

Amplasamentul proiectului nu se află în zona de protecție a unui monument istoric sau sit arheologic.

În prezenta documentație au fost tratate exclusiv suprafețele aflate în administrarea beneficiarului, fiind exceptate zonele aflate în administrarea altor instituții și proprietăți private.

Terenul nu face parte din nici una din categoriile următoare:

- terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat de fertilitate a solului și biodiversitate sub pământ, astfel cum se menționează în studiul LUCAS al UE;
- terenurile verzi cu o valoare recunoscută a biodiversității ridicate și terenurile care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (flora și fauna) enumerate pe Lista roșie europeană sau pe lista roșie a IUCN;
- terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate a fi acoperite de arbori.

Istoricul amplasamentului si situatia actuală

Pe amplasamentul studiat a activat întreprinderea Carbosin, o întreprindere românească producătoare de negru de fum. Carbosin a fost unul dintre cei mai mari poluatori industriali din istoria României, lăsând urme de cenusă pe case, arbori, animale si orice alt obiect din zonă, urme care sunt vizibile si astăzi. În cadrul perimetrului a existat o platformă industrială complexă, cuprinzând clădiri înalte, platforme betonate, drumuri si căi ferate, rezervoare de dimensiuni mari, bataluri de decantare, halde de zgură si o retea foarte dezvoltată de utilități îngropate.

În prezent, cea mai mare parte a clădirilor din platforma industrială au fost demolate, doar 10% dintre acestea fiind încă în picioare. Demolările au afectat doar partea superioară a clădirilor, zonele de platformă si constructiile subterane (subsoluri, rezervoare subterane, tuneluri, retele de utilități) regăsindu-se în loc. Halda de zgură se regăsește de asemenea în loc, nefiind dezafectată. Latura nordică a perimetrului este traversată de o conductă de transport gaze naturale activă.

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

Accesul la teren se realizeaza de pe DE (nord proprietate), prin intermediul acceselor auto si pietonale propuse, drum care face legatura cu rețeaua stradala a localitatii Copsa Mica.

Zona amplasamentului este reprezentată de fosta platforma industrială Carbosin. Viitoarele lucrări de constructii se vor învecina cu conducta de transport gaze naturale identificată în partea nordică a amplasamentului.

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

- la NORD: DE cu legatura la rețeaua stradala a localitatii
- la SUD: Teren proprietate privata + constructii
- la EST: Teren proprietate privata + constructii
- la VEST: Teren proprietate privata + constructii

d) surse de poluare existente în zonă

Poluarea si alte efecte negative: lucrările si măsurile prevăzute în proiect nu vor afecta semnificativ factorii de mediu (aer, apă, sol, așezări umane), si anume:

- apele menajere generate în timpul realizării proiectului vor fi colectate într-un grup sanitar ecologic si evacuate într-o statie de epurare autorizată;
- utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice având verificarea periodică stabilită prin lege la zi, repararea acestora în unități service specializate si întreținerea acestora în conditii optime de functionare conduce la un nivel al emisiilor si zgomotului sub limita admisă de legislatia în vigoare;
- utilizarea unor echipamente optimizate din constructie pentru un zgomot minim conduce la un nivel al zgomotului sub limita admisă de legislatia în vigoare.

Nu au fost identificate surse existente de poluare în zonă. Pentru prevenirea eventualelor poluări accidentale, beneficiarul va asigura toalete ecologice pentru personalul propriu, Inginer, Autoritate Contractantă si vizitatori, în fiecare locatie unde lucrează, si va mentine aceste toalete în conditii de igienă adecvate tot timpul. Toaletele ecologice vor fi agrementate astfel încât să nu

se producă în nici un fel contaminarea zonelor în care sunt amplasate. După terminarea lucrărilor sau partilor de lucrari, toaletele vor fi îndepărtate iar zona va fi adusa la starea initiala.

Titularul autorizatiei de construire are obligatia de a avea un plan de gestionare a deseurilor rezultate din activități de constructie si desfiintari, prin care se instituie sisteme de demolare selectiva, sortare, reutilizare pe amplasament si/sau predare catre operatori autorizati a deseurilor rezultate, astfel încât să asigure atingerea unui nivel de pregătire pentru reutilizare, reciclare si alte operatiuni de valorificare materiala, inclusiv prin operatiuni de umplere rambleiere, de minimum 70% din masa deseurilor nepericuloase provenite din activitățile autorizate (O.U.G. nr. 9212021, art. 17, alin. 4 si 7).

Dupa realizarea obiectivului de investitii, constructorul va dezafecta lucrarile provizorii si va degaja zona de materiale folosite sau rezultate si de alte lucrări provizorii, suprafata de teren vizata va fi adusa la forma initiala.

e) date climatice și particularități de relief

Zona studiata se găseste pe valea râului Târnava Mare care la rândul ei este situată în interiorul arcului carpatic si este influentată în special de actiunea ciclonilor din nordul Oceanului Atlantic (în drumul către estul si sud-estul Europei) si de influenta invaziilor de aer polar din zona nordică. Ca urmare, clima regiunii este dominată de actiunea vânturilor vestice (vânturi de gradient si vânturi geostrofice) si este în general mai răcoroasă si mai umedă.

Din punct de vedere al conditiilor meteorologice, pentru caracterizarea zonei Copsa Mică, se folosesc datele provenite de la statia Dumbrăveni.

Temperatura medie anuală este de 8,4°C. Luna cea mai caldă este iulie când temperatura medie se situează în jurul valorii de 19°C. Luna cea mai rece este ianuarie, când temperaturile medii lunare se situează în jurul valorii de -4°C.

Adâncimea maximă de înghet este de $h = 80-90$ cm (STAS 6054/77).

Precipitatiile variaza între 550 mm pe an în partea de vest si 1000-1200 mm pe an. Vânturile predominante sunt cel de vest si nord-vest, cu intensitate si frecvență mijlocie.

f) existența unor:

- rețele edilitare în amplasament care ar necesita relocare/protejare, în măsura în care pot fi identificate;
 - ✓ În zona studiată, există rețele de apă, canalizare, gaze, energie electrică, telecomunicatii, termoficare, dar lucrările propuse nu interferează cu acestea, drept urmare nu au putut fi identificate rețele pe amplasamentele propuse ce ar putea necesita relocări sau protejări. Dacă la momentul executiei lucrărilor se vor întâlni astfel de rețele edilitare se va convoca proiectantul general în vederea stabilirii măsurilor necesar a fi luate.
- posibile interferențe cu monumente istorice/de arhitectură sau situri arheologice pe amplasament sau în zona imediat învecinată; existența condiționărilor specifice în cazul existenței unor zone protejate sau de protecție;
 - ✓ Amplasamentul propus pentru executia investitiei nu intersectează zone de protectie a monumentelor istorice.

- terenuri care aparțin unor instituții care fac parte din sistemul de apărare, ordine publică și siguranță națională;
 - ✓ Nu e cazul.

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

i. date privind zonarea seismică

Din punct de vedere seismic conform SR 11100-1/93, zona studiată se situează în interiorul izoliniei de gradul 71, pe scara MSK, unde indicele 1 corespunde unei perioade de revenire de 50 ani (minimum).

Conform reglementării tehnice „Cod de proiectare seismică - Partea I - Prevederi de proiectare pentru clădiri, indicativ P 100 / 1 – 2013”, teritoriul cercetat se situează în zona cu valoarea de vârf a accelerației terenului $a_g=0.20g$, pentru cutremure cu intervalul mediu de recurență IMR 225 ani și 20% probabilitate de depășire în 50 ani.

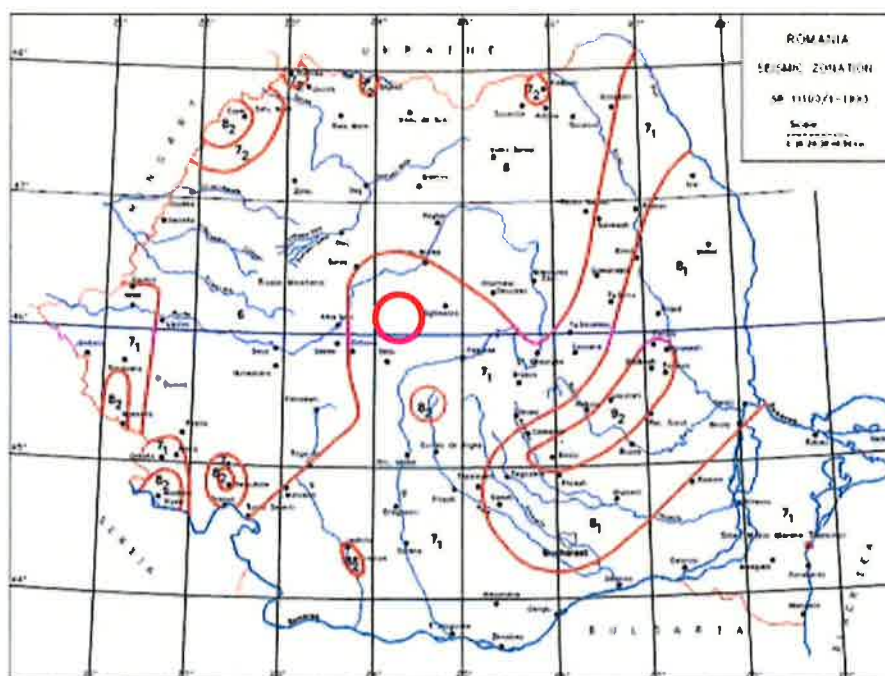


Fig. 2 – Romania – Seismic Zonation Map SR 11100/1-1993.

Figure 10 Zonarea macroseismică conform SR 11100-1/ 93

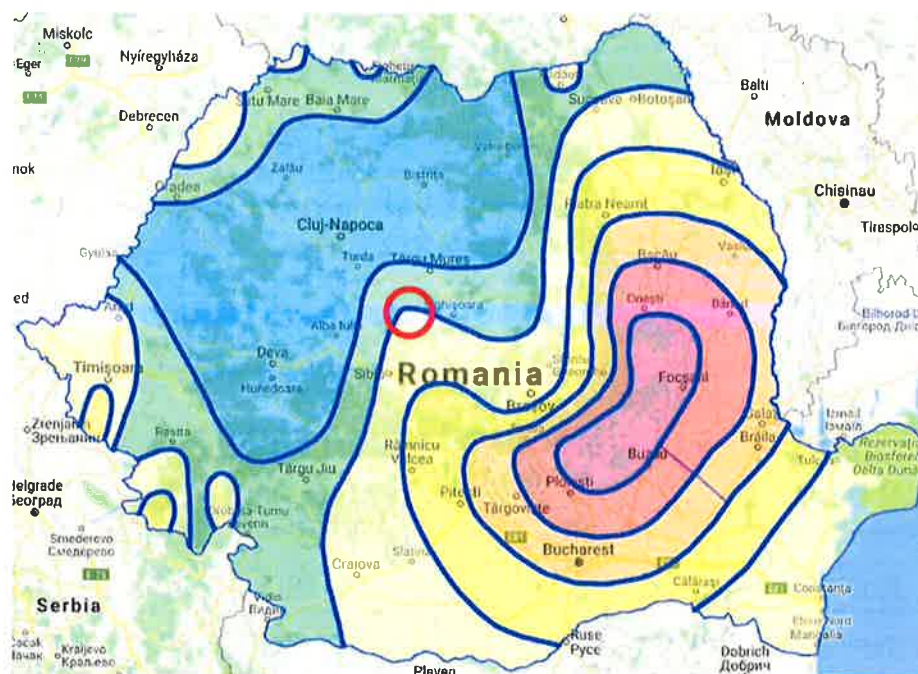


Figure 11 Zonarea valorilor de vârf ale acceleratiei terenului pentru proiectare $a_g=0.20g$ cu $IMR=225$ ani si 20% probabilitate de depășire în 50 ani

Conform zonării teritoriului României în termeni de perioadă de control (colt) T_c a timpului de răspuns, perimetrul cercetat are coeficientul $T_c=0.7$ sec.

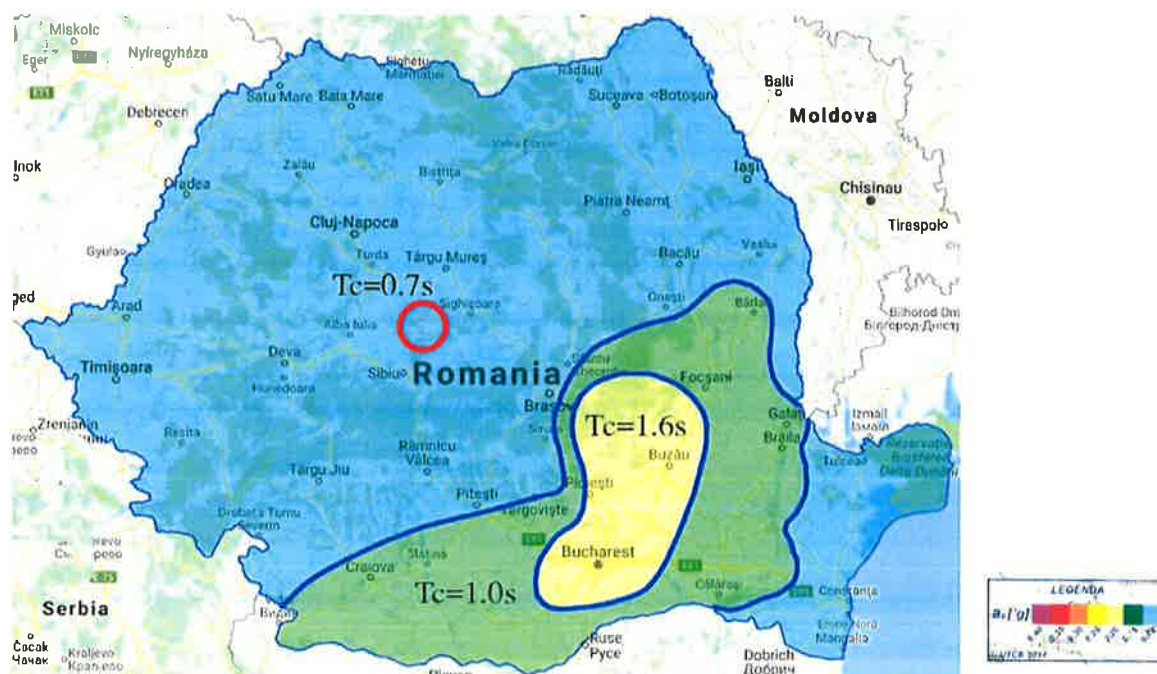


Figure 12 Perioada de colt $T_c = 0.7$ sec.

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

Peisajul în zonă este puternic antropizat. În zona se regăsesc ruinele fabricii de negru de fum Carbosin. În partea de nord a perimetrului a fost amenajat un dig de protecție. Zona este înconjurată de dealuri, însă perimetrul de interes nu prezintă variații de relief semnificative, având o topografie relativ plană.

Din punct de vedere geologic, în zona aflorează depozite cuaternare cu nisipuri, nisipuri prăfoase și argile.

Din punct de vedere hidrogeologic, apele subterane prezente în arealul studiat includ atât ape freatice, cât și ape de adâncime. Apa Târnavei Mari, infiltrată în depozitele grosiere ale teraselor și în cele de luncă, împreună cu scurgerea de pe versanți și cu apa din precipitații infiltrată, asigură debite bogate ale apelor freatice din zonă. În forajele geotehnice executate, NU a fost întâlnit nivelul acvifer.

iii. date geologice generale

Din punct de vedere geologic, formațiunile cele mai întâlnite în zona investigată, sunt cele ce aparțin Holocenului Superior, depozite aluvionare formate din pietrisuri și argile nisipoase în substratul albiei. Formațiunile cuaternare au grosimi reduse și sunt așezate pe complexul Panonian. Acest complex debutează cu un strat de câțiva centimetri de tuf cenușiu, însoțit întotdeauna de argile foioase care stau pe un pachet de argile marnoase cenușiu-albastrii, uneori rubanate, cu lamine albe de CaCO_3 . În zona Copsa Mică, deasupra acestui orizont se întâlnesc aproximativ 200 m de nisipuri cu intercalatii de argile marnoase și calcare marnoase.

Cadrul geomorfologic, hidrografic și hidrogeologic

Din punct de vedere morfologic zona studiată se încadrează în unitatea Podisul Târnavelor, subdiviziune a Depresiunii Colinare a Transilvaniei.

Din punct de vedere hidrografic, zona este situată în bazinului hidrografic al Muresului, la sud de Râul Târnavă Mare.

Din punct de vedere hidrogeologic, apele subterane prezente în arealul studiat includ atât ape freatice, cât și ape de adâncime. Apa Târnavei Mari, infiltrată în depozitele grosiere ale teraselor și în cele de luncă, împreună cu scurgerea de pe versanți și cu apa din precipitații infiltrată, asigură debite bogate ale apelor freatice din zonă.

În forajele geotehnice executate, NU a fost întâlnit nivelul acvifer.

Clima

Zona investigată se găsește pe valea râului Târnavă Mare care la rândul ei este situată în interiorul arcului carpatic și este influențată în special de acțiunea ciclonilor din nordul Oceanului Atlantic (în drumul către estul și sud-estul Europei) și de influența invaziilor de aer polar din zona nordică. Ca urmare, clima regiunii este dominată de acțiunea vânturilor vestice (vânturi de gradient și vânturi geostroifice) și este în general mai răcoroasă și mai umedă.

Din punct de vedere al condițiilor meteorologice, pentru caracterizarea zonei Copsa Mică, se folosesc datele provenite de la stația Dumbrăveni.

Temperatura medie anuală este de 8,4°C. Luna cea mai caldă este iulie când temperatura medie se situează în jurul valorii de 19°C. Luna cea mai rece este ianuarie, când temperaturile medii lunare se situează în jurul valorii de -4°C.
 Adâncimea maximă de înghet este de $h = 80-90$ cm (STAS 6054/77).

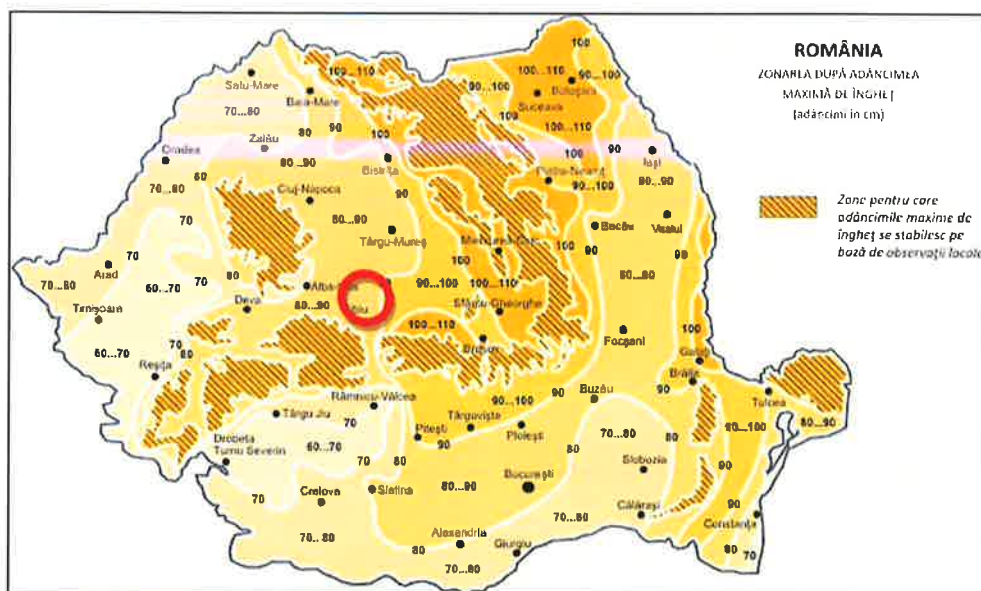


Figure 13 Adâncimea maximă de înghet (STAS 6054/77)

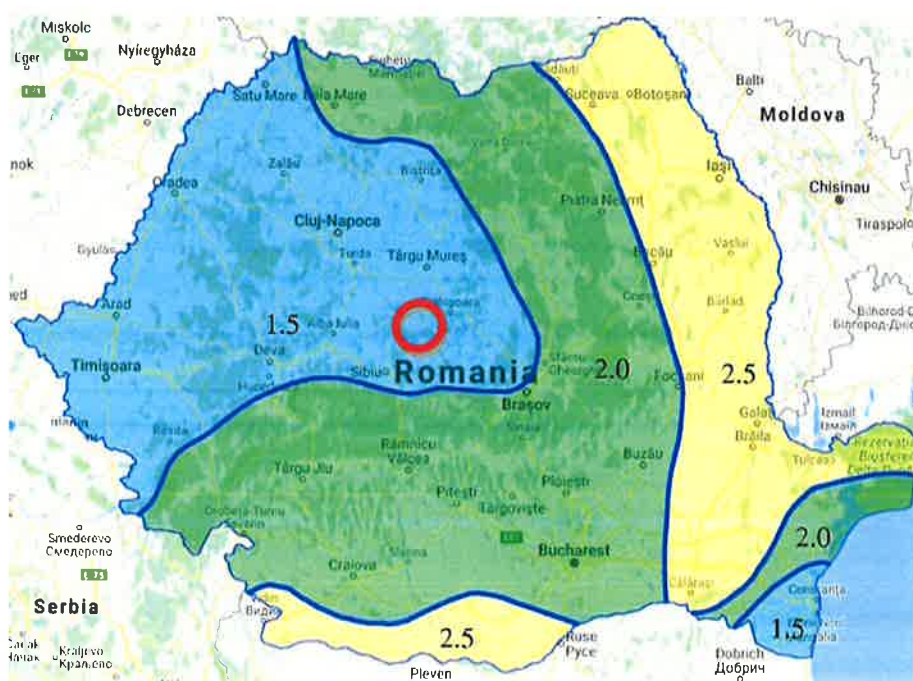
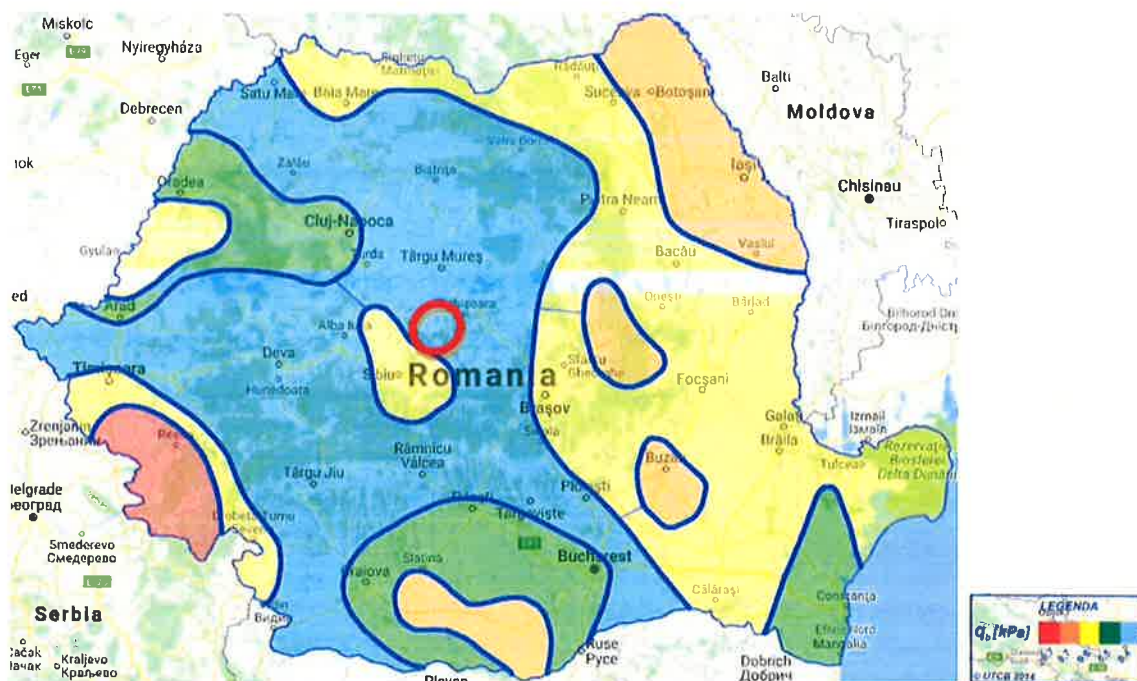


Figure 14 Harta de zonare a încărcărilor din zăpadă pe sol conform CR – 1 – 1- 3/2012



**Figure 15 Harta de zonare a presiunii dinamice a vântului conform
CR – 1 – 1- 3/2012**

Conform Cod de proiectare – Evaluarea acțiunii vântului asupra construcțiilor Indicativ CR-1-1-4/2012, valoarea de referință a presiunii dinamice a vântului este $q_b = 0.4 \text{ kPa}$ având IMR = 50 ani.

Conform Cod de proiectare – Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor, indicativ CR-1-1-3/2012, valoarea caracteristică a încărcării din zăpadă pe sol este $s_k = 1.5 \text{ kN/m}^2$.

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

Prezentarea lucrărilor de teren efectuate

Pentru stabilirea caracteristicilor geotehnice și a litologiei terenului de fundare în zonă s-a executat o prospectiune geologo-geotehnică de mare detaliu, s-au consultat lucrările de specialitate și documentațiile elaborate anterior în zonă și s-au executat o investigație geomagnetică și 20 de foraje geotehnice până la adâncimi de 6 m, din care au fost colectate probe tulburate și netulburate. Probele colectate au fost supuse analizelor de laborator. Amplasarea în teren a lucrărilor geotehnice executate este conform planului de amplasament.

Metodele, utilajele si aparatura folosite

Pentru realizarea forajelor au fost folosite utilaje motorizate de foraj „Stihl”, cu sape de 120 si 150 mm în diametru.

Datele calendaristice între care s-au efectuat lucrările de teren

Perioada de executie a lucrărilor de cercetare geotehnică (Aprilie 2022) se poate considera normală din punct de vedere al precipitațiilor față de mediile anuale obisnuite.

Stratificatia pusă în evidență

Stratificatia interceptată de forajele geotehnice executate este prezentată în continuare.

Forajul F1 - 513622.16 (N), 441249.11 (E)

0,00 – 1,00 m	Umpluturi din bucăți de beton si cărămizi
1,00 – 3,40 m	Nisip prăfos gălbui
3,40 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă

Forajul F2 - 513526.91 (N), 441266.88 (E)

0,00 – 1,30 m	Umpluturi din bucăți de beton si cărămizi
1,30 – 3,00 m	Nisip prăfos gălbui
3,00 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă

Forajul F3 - 513418.26 (N), 441296.75 (E)

0,00 – 1,00 m	Umpluturi cu resturi de cărămizi
1,00 – 6,00 m	Nisip cu rar pietris

Forajul F4 - 513658.51 (N), 441353.57 (E)

0,00 – 1,00 m	Umpluturi din bucăți de beton si cărămizi
1,00 – 3,10 m	Nisip prăfos gălbui
3,10 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă

Forajul F5 - 513555.83 (N), 441373.42 (E), cota 285,5 m

0,00 – 0,40 m	Umpluturi îmbibate cu substante petroliere
0,40 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic consistentă si vârtoasă

Forajul F6 - 513461.78 (N), 441426.61 (E), cota 286,2 m

0,00 – 0,20 m	Umpluturi cu resturi de cărămizi
0,20 – 6,00 m	Nisip cu rar pietris

Forajul F7 - 513658.78 (N), 441486.89 (E), cota 285,8 m

0,00 – 0,30 m	Sol vegetal cu umpluturi, îmbibat cu substante petroliere
0,30 – 2,00 m	Nisip prăfos cafeniu-gălbui
2,00 – 6,00 m	Argilă cenusie, cu pete roscate, plastic vârtoasă

Forajul F8 - 513588.11 (N), 441451.44 (E), cota 285,8 m

0,00 – 0,30 m	Umpluturi îmbibate cu substante petroliere
0,30 – 2,70 m	Nisip prăfos cafeniu-gălbui
2,70 – 6,00 m	Argilă cenusie, cu pete roscate, plastic vârtoasă

Forajul F9 - 513436.65 (N), 441504.95 (E)

0,00 – 1,00 m	Umpluturi cu resturi de cărămizi
1,00 – 5,00 m	Nisip cu rar pietris
5,00 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă

Forajul F10 - 513317.31 (N), 441523.77 (E)

0,00 – 1,00 m	Umpluturi
1,00 – 3,00 m	Nisip prăfos

3,00 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă
Forajul F11 - 513647.03 (N), 441553.11 (E)	
0,00 – 0,30 m	Sol vegetal cu umpluturi, îmbibat cu substante petroliere
0,30 – 1,80 m	Nisip prăfos cafeniu-gălbui
1,80 – 6,00 m	Argilă cenusie, cu pete roscate, plastic vârtoasă
Forajul F12 - 513574.55 (N), 441611.02 (E), cota 286,2 m	
0,00 – 1,50 m	Umpluturi
1,50 – 2,50 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă, contaminate
2,50 – 3,50 m	Nisip si nisip argilos cenusiu, contaminat
3,50 – 6,00 m	Nisip argilos si argilă prăfoasă cenusie, cu pete roscate, plastic consistentă si plastic vârtoasă
Forajul F13 - 513500.62 (N), 441659.69 (E)	
0,00 – 1,20 m	Umpluturi
1,20 – 2,60 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă, contaminate
2,50 – 3,90 m	Nisip si nisip argilos cenusiu, contaminat
3,90 – 6,00 m	Nisip argilos si argilă prăfoasă cenusie, cu pete roscate, plastic consistentă si plastic vârtoasă
Forajul F14 - 513347.66 (N), 441642.78 (E)	
0,00 – 1,00 m	Umpluturi
1,00 – 2,80 m	Nisip prăfos
2,80 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă
Forajul F15 - 513373.16 (N), 441752.94 (E), cota 286,7 m	
0,00 – 1,00 m	Umpluturi
1,00 – 2,80 m	Nisip prăfos
2,80 – 6,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă
*Forajul F16 - 513543.87 (N), 441785.47 (E)	
0,00 – 6,00 m	Umpluturi (zgură)
Forajul F17 - 513555.98 (N), 441908.60 (E)	
0,00 – 0,50 m	Umpluturi
0,50 – 3,00 m	Nisip gălbui cu liant argilos
3,00 – 4,00 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă
4,00 – 6,00 m	Nisip argilos cenusiu, plastic consistent
Forajul F18 - 513392.75 (N), 441868.19 (E), cota 286,5 m	
0,00 – 1,00 m	Umpluturi formate din resturi de cărămizi, resturi de ciment si sol
1,00 – 2,70 m	Nisip prăfos gălbui
2,70 – 6,00 m	Argilă cenusie, cu pete roscate, plastic vârtoasă
Forajul F19 - 513516.92 (N), 442023.51 (E), cota 285,8 m	
0,00 – 2,50 m	Argilă cafenie
2,50 – 3,30 m	Nisip gălbui cu liant argilos
3,30 – 4,20 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă
4,20 – 6,00 m	Nisip argilos cenusiu, plastic consistent
Forajul F20 - 513396.58 (N), 442050.70 (E)	
0,00 – 1,00 m	Umpluturi
1,00 – 2,00 m	Argilă cafenie
2,00 – 3,30 m	Nisip gălbui cu liant argilos
3,30 – 4,20 m	Argilă cenusie, plastic vârtoasă
4,20 – 6,00 m	Nisip argilos cenusiu, plastic consistent



Figure 16 Forajul F5

Adâncimea si sistemul de fundare recomandat

- Solutiile de fundare recomandate pentru clădiri
 - ✓ Adâncimea de fundare recomandată este începând cu $D_f = 1,00$ m.
 - ✓ Strat de fundare recomandat: argilă cenusie plastic vârtoasă, nisip prăfos gălbui.
 - ✓ Se recomandă un sistem de fundare directă, pe teren natural, după înlăturarea stratului de umpluturi antropice.
- Solutiile recomandate pentru structurile de suport ale panourilor fotovoltaice si drumurile de acces

Terenul este dominat atât de umpluturi, cât si de constructii masive cu dezvoltare în suprafată (platforme betonate, drumuri betonate) si în subteran (subsoluri ale fostelor clădiri, rezervoare subterane, sisteme avariate de scurgere a apelor, rețele de utilități). Aceste structuri ating adesea adâncimi de 5 m.

Luând în considerare contextul actual al constitutiei terenului, pot fi considerate două optiuni ca si sisteme de fundare:

1. Desfiintarea tuturor structurilor îngropate, înlăturarea tuturor umpluturilor până la terenul natural si umplerea gropilor astfel obtinute cu umpluturi ce vor fi depuse în straturi elementare de 0,50 m si compactate cu cilindru compactor cu cel puțin 3 treceri succesive pe câte două directii transversale. Terasamentul astfel construit se va edifica până la o cotă cu 0,30 m deasupra terenului natural, pentru a se evita riscul la inundatii în perioadele ploioase. Platforma obtinută va avea un grad de compactare de 90%. Suprafata astfel obtinută va putea fi utilizată pentru fundarea structurilor de sustinere ale panourilor prin fundări directe sau indirecte.
2. Desfiintarea clădirilor încă existente în amplasament, înlăturarea grămezilor de moloz si a haldelor de zgură, instalarea unei perne constituită din material grunjos (pietris, piatră spartă, materiale de constructii concasate) cu o grosime de minim 0,30 m pe toată suprafata pe care urmează a se instala panouri fotovoltaice si compactarea acestora cu cilindru compactor. Se va asigura un grad de compactare de 90%. Pe suprafata platformei astfel obtinute se vor aseza blocuri de beton de care se vor ancora structurile de sustinere a panourilor fotovoltaice.

În cazul ambelor scenarii, santul ce străbate amplasamentul pe directia N-S în zona centrală a acestuia va fi canalizat sau tubat, astfel încât să deservească în continuare ca solutie de evacuare a apelor pluviale ce sunt drenate din perimetru.

Evaluarea presiunii conventionale de bază

Presiunea conventională pentru straturile de fundare recomandate si lătimi ale fundatiei $B = 1.00$ m, adâncimea de fundare $D_f = 2.00$ m, conform NP 112/2014 anexa D este: $P_{conv} = 180$ kPa.

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

Conform prevederilor Legii nr. 575/2001- Lege privind aprobarea Planului de amenajare a teritoriului national – Sectiunea a V-a, zone de risc natural, publicată în MO nr. 726/2001, pentru amplasamentul situat în localitatea Copsa Mică, riscul poate fi cauzat de cutremurele de pământ datorită situării în zona cu intensitate seismică de gradul 7.

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

Din punct de vedere hidrogeologic, apele subterane prezente în arealul studiat includ atât ape freatice, cât si ape de adâncime. Apa Târnavei Mari, infiltrată în depozitele groiere ale teraselor si în cele de luncă, împreună cu scurgerea de pe versanti si cu apa din precipitații infiltrată, asigură debite bogate ale apelor freatice din zonă.

În forajele geotehnice executate, NU a fost întâlnit nivelul acvifer.

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

Lucrările proiectate în prezenta documentatie, în conformitate cu H.G. nr. 766/21.11.1997, se încadrează în categoria C de importantă, adica lucrari de importanta normală.

Informatii generale referitoare la instalatiile proiectate

Proiectul își propune construirea unei instalatii solare fotovoltaice amplasată la sol, în Localitatea Copsa Mica, judetul Sibiu. Instalatia solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă reprezentată de energia solară si va livra energia produsă în rețeaua operatorului de rețea. Instalatia fotovoltaică amplasată în incinta beneficiarului investitiei, cuprinde următoarele componente principale:

- module fotovoltaice sunt echipamente care au rolul de a capta si transforma energia solară în energie electrică. Modulele fotovoltaice utilizate au o putere nominală unitară de 550 Wp.

În cadrul instalatiei se vor monta 41.834 de module fotovoltaice:

- Invertoare de putere sunt echipamente care au rolul principal de a transforma tensiunea continuă, tensiunea de utilizare a modulelor fotovoltaice, în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordati la barele centralei. Invertoare de putere utilizate sunt invertoare de putere trifazate unidirectionale si au o putere nominală unitară de 200 kVA (tensiune alternativă). În cadrul instalatiei se vor monta 90 invertoare de putere trifazate unidirectionale, cu o putere instalata de 200 kVA;
- Pentru stocare se vor folosi 2 module de baterii de acumulare in container, fiecare avand o capacitate de 2 MWh, ce însumează o capacitate de stocare de 4 MWh. Modulele de baterii vor fi conectate la rețeaua de medie tensiune a parcului fotovoltaic in current alternativ;
- Structură de montaj module fotovoltaice are rolul de fixare a modulelor fotovoltaice pe suprafata de montaj, constituită de solul incintei. Structura de montaj cuprinde piese metalice din otel zincat dimensionate si proiectate pentru conditiile specifice proiectului. Utilizarea urmăritoarelor cu o singură axă va fi benefică, în cadrul proiectului în varianta 2 mobilă. In varianta 1 sistemul de sustinere va fi de tip fix;
- Tablourile electrice din cadrul instalatiei solare fotovoltaice asigură aparatele de comutatie si aparate de protectie si/sau masura specifice instalatiilor fotovoltaice;
- Retelele de cabluri electrice amplasate subteran până la punctul de conectare al statiei pentru rețeaua de distributie prin cablu;
- Instalatia de legare la pământ din cadrul instalatiei solare fotovoltaice cuprinde conductoare si piesele de realizare a legăturilor echipotentiale între elementele metalice aferente instalatiei solare fotovoltaice si conductoarele si piesele de realizare a legăturii la priza de pământ a elementele metalice aferente instalatiei solare fotovoltaice;
- Instalatia electrică de curenti slabi cuprinde cablurile de date si echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate si sistemului de comandă si control al invertoarelor de putere instalate;
- Instalatia de protectie împotriva supratensiunilor si trăsnetului cuprinde Instalatia interioară de protectie împotriva supratensiunilor (IPS) si Instalatia de protectie împotriva trasnetului (IPT). Instalatia de protectie împotriva supratensiunilor (IPS) este reprezentata de descarcatoare modulare de protectie la supratensiuni de comutatie;
- Dotări NPM si PSI cuprind semnele si indicatoarele pentru securitatea si sănătatea în muncă, specifice echipamentelor si instalatiilor utilizate, precum si materialele de protectie împotriva incendiilor.

Pentru instalarea modulelor fotovoltaice:

- Solutia A presupune montajul a 41.834 buc. panouri fotovoltaice 550 W pe structuri de sustinere fixe;
- Solutia B presupune montajul a 41.834 buc. panouri fotovoltaice 510 W la sol pe sistem cu orientare după soare cu o singură axă.

Producerea energiei electrice din sursa regenerabilă solară presupune instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) pe suprafetele disponibile în cadrul locatiei. Grupurile generatoare fotovoltaice sunt reprezentate de ansamblul module fotovoltaice si invertoare de putere.

Alegerea suprafetelor pentru instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) a fost realizată având în vedere următoarele limitări:

- Se adoptă solutii de amplasare a modulelor fotovoltaice care să asigure utilizarea optimă a sursei solare;
- Se adopta solutii modulare de grupare a generatoarelor fotovoltaice, solutii care trebuie sa asigure lungimi minime ale rețelei electrice de utilizare;
- Se asigura accesul la toate elementele de constructii si instalatii în perioada de construire si perioada de exploatare.

Instalatia electrică de utilizare Centrală Electrică Fotovoltaica, Descriere solutii tehnice propuse

Instalatia solară fotovoltaică propusă contine toate instalatiile necesare producerii de energie electrică si livrării în sistemul de distributie a energiei electrice, începând de la sursele de energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv retea electrică de joasă tensiune si sistemul de împământare.

Modulele fotovoltaice cu putere nominală instalată de 550 Wp vor fi montate conform descrierii solutiilor alese, mentionate mai sus.

Invertoarele de putere trifazate unidirectionale se vor monta la exterior, sub structuri, pe care se vor instala modulele, prinse în spatele structurilor modulelor fotovoltaice. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirectionale se vor racorda în Tabloul electric distributie invertoare (TED.INV) al CEF, amplasat langa invertoare si care se va monta asemănător cu invertoarele.

Module fotovoltaice

Pentru captarea si transformarea energiei solare în energie electrică se vor utiliza modulele fotovoltaice având caracteristicile tehnice conform Anexa 2 – Fisă tehnică modul fotovoltaic 550 Wp.

Invertoare de putere

Pentru transformarea tensiunii de utilizare a modulelor fotovoltaice – tensiune continuă – în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordati la barele centralei se vor utiliza invertoare de putere trifazate unidirectionale având caracteristicile tehnice conform Anexa 3 - Fisa tehnica inverter trifazat de putere unidirectional.

Tablouri electrice TID.INV cuprinde:

- Aparatele de comutatie aferente circuitelor invertoarelor de putere trifazate unidirectionale, cu rol de protectie la suprasarcina si scurtcircuit;
- Aparat de comutatie protectie circuit general instalatie electrică fotovoltaică cu rol de protectie la suprasarcină si scurtcircuit si separare vizibilă.

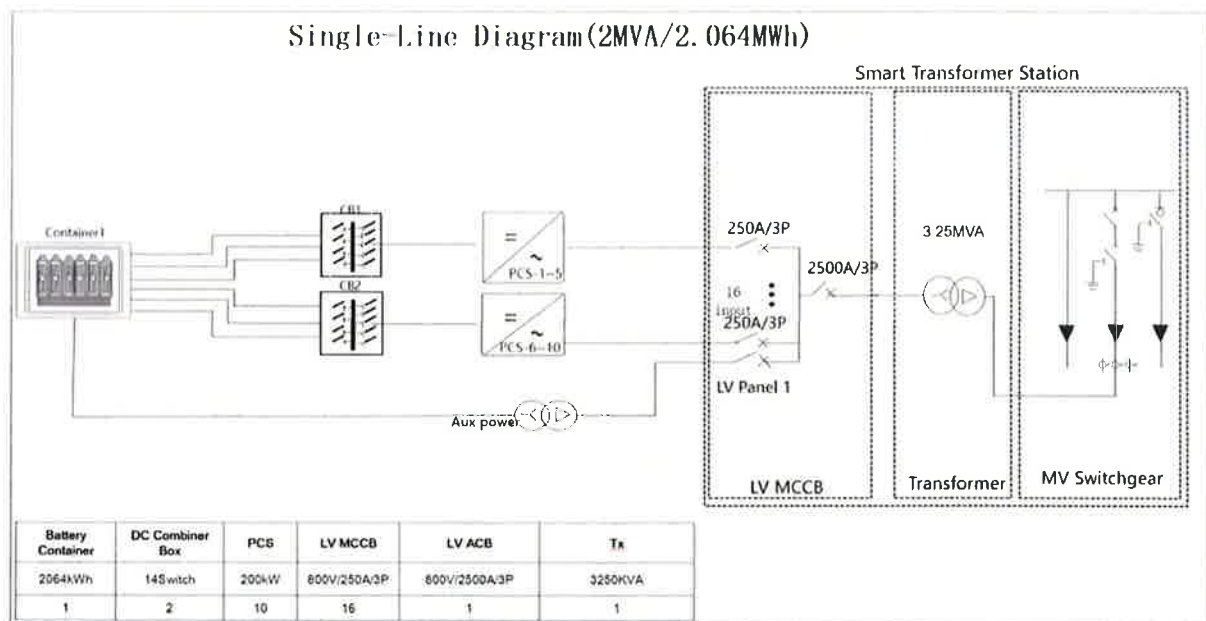
Stocare

Pentru capacitatea de stocare de 4 MWh, se va folosi doua unitati de stocare, fiecare avand urmatoarea configuratie hardware:

- Battery Container;



- Power Control System& DC LV panel;
 - SPDC-200KTL-Ho Transformer;
 - SmartACU2000D,
- si schema monofilara conform figurii de mai jos:



Caracteristicile modului de baterii de acumuloare este dupa cum urmeaza:

	LUNA2000-2.0MWH-11H0
Cell Material	LFP 3.2V/320 Ah
Rated Capacity	2064kWh
Max output voltage	1500V
Supported Discharge Rate	≤1C
Container Weight	≤30t
Container Size	20 feet
Cooling method	Industrial air Conditioners
Protection degree	IP55

Retele de cabluri electrice

Conexiunile seriilor de module fotovoltaice la primarul (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirectionale se realizeaza la tensiune continuă prin pozarea în pamant a

cablurilor. Conexiunile cablurilor se vor realiza utilizând conectorii inclusi în furnitura echipamentului. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirectionale se vor racorda în tabloul electric aferent instalatiei solare fotovoltaice TED. INV prin instalarea în pământ a cablurilor de energie AC.

Cablurile de energie AC se vor instala în pământ până la tabloul de distributie invertoare TED si de acolo către statiile intermediare de medie tensiune. Racordarea circuitului general aferent instalatiei solare fotovoltaice din TED. INV la postul de transformare, se va realiza prin instalarea cablului de energie AC prin pământ. Solutia de conectare la rețeaua de distributie/transport este stabilită în studiul de solutie si avizul tehnic de racordare.

Instalatie de legare la pământ

În cadrul instalatiei electrice de utilizare, de joasă tensiune, a Centralei Electrice Fotovoltaice se utilizează două scheme de legare la pământ:

- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune alternativă, schema TN-C-S.
- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune continuă, schema IT.

Instalatie de protectie la trăsnet

- Instalatia exterioară de protectie împotriva trăsnetului (IPT).
- Instalatia de protectie împotriva supratensiunilor (IPS).

Instalatie electrică curenti slabi

Monitorizarea de la distanta a functionarii invertoarelor de putere instalate. Se va asigura monitorizarea de la distanta a functionarii invertoarelor de putere instalate prin intermediul unei instalatii electrice de curenti slabi.

Scenariul A - Centrală fotovoltaică de 18 MW cu panouri fotovoltaice din siliciu cristalin pe sistem de montare fix:

Amenajare teren:

- Suprafata teren: 200.231,00 mp;
- Sistemele se vor monta pe o structuri metalice dimensionata adecvate care se vor introduce în pământ prin intermediul unor tarusi metalici;
- Între insulele fotovoltaice trebuie să se asigure o distanță minimă de 4 m;
- Terenul se împrejmuiește cu gard de plasa si sarma ghimpata, inaltime 2,50 m;
- Se va monta poartă de intrare, cu gheretă;
- Sistemul de protectie împotriva descarcarilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o retea de platbandă Ol-Zn 40x4 mmp la care se racordează si structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice;
- Terenul trebuie să fie cât mai bine acoperit de modulelor fotovoltaice proiectate;
- Se va asigura o distanță minimă de 2 m până la gard.

Construcție clădire comandă centrală fotovoltaică, cu încăperi:

- Camera achizitie de date;
- Drum de acces, de la poarta la postul de transformare;
- Cabina de paza.

Construcție centrală fotovoltaică:

- Centrala fotovoltaică va avea o putere debitată de 18 MW si va fi instalată pe un teren de 200.231,00 mp. Aceasta va avea în componentă sa 41.834 panouri fotovoltaice de 550 W montate pe un sistem fix de sustinere;
- Modulele fotovoltaice recomandate pentru constructia centralei trebuie să fie siliciu monocristalin sau policristalin, al căror randament de conversie este mai mare de 13,5%. O altă tehnologie ar presupune costuri mai mari de amenajare, de instalare si necesită, de asemenea, o suprafată ocupată mai mare. Rata de descrestere a puterii STC în timp este mai mică în tehnologia pe siliciu. Recomandarea este să se aleagă module cu diode de bypass deja montate;
- Modulele fotovoltaice trebuie să fie de tip sticlă-sticlă, dar pot fi si sticlă cu Tedlar pe spate. În această variantă, cheltuielile de amenajare si de montare sunt minime, iar greutatea acestora permite manipularea de către două persoane. Durata de executie este mai mică dacă se folosesc module de dimensiuni mari;
- Caietul de sarcini trebuie să aibă prevederi minimale privind puterea totală achizitionata, altfel exista riscul de a nu realiza puterea maxima proiectata si compromite realizarea parametrilor propusi. Numărul de module fotovoltaice care vor fi procurate trebuie să fie mai mare cu 0,2%, întrucât se pot sparge unele module în timpul manipulării si montării;
- Se vor monta 90 buc. invertoare pentru conversia curentului electric din curent continuu, la bornele panourilor fotovoltaice, în curent alternativ. Invertoarele vor fi trifazate, cu puterea nominala 18 MW ac. Invertoarele vor fi de cea mai bună calitate astfel vor avea un randament mai bun din puterea nominală;
- Modulele fotovoltaice se vor monta în siruri orizontale, astfel încât orientarea acestora să fie spre sud;
- Se recomandă montarea modulelor fotovoltaice pe rame rigide, fără tensionarea acestora, care ar duce la spargerea modulelor fotovoltaice;

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax: 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

- Distanța dintre sirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de sirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstiului de iarnă (22 decembrie), când înălțimea minimă a soarelui la zenit este de 18,5%;
- Ramele modulelor fotovoltaice trebuie să fie rigide pentru a evita ruperea sau spargerea acestora prin tensionare;
- Suprafața va fi protejată cu paratrăsnete, conform normelor CEI;
- Centrala are nevoie de un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat și o arhivă cu evoluția datelor parametrilor;
- Centrala trebuie dotată cu un sistem de securitate pentru supravegherea centralei și un gard din sârmă înalt de 2,5 metri;
- Centrala va avea drum de acces și alei către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare și în cazul unei defectiuni să se poate interveni cu promptitudine;
- Varianta cu sisteme cu orientare după soare crește energia produsă în raport cu sistemele fără orientare, deși implică investiții mai mari cu până la 25% decât cele fără orientare, pot fi mai profitabile din punct de vedere economic;
- Modulele fotovoltaice se vor monta pe sistem fix de susținere la 15 de grade. Nu sunt situații de umbrire în locația propusă;
- Distanța între sirurile de panouri trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de către sirul din față, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstiului de iarnă (22 decembrie) când înălțimea soarelui este minimă, aproximativ 18.5 grade. Distanța între siruri trebuie să fie minimă, adică la limita precizată de restricția anterioară, altfel, crește suprafața ocupată;
- Se vor folosi invertoare de $P_i=200$ kVA și $P_{max}=215$ kW. Astfel, centrala este prevăzută cu 90 invertoare. Invertoarele trebuie să fie de același tip, de la același fabricant. Invertoarele, deși foarte fiabile, sunt componentele sensibile ale centralei. Este recomandabil ca invertoarele să fie de cea mai bună calitate: randament bun și fiabilitate mare, chiar dacă prețul este mai mare;
- Racordarea la rețea se propune a fi realizată prin punct de conexiune. Rolul acestuia este de a colecta energia provenită de la transformatoarele MT/JT 1000kVA;
- Protecția muncii pentru echipele de montaj trebuie să fie conform specificului tehnologiei. Pe trackerele cu module fotovoltaice apar tensiuni de ordinul a sutelor de volți, de putere suficient de mare ca să fie periculoase, chiar când este semi-întuneric sau lună plină;
- Construcția centralei necesită amenajarea unor drumuri de acces și alei între sirurile fotovoltaice, pentru asigurarea mentenanței în orice condiții atmosferice;
- Proiectul este generator de venit.

Racordarea la rețeaua electrică 20kV:

Pentru evacuarea energiei electrice produse s-au analizat 2 soluții; soluția finală va fi stabilită după finalizarea studiului de soluție de racordare:

- Soluția 1 - Racordarea la SEN a Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica prin construcția unei stații proprii de transformare de 33/110 kV, 25 MVA, care se va racorda la stația 110 kV Copsa Mica printr-un LES 110 kV cu lungimea de aproximativ 2000m;
- Soluția 2 - Racordarea la SEN a CEF Copsa Mica la stația 20 kV Copsa Mica prin intermediul a două LES 20 KV cu o lungime de aproximativ 1500m.



Punctul de conexiuni

Punctul de conexiuni proiectat va fi amplasat pe proprietatea delimitată conform Planului de Încadrare în Zonă atasat acestei documentatii. Acesta va fi echipat cu anvelopa de metal/beton cu 2 compartimente pentru exploatare din interior si anume:

- Un compartiment în care sunt montate celulele de medie tensiune, dulapul SCADA, dulapul de telecomunicatii si dulapul de servicii auxiliare c.a. si c.c.
- Un compartiment in care este montat transformatorul de servicii interne.

Punctul de conexiuni proiectat va fi alcatuit din fundatie beton, prevazuta cu:

- Orificii pentru acces cabluri;
- Orificii pentru cabluri circuite secundare si fibra optica;
- Cabina (anvelopa) din metal/beton cu pereti intre 40 si 100 mm grosime;
- Cu un singur compartiment pentru circuitele de medie tensiune, cu acces din interior la cellule;
- Clasa termică a anvelopei 10K;
- Grad de Protectie IP64.

Punctul de conexiune va fi echipat după cum urmează:

- 1 aliniament cu celule, sistem de bare 24kV, 630A, 16kA, modulare, de tip inchis, mediu de izolatie în aer, cu urmatoarea destinatie:
- 1 buc. celula de linie, cu izolatia barelor in aer si echipament de comutatie in SF6, 24kV, 400A, 10kA (1s), echipata cu separator de sarcina motorizat 48 V cc, CLP independent actionat de actionarea separatorului de bare, indicatoare defect monofazat si polifazate cu lampa externa, indicatoarele prezenta tensiune cu contacte auxiliare, rezistenta anticondens;
- 1 buc. celula servicii interne, cu izolatia barelor in aer 24kV, 400A, 10kA (1s), echipata cu separator, CLP independent actionat de actionarea separatorului de bare sigurate fuzibile si transformator servicii proprii 20/0.23, 4 kVA. Acesta va fi echipat cu o celula de masura cu 3 transformatori de curent 75/5/5/5 A si 3 transformatori de tensiune $(20/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})$ kV cu separator de bare combinat cu sigurate fuzibile incorporate si rezistente anticondens;
- 2 buc. celule de linie (sosire contrala fotovoltaica, cu izolatia barelor in aer 24kV, 400A, 10kA (1s), echipata cu separator, CLP independent actionat de actionarea separatorului de bare, releu numeric de protectie, 3 buc. transformatori de curent 75/5/5/5A, bobina de declansare, indicatoare de prezenta tensiune cu contacte auxiliare, rezistenta anti condens;
- In interiorul cabinei se va realiza o centura de egalizare potential care va fi conectata la priza de pamant exterioara;
- Dulap de electroalimentare.

Măsura energiei electrice se realizează cu ajutorul grupului de măsură montat la celula de măsură, echipată astfel:

- Trei transformatoare de curent de 75/5/5/5A clasa 0.2s;
- Contor electronic trifazat de energie activă si reactivă, dublu sens, cu posibilitatea înregistrării puterii maxime, curbă de sarcină, interfață de comunicare cu 3 echipaje si sitem telecitire integrata în sistemul telegestiune

Asigurarea utilităților

- Comunicatii: se va prevedea o legatura telefonica si internet, prin serviciu de telefonie mobilă;
- Alimentarea cu energie electrică pentru servicii interne - se va monta un post de transformare 250 kVA, 20/0.4 kV racordat la celula TSI a punctului de conexiune proiectat;
- Alimentarea cu energie electrică în regim de avarie - se va monta un grup generator de 5kVA, pentru asigurarea consumului intern, în cazul întreruperii legăturii cu SEN.

Scenariul B - Centrală fotovoltaică de 18 MW cu panouri fotovoltaice din siliciu cristalin pe sistem de orientare mobil:

Amenajare teren:

- Suprafata teren: 200.231,00 mp;
- Sistemele se vor monta pe o structuri metalice dimensionata adecvate care se vor introduce in pamant prin intermediul unor tarusi metalici;
- În jurul trackerelor trebuie să se asigure o distanță minimă de 2 m;
- Terenul se împrejmuiește cu gard de plasa si sarma ghimpata, înaltime 2,5 m;
- Se va monta poartă de intrare, cu gheretă;
- Sistemul de protectie împotriva descărcărilor atmosferice va fi realizat prin montarea de paratrăsnete legate la o rețea de platbandă Ol-Zn 40x4 mmp la care se racordează si structura metalică de montare a modulelor fotovoltaice;
- Terenul trebuie să fie cât mai bine acoperit de modulelor fotovoltaice proiectate;
- Se va asigura o distanță minimă de 2 m până la gard.

Construcție clădire comandă centrală fotovoltaică, cu încăperi:

- Camera achiziție de date;
- Drum de acces, de la poarta la postul de transformare;
- Cabina de paza.

Construcție centrală fotovoltaică:

- Centrala fotovoltaică va avea o putere debitata de 18000 kWp si va fi instalată pe un teren de 200.231,00 mp. Aceasta va avea în componenta sa 41.834 buc. panouri fotovoltaice de 510 W montate pe sistem de tip tracker;
- Modulele fotovoltaice recomandate pentru constructia centralei trebuie să fie siliciu monocristalin sau policristalin, al căror randament de conversie este mai mare de 20%. O altă tehnologie ar presupune costuri mai mari de amenajare, de instalare si necesită, de asemenea, o suprafață ocupată mai mare. Rata de descreștere a puterii STC în timp este mai mică în tehnologia pe siliciu. Recomandarea este să se aleagă module cu diode de bypass deja montate;
- Modulele fotovoltaice trebuie să fie de tip sticlă-sticlă, dar pot fi si sticlă cu Tedlar pe spate. În această variantă, cheltuielile de amenajare si de montare sunt minime, iar greutatea acestora permite manipularea de către două persoane. Durata de executie este mai mică dacă se folosesc module de dimensiuni mari;
- Caietul de sarcini trebuie să aibă prevederi minimale privind puterea totală achiziționată, altfel există riscul de a nu realiza puterea maximă proiectată si compromite realizarea parametrilor propusi. Numărul de module fotovoltaice care vor fi procurate trebuie să fie mai mare cu 0,2%, întrucât se pot sparge unele module în timpul manipulării si montării;
- Se vor monta 90 buc. invertoare pentru conversia curentului electric din curent continuu, la bornele panourilor fotovoltaice, în curent alternativ. Invertoarele vor fi trifazate, cu puterea de maxim 200 kVA. Invertoarele vor fi de cea mai bună calitate astfel vor avea un randament mai bun din puterea nominală;
- Modulele fotovoltaice se vor monta în siruri orizontale, astfel încât orientarea modulelor fotovoltaice să fie spre sud;
- Se recomandă montarea modulelor fotovoltaice pe rame rigide, fără tensionarea acestora, care ar duce la spargerea modulelor fotovoltaice;
- Distanța dintre sirurile de module fotovoltaice trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de sirul din față, sau lateral, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstitiului de iarnă (22 decembrie), când înălțimea minimă a soarelui la zenit este de 18,5%;

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax: 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

- Ramele modulelor fotovoltaice trebuie să fie rigide pentru a evita ruperea sau spargerea acestora prin tensionare;
- Suprafata va fi protejată cu paratrăsnete, conform normelor CEI;
- Centrala are nevoie de un sistem de monitorizare a datelor care este conectat la internet pentru a avea acces la date în orice moment de oriunde de către personalul autorizat si o arhivă cu evolutia datelor parametrilor;
- Centrala trebuie dotată cu un sistem de securitate pentru supravegherea centralei si un gard din sârmă înalt de 2,5 metri;
- Centrala va avea drum de acces si alei către modulele fotovoltaice, pentru asigurarea mentenantei corespunzatoare si în cazul unei defectiuni sa se poate interveni cu promptitudine;
- Varianta cu sisteme cu orientare după soare creste energia produsă în raport cu sistemele fara orientare, desi implica investitii mai mari cu pana la 25% decât cele fără orientare, pot fi mai profitabile din punct de vedere economic;
- Modulele fotovoltaice se vor monta pe trackere cu o axa de orientare, iar acestea vor fi pozitionate cu fata spre sud pentru ca deplasarea acestora de la est la vest din timpul unei zile să fie posibilă în limita celor 180 de grade de rotire de care dispun trackerele. Nu sunt situatii de umbrire în locatia propusă;
- Distanța între sirurile de trackere trebuie să fie suficientă ca să evite umbrirea unor module de catre sirul din fata, pe tot parcursul zilei, mai ales la data solstitiului de iarna (22 decembrie) când inaltimea soarelui este minima, aproximativ 18,50. Distanța între siruri trebuie sa fie minima, adica la limita precizata de restrictia anterioară, altfel, creste suprafată ocupată;
- Se vor folosi invertoare de $P_i=200$ kVA si $P_{max}=215$ kW. Astfel, centrala este prevăzută cu 90 invertoare. Invertoarele trebuie să fie de acelasi tip, de la acelasi fabricant. Invertoarele, desi foarte fiabile, sunt componentele sensibile ale centralei. Este recomandabil ca invertoarele să fie de cea mai bună calitate: randament bun si fiabilitate mare, chiar dacă pretul este mai mare;
- Racordarea la retea se propune a fi realizată prin punct de conexiune. Rolul acestuia este de a colecta energia provenita de la transformatoarele MT/JT 1000kVA;
- Protectia muncii pentru echipele de montaj trebuie să fie conform specificului tehnologiei. Pe trackerele cu module fotovoltaice apar tensiuni de ordinul a sutelor de volti, de putere suficient de mare ca să fie periculoase, chiar când este semi- întuneric sau lună plină;
- Constructia centralei necesită amenajarea unor drumuri de acces si alei între trackere, pentru asigurarea mentenantei în orice conditii atmosferice;
- Proiectul este generator de venit.

Racordarea la rețeaua electrică 20kV:

Pentru evacuarea energiei electrice produse s-au analizat 2 soluții; solutia finala va fi stabilita dupa finalizarea studiului de solutie de racordare:

- Solutia 1 - Racordarea la SEN a Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica prin constructia unei statii propria de tranformare de 33/110 kV, 25 MVA, care se va racorda la statia 110 kV Copsa Mica printr-un LES 110 kV cu lungimea de aproximativ 2000m;
- Solutia 2 - Racordarea la SEN a CEF Copsa Mica la statia 20 kV Copsa Mica prin intermediul a doua LES 20 KV cu o lungime de aproximativ 1500m.

Punctul de conexiuni

Punctul de conexiuni proiectat va fi amplasat pe proprietatea delimitata conform Planului de Incadrare in Zona atasat acestei documentatii. Acesta va fi echipat cu anvelopa de metal/beton cu 2 compartimente pentru exploatare din interior si anume:

- Un compartiment in care sunt montate celulele de medie tensiune, dulapul SCADA, dulapul de telecomunicatii si dulapul de servicii auxiliare c.a. si c.c.
- Un compartiment in care este montat transformatorul de servicii interne.

Punctul de conexiuni proiectat va fi alcatuit din fundatie beton, prevazuta cu:

- Orificii pentru acces cabluri;
- Orificii pentru cabluri circuite secundare si fibra optica;
- Cabina (anvelope) din metal/beton cu pereti intre 40 si 100 mm grosime;
- Cu un singur compartiment pentru circuitele de medie tensiune, cu acces din interior la celule;
- Clasa termica a anvelopei 10K;
- Grad de Protectie IP64.

Punctul de conexiune va fi echipat dupa cum urmeaza:

- 1 aliniament cu celule, sistem de bare 24kV, 630A, 16kA, modulare, de tip inchis, mediu de izolatie in aer, cu urmatoarea destinatie:
- 1 buc. celula de linie, cu izolatia barelor in aer si echipament de comutatie in SF6, 24kV, 400A, 10kA (1s), echipata cu separator de sarcina motorizat 48 V cc, CLP independent actionat de actionarea separatorului de bare, indicatoare defect monofazat si polifazate cu lampa externa, indicatoarele prezenta tensiune cu contacte auxiliare, rezistenta anticondens;
- 1 buc. celula servicii interne, cu izolatia barelor in aer 24kV, 400A, 10kA (1s), echipata cu separator, CLP independent actionat de actionarea separatorului de bare sigurate fuzibile si transformator servicii proprii 20/0.23, 4 kVA. Acesta va fi echipat cu o celula de masura cu 3 transformatori de curent 75/5/5/5 A si 3 transformatori de tensiune $(20/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})/(0.1/\sqrt{3})$ kV cu separator de bare combinat cu sigurate fuzibile incorporate si rezistente anticondens;
- 2 buc. celule de linie (sosire contrala fotovoltaica, cu izolatia barelor in aer 24kV, 400A, 10kA (1s), echipata cu separator, CLP independent actionat de actionarea separatorului de bare, releu numeric de protectie, 3 buc. transformatori de curent 75/5/5/5A, bobina de declansare, indicatoare de prezenta tensiune cu contacte auxiliare, rezistenta anti condens;
- In interiorul cabinei se va realiza o centura de egalizare potential care va fi conectata la priza de pamant exterioara.
- Dulap de electroalimentare

Măsura energiei electrice se realizează cu ajutorul grupului de măsură montat la celula de măsură, echipată astfel:

- Trei transformatoare de curent de 75/5/5/5A clasa 0.2s;
- Contor electronic trifazat de energie activă si reactivă, dublu sens, cu posibilitatea înregistrării puterii maxime, curbă de sarcină, interfață de comunicare cu 3 echipaje si sistem telecitire integrata in sistemul telegestiune.

Asigurarea utilităților

- Comunicatii - se va prevedea o legatura telefonica si internet, prin serviciu de telefonie mobilă;
- Alimentarea cu energie electrică pentru servicii interne - se va monta un post de transformare 250kVA, 20/0.4kV racordat la celula TSI a punctului de conexiune proiectat;
- Alimentarea cu energie electrică în regim de avarie - se va monta un grup generator de 5kVA, pentru asigurarea consumului intern, în cazul întreruperii legăturii cu SEN.

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

Scenariul recomandat de catre elaborator: este recomandata folosirea panourilor din siliciu cristalin pe sistem de tracker rotativ in combinatie cu sistem fix, si anume **SCENARIUL B.**

Avantajele sistemelor fotovoltaice pe sistem tip tracker fata de cele pe sistem fix

Centrala fotovoltaică în sistem cu trackere rotative are mai multe avantaje, cele ale sistemului rotativ, la sol, fiind evidente:

- productie de energie mai mare fata de un sistem cu montaj fix;
- productie constanta pe aproape tot parcursul zilei;
- robustețe si rezistență deosebite la vânt puternic si furtuni;
- montaj simplu si usor la nivelul solului (nu necesită utilaje de ridicat);
- componente simple si fiabile, rezistente la intemperii si perioade lungi de timp;
- consum propriu de energie mic;
- interventii usoare pentru mentenanță.

Pentru componentele fotovoltaice utilizate in cadrul acestui proiect sa impun urmatoarele:

a. Eficienta panourilor trebuie să fie:
19% pentru panouri monocristaline din siliciu;
Panouri fotovoltaice 550 Wp– eficienta 20,7% - CONFORM
> 18% pentru panouri policristaline din siliciu;

b. Conditii standard de testare (STC):
o radiatie solară 1000 W/m²; - CONFORM
o masa aerului AM 1,5; - CONFORM
o temperatura celulei 25°C. – CONFORM

c. Invertoare:
conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 si nr. 132/2020;
nu exista pe lista de invertoare agreate;
eficientă europeană: > 97% - Invertor – Eficienta europeana 98.85% CONFORM

d. Sisteme de stocare:
fără tehnologii pe bază de plumb, NiCd sau NiMH – tehnologie Li-Ion - CONFORM

Descrierea constructivă, funcțională si tehnologică, după caz

Schema electrică de principiu a unei centrale fotovoltaice, are schema electrică de principiu din Figura 17.

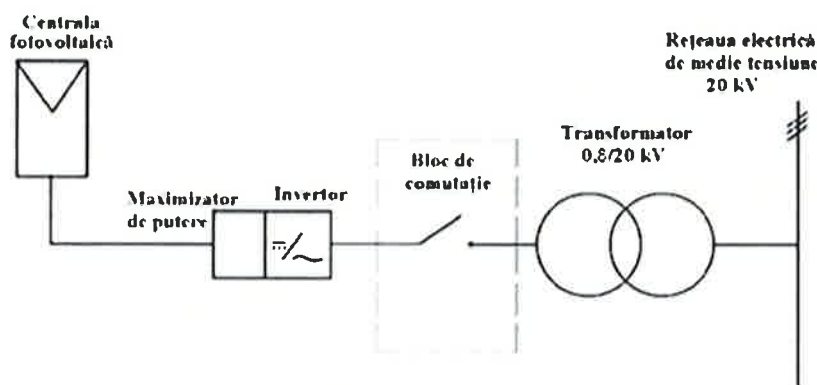


Figure 17 Schema electrică de principiu a unei centrale fotovoltaice

Din Fig. 17 se deduce faptul că instalatia fotovoltaică are nevoie de trei componente principale, acestea sunt:

- A. Panourile fotovoltaice, care au rolul de a transforma energia solară în energie electrică;
- B. Invertoarele, care au rolul de a transforma curentul continuu produs de panourile fotovoltaice în curent alternativ care poate fi utilizat de consumatorii finali, acesta mai are și rolul de a se sincroniza cu rețeaua electrică și de a face transformarea cu pierderi cât mai mici;
- C. Postul de transformare, implicit transformatorul de putere ridicător, care are rolul de a aduce tensiunea de la ieșirea invertoarelor la nivelul de tensiune al rețelei electrice.

A. PANOURI FOTOVOLTAICE

Performantele celulelor și a modulelor fotovoltaice

Cea mai întâlnită celulă fotovoltaică este realizată pe siliciu de tip „p” și are eficiență tipică de 14-16% pentru multicristalin și 16-18% pentru monocristalin. Însă există unele cazuri în care eficiența lor tipică a fost mai mare.

Primele celule fotovoltaice de tip comercial cu siliciu de tip „p” au fost celulele cu contact îngropat, texturate cu laser (laser grooved buried contact „LGBC” cell), produse de compania BP Solar în Spania. Acest tip de celulă fotovoltaică a fost inventată de Wenham și Green la Universitatea New South Wales din Australia și prezintă un emiter selectiv și contacte placate cu Cupru îngropate în textura realizată cu micromasini laser. Recent, s-a demonstrat eficiență de 20% pentru celule LGBC de dimensiuni mari, pe plăcuțe subțiri de numai 140 μm grosime, cu contactele de pe spatele celulei din aluminiu încorporat cu ajutorul laserului (LFC).

În ultimii ani, doi producători, Sanyo și Sun Power, au introdus pe piață celule cu eficiență mare pe bază de plăcuțe de siliciu tip „n” cu o eficiență de până la 21,5%, la scară industrială. Pe tehnologia celulelor multicristaline, Kyocera a demonstrat recent eficiență de 17,7% în producție. Eficiența modulelor comerciale este de obicei cu 2% mai mică decât a celulelor, datorită absorbției luminii de sticla de protecție, sau a contactelor slabe de legătură între ele. Însă, dezvoltările tehnologice în domeniul modulelor fotovoltaice au scopul de a diminua pierderile. BP Solar a fost pionierul în comercializarea sticlei de protecție cu strat antireflex special, adăugând astfel un câștig de eficiență de 2,4%, în condiții standard de măsură și un câștig de 4% de-a lungul ciclului anual de producție a modulelor fotovoltaice. Pierderile rezistive în banda conductoare, folosită la interconectarea celulelor în modul, sunt semnificative, de până la 11 Wp la un modul de 180 Wp.

Există limite pentru încorporarea de benzi mai groase și mai puțin rezistive în module, datorită tensiunilor mecanice cauzate de diferența de elasticitate dintre materialul benzii de interconectare și placheta de siliciu.

Panourile fotovoltaice dintr-o centrală trebuie conectate electric astfel încât să asigure funcționarea invertoarelor și anume: panourile solare se vor conecta în serie pentru a asigura nivelul de tensiune de intrare al invertoarelor, iar seriile de panouri se vor pune în paralel, pentru a ajunge la nivelul de putere al inverterului.

B. INVERTOARE

Pentru a transforma tensiunea continuă, produsă de modulele fotovoltaice, în tensiune alternativă, care să poată fi introdusă în rețeaua electrică, este nevoie de unul sau mai multe invertore. Există o mare varietate de invertore dedicate sistemelor fotovoltaice, în principal dependente de nivelul de putere și de cerințele legate de separarea galvanică a centralei de rețea. Invertorele fotovoltaice, care funcționează în două cadrane și care au în componență și convertitoare cc-cc (variatoare/stabilizatoare de tensiune), sunt folosite în special pentru aplicațiile rezidențiale, având o putere instalată de toate gamele.

Configurațiile de invertore care nu conțin și transformatoare pentru separare galvanică au devenit foarte atractive, în special datorită faptului că au o eficiență mai ridicată și preț mai scăzut. În figura următoare sunt prezentate elementele componente ale unui inverter fotovoltaic (PV Inverter).

Topologia unui inverter fotovoltaic poate să conțină un convertor de cc-cc ridicător de tensiune și un transformator pentru izolare galvanică.

În cadrul sistemelor fotovoltaice se impune utilizarea convertitoarelor ridicătoare de tensiune deoarece tensiunea continuă este mult mai mică decât tensiunea rețelei.

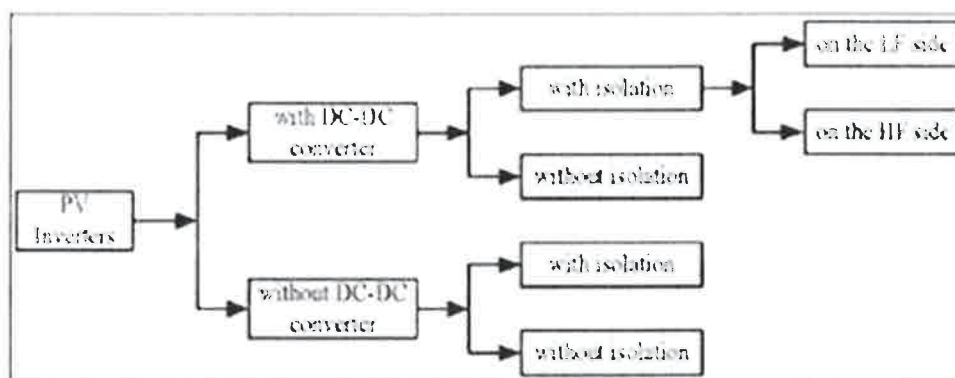


Figure 18 Elementele componente ale unui inverter fotovoltaic (PV Inverter)

C. SISTEME DE MONTARE A MODULELOR PV

Montarea modulelor fotovoltaice este o problemă foarte importantă în realizarea unei centrale fotovoltaice cu pierderi minime. Modulele fotovoltaice trebuie să fie expuse direct radiației solare pentru o perioadă cât mai lungă din zi, astfel încât să absoarbă cât mai multă energie solară pentru a fi convertită în energie electrică. Orice umbră reduce considerabil randamentul de conversie a panourilor solare, pe lângă alte efecte distructive.

De aceea, trebuie calculată posibilitatea de umbră pentru fiecare perioadă din zi și fiecare anotimp din an. În funcție de zona de pe glob în care este instalat sistemul fotovoltaic, sau în funcție de anotimpul predominant din punct de vedere al producției de energie electrică, modulele fotovoltaice se instalează la diferite unghiuri de înclinare. Pentru a capta cât mai multă energie solară, modulele fotovoltaice trebuie orientate pe direcția nord-sud cu partea activă spre sud.

Centralele fotovoltaice se instalează pe structuri rigide, soluțiile adoptate pentru fiecare sistem în parte fiind determinate de considerente de cost, accesibilitate, criterii economice. Totuși, există probleme comune în orice variantă adoptată, fie că sistemul de panouri solare este fix sau cu orientare după soare, este montat la nivelul solului sau pe un stâlp sau o clădire. Sistemul de montare a modulelor fotovoltaice trebuie să fie rigid, să nu se deformeze în timp sau din cauza fenomenelor meteorologice. Modulele fotovoltaice pot fi montate pe structuri la nivelul solului, pe suport tip stâlp, pe zidurile clădirilor, pe acoperisurile clădirilor sau autovehiculelor, pe ambarcatiuni etc.

Sisteme fotovoltaice fixe

Sistemele fixe trebuie instalate astfel încât modulele fotovoltaice să aibă o poziție perpendiculară pe direcția radiației, când soarele este la zenit. Unghiul de înclinare a modulelor fotovoltaice se calculează pentru fiecare zonă geografică, în funcție de orele de însolare pe fiecare anotimp și de variația unghiului de incidență al radiației solare zilnice de la un anotimp la altul. Acest unghi de incidență este mai mic iarna și mai mare vara. Această variație depinde de latitudinea și longitudinea locației geografice în care se montează modulele fotovoltaice. Majoritatea sistemelor fixe de montare sunt alcătuite din rame din diverse materiale pe care se așează panourile fotovoltaice în diferite configurații susținute pe sol pe un singur picior (suport tip pol) sau pe mai multe picioare, greutatea distribuindu-se uniform. Configurația de așezare a panourilor depinde de numărul disponibil de panouri, de schema electrică de interconectare sau de rezistența sistemului de susținere la sol.

Sisteme cu orientare după soare

Sistemele cu orientare după soare au capacitatea mecanică de a-și modifica orientarea de-a lungul zilei și de la anotimp la anotimp, astfel încât radiația solară incidentă să formeze, ideal, în orice moment un unghi de 90° cu planul modulelor. Cu aceste sisteme se crește producția de electricitate în raport cu sistemele staționare cu până la 10% în lunile de iarnă și cu până la 30-40% în lunile de vară.

O altă calitate foarte importantă a trackerelor solare este că energia electrică produsă este aproape constantă din punct de vedere a fluctuațiilor datorate schimbării poziției soarelui pe parcursul zilei.

Există foarte multe tipuri de sisteme cu orientare după soare. Fiecare tip are o anumită particularitate care să îl facă să producă mai multă energie cu costuri mici. În funcție de numărul de axe după care se orientează sistemul, acestea se clasifică în:

- a. sisteme cu orientare după o singură axă;
- b. sisteme cu orientare automată după o axă și cu schimbarea manuală a unghiului de înclinare pe a doua axă;
- c. sisteme cu orientare automată după două axe, care după modul de montaj pot fi cu tracker susținut pe pilon sau cu tracker rotativ, montat pe sol.

În funcție de tipul de energie pe care o consumă la orientare sunt:

- a. electrice: utilizează energia electrică pentru a-și modifica orientarea;
- b. non-electrice: utilizează alte tipuri de energie (ex: hidraulică).

Trackerelor solare electrice sunt:

- a. active: utilizează producția fotovoltaică pentru a-și modifica orientarea;
- b. pasive: utilizează energie de la alte surse de energie.

Există trackere care se orientează cu ajutorul unui senzor special, care monitorizează direcția de incidență a razelor solare (pyrheliometer), trackere cu timer care se își modifică poziția la intervale prestabilite de timp și trackere care utilizează chiar panourile solare drept senzor de orientare.

Sisteme cu orientare după o axă

Trackere cu orientare după o singură axă au o mișcare după direcția Est - Vest, urmărind soarele de când răsare și până apune.

Astfel aceste sisteme pot capta mai bine radiația solară de dimineața până seara. Majoritatea acestor trackere au și posibilitatea de modificare manuală a unghiului de înclinare a modulelor fotovoltaice pe axa Nord-Sud, modificare care se face primăvara și toamna, în funcție de traiectoria pe care o descrie soarele pe bolta cerească de la un anotimp la altul.

Sisteme cu orientare după două axe, montaj pe pilon

Trackerele cu orientare după două urmează traiectoria soarelui atât pe direcția Est - Vest, adică de când soarele răsare și până apune, dar și pe direcția Nord - Sud, direcție care se modifică de la un anotimp la altul. Acest sistem de orientare permite o captare mult mai bună a energiei solare pe parcursul zilei.

Sisteme de orientare cu tracker rotativ, montaj pe sol

Spre deosebire de trackerul montat pe pilon, cel montat la sol are panourile fotovoltaice montate pe o structură complexă sub forma unui disc rotitor. Această construcție permite orientarea panourilor fotovoltaice, în poziția optimă către soare, pe tot parcursul zilei, indiferent de intensitatea vântului sau a condițiilor atmosferice.

Sistemul rotativ în general este așezat pe o rețea de fundații din beton în formă circulară, fixate de sol, pe care e fixată o sină (cale) de rulare sistemului rotativ. Pe acesta sunt prinse sistemele de fixare a panourilor fotovoltaice.

D. POSTURILE DE TRANSFORMARE ÎN ANVELOPE PTAv 3 x 6,3 kVA 0,8/20 kV

Posturile trebuie să fie concepute pentru a fi ușor transportabile la locul de instalare, punerea în funcțiune făcându-se într-un timp foarte scurt și cu costuri minime. Practic instalarea să fie redusă la amenajarea terenului, racordarea cablurilor și a prizei de pământ.

Posturile de transformare în anvelope vor fi compuse din:

- Anvelopa de metal sau beton, amplasată pe o fundație de beton;
- Echipamentele de medie tensiune;
- Echipamentele de joasă tensiune;
- Transformatorul de putere.

Fiecare post de transformare va fi echipat cu:

- celulă linie sosire, echipată cu separator SF6-6kV;
- 1 celulă trafo, echipată cu separator SF6 și întreruptor în vid + transformatori de curent;
- 1 celulă măsură tensiune 20kV;
- trafo AoAk 1000kVa, în ulei 20/0,8kV-1000kVA;
- 1TGD-0,4/0,23 kV echipat cu:
- întreruptor general debrosabil, In=1600A

Posturile de transformare în anvelope vor fi prevăzute, cu un spațiu pentru montarea de echipamente de telecomunicație și telecomunicație necesare pentru încadrarea într-un sistem

SCADA. Accesul în PTAv va fi blocat prin dispozitive electromagnetice, împotriva pătrunderii persoanelor neautorizate, dispozitive prevăzute cu contacte auxiliare pentru actionare si supraveghere de la distanta.

Anvelope prefabricate

Posturile PTAv vor fi realizate din anvelope prefabricate acesta având două cabine cu intrare separată. Astfel fiecare anvelopă prefabricată va fi formată din:

- o cabină pentru echipamentele de medie si joasa tensiune;
- o cabină cu compartiment pentru transformatorul de putere.

Anvelopa va fi astfel dimensionată încât exploatarea echipamentelor să se facă din interiorul acesteia. Volumul compartimentului destinat pentru recuperarea uleiului este astfel dimensionat încât să poată acumula întreaga cantitate de ulei a transformatorului cu care este echipat postul de transformare.

Cabina propriu zisă va fi o structură spațială prefabricată integral, rezistentă si usoară, din metal sau beton. Cabina prefabricată va fi executată din planșeu si pereti prefabricati si placa de fund turnată după montare. Panta acoperisului, va fi de minim 2% si va permit scurgerea apei, fără să fie necesară streasină.

Usile, din otel zincat sau aluminiu, sunt robuste si astfel construite încât să asigure un grad de rezistentă mare la coroziune. Fiecare usa va fi prevăzută cu rama si feronerie si va avea una sau două grile de ventilatie (functie de gradul de ventilatie care trebuie asigurat pentru aparataj) montate în partea superioară si cea inferioară a usii. Pardoseala va prezenta o înclinatie pentru evacuarea apei care poate să intre accidental (furtuni, ploi torentiale îndelungate, etc.). Usile vor fi dotate un sistem solid de închidere. În cazul usii în 2 canate, usa mică va avea dispozitiv interior care blochează deschiderea ei. Usile se vor deschide spre exterior si se vor rabata complet pe planul peretelui.

Postul are un finisaj îngrijit, suprafetele exterioare si interioare fiind regulate si netede. Finisajele exterioare sunt realizate cu materiale hidroizolante, lavabile, cu o extrem de bună comportare în timp, care asigură protectia eficientă a betonului (in cazul anvelopei de beton).

Echipamentul de medie tensiune din postul de transformare va fi pentru tensiunea de 20 kV. Celulele vor fi cu izolatie în aer. Toate celulele vor avea divizoare capacitive, respectiv priza pentru detector de tensiune pentru verificarea lipsei tensiunii înainte de închiderea CLP.

Transformatorul

Postul de transformare în anvelopă va fi echipat cu un transformator de tip etans cu izolatie în ulei, în cuvă etansă, amplasat în compartiment dedicat, de echipamentele de medie si joasa tensiune.

Racordarea pe bornele de medie tensiune se va realiza prin cabluri, cu terminale de interior, direct pe bornele de medie tensiune ale transformatoarelor.

Racordarea pe bornele de joasă tensiune ale transformatoarelor se va realiza prin cabluri, cu terminale de interior, direct pe bornele de joasă tensiune ale transformatoarelor.

Racordarea pe bornele celulelor de linie se face cu terminale de interior.

Transformatoarele vor fi blocate împotriva seismelor.

Transformatoarele vor avea relee de supratemperatură care va deconecta întrerupătoarele de medie tensiune din celulele trafo.

Tablourile de distributie JT cu plecări de joasă tensiune

Configuratia si echiparea va fi conform schemei electrice monofilare si a specificatiilor de aparataj. PTAv va contine tablouri de distributie de joasă tensiune.

Legarea la pământ

Postul de transformare în anvelopa de beton PTA_v trebuie să fie echipat cu o instalație pentru legare la pământ (priza de pământ a postului de transformare) ca mijloc principal de protecție împotriva tensiunilor de atingere și de pas la care sunt racordate următoarele elemente:

- partile metalice ale celulelor și elementelor de MT;
- cuvele transformatoarelor de putere de JT/MT;
- ecranele metalice și armaturile cablurilor de MT;
- partile metalice ale tablourilor de JT;
- armatură metalică a anvelopei de beton a PTA_v;

Nulul transformatorului de putere JT/MT și nulul tablourilor de joasă tensiune se vor lega la o priză de exploatare, aflată la minim 20 metri de cel mai apropiat element al prizei postului de transformare, în cazul tratării prin bobina de stingere a rețelei de medie tensiune a stației de transformare din care este alimentat PTA_v, ținând cont de prevederile legislației (prescripții, fișe tehnice, standarde, etc) în vigoare. Legarea părților metalice ale echipamentelor electrice și a părților metalice ale celorlalte elemente conductoare care nu fac parte din circuitele de lucru (îngradiri de protecție, uși de acces, suporturi de fixare, etc) la centura de împământare se va face în conformitate cu prevederile prescripțiilor în vigoare referitoare la realizarea prizelor de pământ pentru instalațiile și echipamentele electrice.

Instalații auxiliare

Iluminatul intern al postului de transformare este asigurat în toate compartimentele. Iluminatul se pornește prin limitatori de cursă acționați în momentul deschiderii ușilor de acces în compartimentul respectiv. Priza de 16A cu nul de protecție instalată în compartimentul de joasă tensiune. Alimentarea celor două circuite este asigurată printr-o siguranță automată monopolară de 16A.

Amplasarea echipamentelor, ventilația

La amplasarea echipamentelor se va respecta distanța din PE 101/85 și PE 101A/85 atât pentru a realiza culoarele de acces personal pentru supraveghere (nivel ulei trafo) manipulare echipamente, cât și pentru protecție.

E. REȚEAUA DE MEDIE TENSIUNE PENTRU RACORDAREA LA SEN - LEA 20 kV

Se va executa cu conductor LES tip A2XS(FL)2Y 3x1x185 mmp cu rolul de colectare energie de la postul de transformare la barele punctului de conexiune proiectat.

Realizare racord 20 kV între punctul de racordare și punctul de conexiune:

- LES 20 kV între punctul de conexiune 20 kV proiectat și cu cablu A2XS(FL)2Y 3x1x185/25 mmp;
- Celula de linie 20kV de tip interior tip ICMP, identică ca și dimensiuni și caracteristici) cu celulele de linie existente în stație. Acestea sunt de tip deschis cu compartimente separate pentru circ. primare și secundare, mediu de izolație în aer, sistem dublu de bare, 24 kV, 630 A, I_{sc}=25kA.

Aceasta este echipată cu - întrerupător în vid debrosabil 24kV, 400; - 3 TC 2x100/5/5/5 A, clasă 0.2s; - CLP; - 2 separatoare de bare 24kV 400A; - Divizor capacitiv de tensiune și releu lipsa tensiune linie; - Analizor de calitate energie electrică; - Circuite de măsură pentru montare contor cu 3 sisteme, dublu sens.



LES 20kV

Se vor poza cabluri de medie tensiune, cu conductoare din Al, cu sectiunea de 185 mmp si ecran 25 mmp, cu izolatie din polietilena reticulata (XLPE) si manta din polietilenă cu bariera longitudinală si transversală la pătrunderea apei, respectiv cabluri tip A2XS(FL)2Y 3x1x185/25 mmp. LES 20kV proiectată va fi pozată în profil tip „m”. Traseul LES 20kV se marchează prin borne de marcare la suprafată si prin markeri. Capetele terminale se vor executa cu seturi de materiale termocontractibile la cald, astfel:

- terminale de interior pentru cabluri monopolare ecranate, cu izolatie XLPE, 12/20 kV, de 185 mmp. Se vor monta la celulele de linie, a postului de transformare aferent centralei eoliene.
- terminale de exterior pentru cabluri monopolare ecranate, cu izolatie XLPE, 12/20kV, de 185 mmp.

Executia retelei electrice subterane se va executa conform NTE 007/08/00 - „Normativ pentru proiectarea si executarea retelelor de cabluri electrice”.

Pozarea cablurilor 20kV

Cablurile 20kV se vor poza în sant, cu săpătură manuală sau mecanizată, în profil tipizat tip „m”, la adâncimea de 0,8 m, pe pat de nisip de 10 cm si vor fi protejate cu folie avertizoare si placă PVC inscriptionată. La intrarea în PTAv. aferent centralei fotovoltaice, precum si la urcarea pe stâlpul de M.T., cablul se va proteja în tub PVC G.

Intrarile si iesirile cablurilor din tuburile de protectie se vor etansa cu mastic bituminos pentru a împiedica pătrunderea apei.

F. MONITORIZARE SI CONTROL

Într-o centrală fotovoltaică este nevoie de supravegherea tuturor parametrilor de functionare ai dispozitivelor aflate în componenta centralei fotovoltaice (modulele fotovoltaice, invertoare, posturi de transformare, camere de supraveghere, contoare si aparate de măsură) pentru asigurarea randamentului maxim si prevenirea eventualelor disfunctionalitati în sistem.

Comunicarea între sistemul central si dispozitivele periferice se face prin diferite protocoale industriale. Există diferite sisteme si aplicatii de monitorizare care realizează rapoarte despre energia produsă primind informatii de la invertoare si sistemele de măsură care sunt conectate la rețeaua de comunicatii.

Sistemul central actualizează în timp real datele care pot fi accesate fie local, la centrul de control si monitorizare al centralei, fie de la distanță prin intermediul internetului pe o pagina web. În cazul aparitiei unor incidente sistemul poate trimite un mesaj către un telefon despre incidentul apărut.

Monitorizarea sistemelor fotovoltaice trebuie să fi sigură pentru a mentine functionarea centralei la capacitate maximă.

Cea mai simplă metodă de monitorizare este citirea datelor de pe displayul invertorului, dar pentru monitorizări complexe datele sunt stocate si prelucrate, fiind nevoie de parametrii externi: temperatura modului, temperatura mediului exterior, radiatia solară, viteza vântului etc.

Controlul si monitorizarea la distanță se realizeaza prin porturi seriale, RS232 pentru monitorizare locală, RS 485 sau rețeaua electrică pentru interconectarea invertoarelor. Un mod de monitorizare optional poate fi cel prin satelit SPYCE (Satellite Photovoltaic Yield Control &

Evaluation) care realizează detectia automata a unui incident reducându-se astfel timpul de interventie pentru remedierea defectiunii. Având o pagina web la aceasta poate fi conectat si SPYCE care pune la dispozitie date despre radiatia solara, temperatură, referinte despre productia de energie. Datorita valorilor de iradiere primite de la sateliti si sistemului de detectie automat, sistemul este monitorizat în permanentă, iar în caz de avarie se va trimite un email cu detalii despre defectiunile apărute. Acest mod de monitorizare detectează probleme în sistem atât de natură tehnică (defecte ale echipamentelor, supraîncălzire etc.), cât si eventuale cauze de randament scăzut.

3.3. Costurile estimative ale investiției

3.3.1. Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investitii

Prezentul capitol cuprinde date despre devizul general aferent obiectivului de investitii „CONSTRUIRE PARC FOTOVOLTAIC, CENTRALA ELECTRICA FOTOVOLTAICA (CEF) COPSA MICA”.

Devizul General, s-a intocmit in conformitate cu H.G. nr. 907/29.11.2016. Valorile din devizul general cuprind cheltuieli estimate pentru executia tuturor lucrarilor necesare realizarii investitiei propuse. Devizul general este structurat in sase capitole de cheltuieli in RON si EUR, cu si fara TVA (19%), la cursul valutar de 4,98 RON/EUR.

Costurile pentru realizarea obiectivului de investiții se regăsesc în devizele generale atașate prezentei documentații, astfel:

Anexa 4.1 - Deviz General - Scenariul A

Valoarea totală a investiției este de **83.378.705,30 RON**, la care se adaugă TVA în valoare de **15.100.623,06 RON**, rezultand o valoare totala în cuantum de **98.479.328,34 RON**,

- din care cheltuielile care reprezintă construcții-montaj (C+M) sunt în cuantum de 12.678.800,74 RON, la care se adaugă TVA în valoare 2.408.972,15 RON, rezultand o valoare totala în cuantum de 15.087.772,88 RON.

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)		Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		RON	3	RON	4	RON	5	EUR	6	EUR	7	EUR	8
1	2	CAPITOLUL 1: Cheltuieli pentru obtinerea și amenajarea terenului											
1.1	Obtinerea terenului		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
1.2	Amenajarea terenului		68,900.00		13,091.00		81,991.00		13,835.34		2,628.71		16,464.06
1.3	Amenajari pentru protectia mediului și aducerea la starea initiala		76,450.00		14,525.50		90,975.50		15,351.41		2,916.77		18,268.17
1.4	Cheltuieli pentru relocarea / protectia utilitatilor		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
TOTAL CAPITOL 1			145,350.00		27,616.50		172,966.50		29,186.75		5,545.48		34,732.23
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului			2,623,000.00		498,370.00		3,121,370.00		526,706.83		100,074.30		626,781.12
TOTAL CAPITOL 2			2,623,000.00		498,370.00		3,121,370.00		526,706.83		100,074.30		626,781.12
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistenta tehnica													
3.1	Studii		4,350.00		826.50		5,176.50		873.49		165.96		1,039.46
	3.1.1 Studii de teren		2,850.00		541.50		3,391.50		572.29		108.73		681.02
	3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului		1,500.00		285.00		1,785.00		301.20		57.23		358.43
	3.1.3 Alte studii specifice		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
3.2	Documentatii suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri și autorizatii		12,900.00		2,451.00		15,351.00		2,590.36		492.17		3,082.53
3.3	Expertiza tehnica		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
3.5	Proiectare		152,869.20		29,045.15		181,914.35		30,696.63		5,832.36		36,528.99
	3.5.1 Tema de proiectare		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
	3.5.2 Studiu de prefezabilitate		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00
	3.5.3 Studiu de fezabilitate / documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general		76,246.80		14,486.89		90,733.69		15,310.60		2,909.01		18,219.62

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

	3-5.4 Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor / acordurilor / autorizatiilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3-5.5 Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3-5.6 Proiect tehnic si detalii de executie	76,622.40	14,558.26	91,180.66	15,386.02	2,923.35	18,309.37	
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	39,800.00	7,562.00	47,362.00	7,991.97	1,518.47	9,510.44	
3.7	Consultanta	702,021.93	133,384.17	835,406.10	140,968.26	26,783.97	167,752.23	
	3-7.1 Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	677,121.93	128,653.17	805,775.10	135,968.26	25,833.97	161,802.23	
	3-7.2 Auditul financiar	24,900.00	4,731.00	29,631.00	5,000.00	950.00	5,950.00	
3.8	Asistenta tehnica	156,250.00	29,687.50	185,937.50	31,375.50	5,961.35	37,336.85	
	3.8.1 Asistenta tehnica din partea proiectantului	68,750.00	13,062.50	81,812.50	13,805.22	2,622.99	16,428.21	
	3.8.1.1 pe perioada de executie a lucrarilor	38,900.00	7,391.00	46,291.00	7,811.24	1,484.14	9,295.38	
	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	29,850.00	5,671.50	35,521.50	5,993.98	1,138.86	7,132.83	
	3.8.2 Dirigentie de santier	87,500.00	16,625.00	104,125.00	17,570.28	3,338.35	20,908.63	
	TOTAL CAPITOL 3	1,068,191.13	202,956.32	1,271,147.45	214,496.21	40,754.28	255,250.49	
	CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investitia de baza							
4.1	Constructii si instalatii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	9,718,733.34	1,846,559.34	11,565,292.68	1,951,552.88	370,795.05	2,322,347.93	
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	64,209,779.90	12,199,858.18	76,409,638.08	12,893,530.10	2,449,770.72	15,343,300.82	
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
	TOTAL CAPITOL 4	73,928,513.24	14,046,417.52	87,974,930.76	14,845,082.98	2,820,565.77	17,665,648.75	

CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli									
5.1	Organizare de şantier	319,529.00	60,710.51	380,239.50	64,162.45	12,190.87	76,353.31		
	5.1.1. Lucrari de constructii	191,717.40	36,426.31	228,143.70	38,497.47	7,314.52	45,811.99		
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii şantierului	127,811.60	24,284.20	152,095.80	25,664.98	4,876.35	30,541.33		
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	3,901,741.86	0.00	3,901,741.85	783,482.30	0.00	783,482.30		
	5.2.1 Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	3,622,705.88	0.00	3,622,705.88	727,450.98	0.00	727,450.98		
	5.2.2 Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	76,072.80	0.00	76,072.80	15,275.66	0.00	15,275.66		
	5.2.3 Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	12,781.16	0.00	12,781.16	2,566.50	0.00	2,566.50		
	5.2.4 Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	63,394.00	0.00	63,394.00	12,729.72	0.00	12,729.72		
	5.2.5 Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire / desfiintare	126,788.01	0.00	126,788.01	25,459.44	0.00	25,459.44		
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	1,267,880.07	240,897.21	1,508,777.28	254,594.39	48,372.93	302,967.33		
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	14,940.00	2,838.60	17,778.60	3,000.00	570.00	3,570.00		
TOTAL CAPITOL 5		5,504,090.93	304,446.32	5,808,537.23	1,105,239.14	61,133.80	1,166,372.94		
CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste									
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	54,780.00	10,408.20	65,188.20	11,000.00	2,090.00	13,090.00		
6.2	Probe tehnologice şi teste	54,780.00	10,408.20	65,188.20	11,000.00	2,090.00	13,090.00		
TOTAL CAPITOL 6		109,560.00	20,816.40	130,376.40	22,000.00	4,180.00	26,180.00		
TOTAL GENERAL		83,378,705.30	15,100,623.06	98,479,328.34	16,742,711.91	3,032,253.63	19,774,965.53		
din care: C+M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		12,678,800.74	2,408,972.15	15,087,772.88	2,545,943.92	483,729.35	3,029,673.27		

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

Anexa 4.1 - Deviz General - Scenariul B

Valoarea totală a investiției este de **93.237.289,20 RON**, la care se adaugă TVA în valoare de **16.972.955,45 RON**, rezultând o valoare totală în cuantum de **110.210.244,64 RON**,

- din care cheltuielile care reprezintă construcții-montaj (C+M) sunt în cuantum de 12.874.550,89 RON, la care se adaugă TVA în valoare 2.446.164,67 RON, rezultând o valoare totală în cuantum de 15.320.715,56 RON.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)		Valoare (fara TVA)		TVA		Valoare (cu TVA)	
		RON	3	RON	4	RON	5	EUR	6	EUR	7	EUR	8
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
CAPITOLUL 1: Cheltuieli pentru obtinerea și amenajarea terenului													
1.1	Obtinerea terenului	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
1.2	Amenajarea terenului	68,900.00		13,091.00		81,991.00		13,835.34		2,628.71		16,464.06	
1.3	Amenajari pentru protectia mediului și aducerea la starea initiala	76,450.00		14,525.50		90,975.50		15,351.41		2,916.77		18,268.17	
1.4	Cheltuieli pentru relocarea / protectia utilitatilor	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
TOTAL CAPITOL 1		145,350.00		27,616.50		172,966.50		29,186.75		5,545.48		34,732.23	
CAPITOLUL 2: Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului		2,623,000.00		498,370.00		3,121,370.00		526,706.83		100,074.30		626,781.12	
TOTAL CAPITOL 2		2,623,000.00		498,370.00		3,121,370.00		526,706.83		100,074.30		626,781.12	
CAPITOLUL 3: Cheltuieli pentru proiectare și asistenta tehnica													
3.1	Studii	4,350.00		826.50		5,176.50		873.49		165.96		1,039.46	
	3.1.1 Studii de teren	2,850.00		541.50		3,391.50		572.29		108.73		681.02	
	3.1.2 Raport privind impactul asupra mediului	1,500.00		285.00		1,785.00		301.20		57.23		358.43	
	3.1.3 Alte studii specifice	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
3.2	Documentatii suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri și autorizatii	12,900.00		2,451.00		15,351.00		2,590.36		492.17		3,082.53	
3.3	Expertiza tehnica	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
3.5	Proiectare	152,869.20		29,045.15		181,914.35		30,696.63		5,832.36		36,528.99	
	3.5.1 Tema de proiectare	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
	3.5.2 Studiu de fezabilitate	0.00		0.00		0.00		0.00		0.00		0.00	
	3.5.3 Studiu de fezabilitate / documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	76,246.80		14,486.89		90,733.69		15,310.60		2,909.01		18,219.62	

	3-5.4 Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor / acordurilor / autorizatiilor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	3-5.5 Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3-6	3-5.6 Proiect tehnic si detalii de executie	76,622.40	14,558.26	91,180.66	15,386.02	2,923.35	18,309.37		
3-7	3-5.7 Organizarea procedurilor de achizitie	39,800.00	7,562.00	47,362.00	7,991.97	1,518.47	9,510.44		
	3-5.8 Consultanta	735,878.03	139,816.83	875,694.86	147,766.67	28,075.67	175,842.34		
	3-7.1 Managementul de proiect pentru obiectivul de investitie	710,978.03	135,085.83	846,063.86	142,766.67	27,125.67	169,892.34		
	3-7.2 Auditul financiar	24,900.00	4,731.00	29,631.00	5,000.00	950.00	5,950.00		
3-8	Asistenta tehnica	156,250.00	29,687.50	185,937.50	31,375.50	5,961.35	37,336.85		
	3-8.1 Asistenta tehnica din partea proiectantului	68,750.00	13,062.50	81,812.50	13,805.22	2,622.99	16,428.21		
	3-8.1.1 pe perioada de executie a lucrarilor	38,900.00	7,391.00	46,291.00	7,811.24	1,484.14	9,295.38		
	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	29,850.00	5,671.50	35,521.50	5,993.98	1,138.86	7,132.83		
	3-8.2 Dirigentie de santier	87,500.00	16,625.00	104,125.00	17,570.28	3,338.35	20,908.63		
TOTAL CAPITOL 3		1,102,047.23	209,388.98	1,311,436.21	221,294.62	42,045.98	263,340.60		
CAPITOLUL 4: Cheltuieli pentru investitia de baza									
4-1	Constructii si instalatii	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
4-2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	9,913,103.33	1,883,489.63	11,796,592.96	1,990,583.00	378,210.77	2,368,793.77		
4-3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	73,814,059.66	14,024,671.33	87,838,730.99	14,822,100.33	2,816,199.06	17,638,299.40		
4-4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
4-5	Dotari	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
4-6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
TOTAL CAPITOL 4		83,727,162.99	15,908,160.96	99,635,323.95	16,812,683.33	3,194,409.83	20,007,093.16		

CAPITOLUL 5: Alte cheltuieli

5.1	Organizare de şantier	321,829.27	61,147.54	382,976.80	64,624.35	12,278.62	76,902.97
	5.1.1. Lucrari de constructii	193,097.56	36,688.54	229,786.10	38,774.61	7,367.18	46,141.79
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizarii şantierului	128,731.71	24,459.00	153,190.70	25,849.74	4,911.45	30,761.18
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	3,905,944.62	0.00	3,905,944.62	784,326.23	0.00	784,326.23
	5.2.1 Comisioanele si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	3,622,705.88	0.00	3,622,705.88	727,450.98	0.00	727,450.98
	5.2.2 Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	77,247.31	0.00	77,247.31	15,511.51	0.00	15,511.51
	5.2.3 Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	12,873.17	0.00	12,873.17	2,584.97	0.00	2,584.97
	5.2.4 Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor – CSC	64,372.75	0.00	64,372.75	12,926.26	0.00	12,926.26
	5.2.5 Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire / desfiintare	128,745.51	0.00	128,745.51	25,852.51	0.00	25,852.51
5.3	Cheltuieli diverse şi neprevazute	1,287,455.09	244,616.47	1,532,071.56	258,525.12	49,119.77	307,644.89
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	14,940.00	2,838.60	17,778.60	3,000.00	570.00	3,570.00
TOTAL CAPITOL 5		5,530,168.98	308,602.61	5,838,771.58	1,110,475.70	61,968.40	1,172,444.09

CAPITOLUL 6: Cheltuieli pentru probe tehnologice şi teste

6.1	Pregătirea personalului de exploatare	54,780.00	10,408.20	65,188.20	11,000.00	2,090.00	13,090.00
6.2	Probe tehnologice şi teste	54,780.00	10,408.20	65,188.20	11,000.00	2,090.00	13,090.00
TOTAL CAPITOL 6		109,560.00	20,816.40	130,376.40	22,000.00	4,180.00	26,180.00
TOTAL GENERAL		93,237,289.20	16,972,955.45	110,210,244.64	18,722,347.23	3,408,223.99	22,130,571.21
din care: C+M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		12,874,550.89	2,446,164.67	15,320,715.56	2,585,251.18	491,197.72	3,076,448.91

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

3.3.2. Costurile estimative de operare pe durata normata de viata/de amortizare a investitiei publice

Principalele cheltuieli avute în vedere în cadrul analizei pentru **ambele scenarii** sunt:

A. Costuri fixe

a) Cheltuieli de mentenanță, întreținere si reparații

Aici se includ cheltuielile de mentenanță, înlocuirea unor consumabile pentru buna functionare a investitiei.

Aceste cheltuieli au fost luate în calcul din anul 2 al perioadei de analiză. Cheltuieli de întreținere si mentenanță sunt calculate si acceptate la cca 15.000 euro/MWp/an, rezultând anual un cost de 1.344.600 lei .

De asemenea, în aceasta categorie se includ serviciile de curatire profesionala si manopera înlocuire. Pentru un randament optim, se va apela la o societate specializata care sa ofere servicii de curatire profesionala a panourilor solare, cel puțin de 2 ori pe an.

Deși inca în garantie, defectarea unui singur panou are ca efect reducerea la zero a unui întreg sir si implicit pierderea productiei de energie electrica. In plus, manopera pentru înlocuit panoul, verificarea întregului sir si reconectarea acestuia precum si serviciul de transport de returnare la fabricant nu sunt în general acoperite de garantie. Generatorul electric fotovoltaic contine o multitudine de alte componente care la randul lor se pot defecta sau pot reactiona în mod nedorit la fluctuatiile energetice din sistem. Reparatiiile inverteoarelor, verificarea conexiunilor, a cutiilor de interconectare, determinarea si repararea defectiunilor aparute de la fluctuatii majore în rețeaua nationala, descarcari electrice atmosferice, defectari ale sistemului de securitate si ale sistemului de colectare si transmisie de date sunt de asemenea de extrema importanta.

Ca urmare, trebuie sa se asigure necesarul de componente de rezerva si specialisti care sa repuna în functiune sistemul la parametri nominali de functionare în timpul cel mai scurt. Se doreste ca functionarea instalatiei în conditii productive normale sa se realizeze pe 95% din timp.

b) Cheltuieli cu salariile

Realizarea investitiei implica angajarea a 2 persoane, cu norma partiala care să efectueze operații de supraveghere a funcționării si curatarii panourilor fotovoltaice sau de remediere periodică a defectiunilor apărute și o persoană pentru a asigura activitățile administrative necesare pentru funcționarea optimă a parcului.

c) Costuri administrative

Costuri administrative generale, (servicii financiar-contabile, personal, SSM – PSI, etc.) au fost estimate la cca 24.000 euro/an.

Tot în categoria costurilor administrative au fost incluse cheltuielile cu asigurările estimate la cca 1% din valoarea investiției (833.787 lei/an).

d) Costurile cu utilitățile și telecomunicațiile

Costurile cu utilitățile și telecomunicațiile necesare pentru funcționarea optimă a parcului au fost estimate la cca 1.500 euro/luna, respectiv 2.000 euro/lună pe perioada de operare a investiției rezultând astfel un cost de estimat de 89.640 lei/an – utilități, respectiv 119.520 lei/an pentru telecomunicații.

B. Costuri variabile

a) **Taxa ANRE** a fost estimată la cca 0,1% din valoarea veniturilor anuale;

b) Costurile de înlocuire a echipamentelor degradate

Costurile de înlocuire a echipamentelor montate sunt acele costuri care apar ca urmare a uzurii normale și îmbătrânirii în timp a echipamentelor. Componente din sistemul fotovoltaic au o durată mai scurtă de viață decât orizontul de timp sunt:

- Invertoare;
- Cabluri de legătură – se eteimează o deteriorare a materialului izolator în timp;
- Panouri degradate.

Manopera înlocuire a fost estimată la 20% din valoarea echipamentelor și materialelor ce urmează a fi înlocuite.

Înlocuirea și remedierea echipamentelor degradate s-a estimat că se va realiza în anii 9, 10 și 11 de operare respectiv în anii 18, 19 și 20. Pentru estimarea costului de înlocuire s-a pornit de la prețul de achiziție inițial a acestora.

c) Cheltuieli cu materiale pentru întreținere și reparații

În această categorie se includ diverse materii prime și materiale consumabile utilizate în mod curent în activitățile de mentenanță și întreținere a parcului fotovoltaic și pentru menținerea acestuia în condiții optime de funcționare. Aceste costuri au fost estimate la cca 1% din valoarea veniturilor obținute.

Estimările privind costurile de operare se aplică ambelor scenarii analizate și sunt prezentate în **Anexei 1 - Analiza cost beneficiu** - atasată la prezentul studiu de fezabilitate.

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

Pentru acest proiect s-a realizat ridicarea topografică pentru întocmirea planului de situație în scopul *“Obținere autorizație de construire - pentru Centrala Electrică Fotovoltaică CEF Copsa Mica, în Localitatea Copsa Mica, județul Sibiu”* – Anexa 5 la prezentul studiu de fezabilitate.

Pentru acest proiect s-a realizat Studiu Geotehnic pentru întocmirea planului de situație în scopul *“Obținere autorizație de construire - pentru Centrala Electrică Fotovoltaică CEF Copsa Mica, în Localitatea Copsa Mica, județul Sibiu”*. Studiul geotehnic și studiile de analiză și de stabilitate a terenului, studiu hidrologic, hidrogeologic reprezintă Anexa 6 Studiu geotehnic la prezentul studiu de fezabilitate.

3.5. Grafice orientative de realizare a investiției

Durata de executie a obiectivului de investitii reprezinta perioada, exprimata în luni, cuprinsa între data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de executie si comunicată executantului si data încheierii procesului-verbal privind admiterea receptiei la terminarea lucrărilor.

Esalonarea fizica a lucrarilor necesare realizarii investitiei este intocmita in ipoteza organizarii optime a lucrarilor de constructii – montaj (aprovizionare, dotari, forta de munca, tehnologie de executie, etc.). Durata de executie a investitiei aferenta proiectului este de 12 luni.

Esalonarea fizica a lucrarilor de realizare a investitiei este prezentata in graficul urmator – Anexa 7 la prezentul studiu de fezabilitate si este aferenta atat Scenariului A, cat si Scenariului B:

Nr. crt.	Denumire activitate	Perioada de executie Luni calendaristice											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Semnare contract de finantare	X											
2.	Organizare proceduri achizitie		X	X									
3.	Proiectare faza PT+ DDE			X	X								
4.	Predare amplasament				X								
5.	Aprovizionare materiale , echipamente si utilaje				X	X	X						
6.	Montare structura metalica si panouri fotovoltaice pe sol (montaj utilaj)							X	X	X			
7.	Montare invertoare si realizare cablare pentru circuite c.c ; c.a si sistem de stocare									X	X	X	
8.	Verificari si incercari											X	X
9.	Receptie lucrari												X
10.	PIF												X

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

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

Analiza cost-beneficiu se prezinta ca document separat - Anexa 1 Analiza cost beneficiu - atasata la prezentul studiu de fezabilitate.

Stabilirea ipotezelor de lucru s-a realizat conform "Ghidului pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de investitii" (Comisia Europeana, disponibil la adresa http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cba_guide.pdf), coroborat cu prevederile HG 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.

Perioada de referinta sau Orizontul de timp luat in calcul este de 20 ani. Prin orizontul de timp se intelege numarul maxim de ani pentru care se fac previziunile.

Previziunile care privesc tendinta viitoare a proiectului trebuie formulate pentru o perioada adecvata vietii sale economice si sa fie suficient de lunga pentru a lua in considerare impactul sau pe termen mediu/lung.

Numarul maxim de ani pentru care se face previziunea determina durata de viata a proiectului si este legat de sectorul in care se realizeaza investitia.

Perioada de referință include perioada de implementare a investitiei.

Durata de realizare a proiectului este de maxim 12 de luni. Toate activitățile proiectului se vor derula într-o perioada de maxim 12 de luni de la aprobarea proiectului. Perioada de execuție a lucrărilor este estimată la cca 12 de luni. In vederea evaluării eficacității financiare a proiectului s-a avut in vedere un orizont de timp de 20 ani – perioada de analiză.

Valoarea reziduală. Perioadă de referință de 20 ani coincide cu durata normala economica utilă a proiectului. Dupa aceasta perioada veniturile generate de investitie vor fi mai mici sau cel mult egale cu costurile de mentenanta si operare. Rezulta ca la sfarsitul orizontului de timp valoarea reziduala va fi egala cu 0.

Pe întreaga perioadă metoda de previziune utilizată a fost cea cu preturi constante atât pentru venituri cât și pentru cheltuieli deoarece se dorește ca prin aceasta să se elimine din modelul de calcul efectele inflației și a unor nivele de preț improbabile. Prin utilizarea prețurilor constante se pot observa exact efectele schimbărilor ce survin din cauza proiectului. Este indicat să se folosească preturi constante și din cauza faptului că, de exemplu inflația, influențează atât veniturile cât și cheltuielile.

Rata de actualizare utilizata pentru fluxurile de numerar viitoare a fost stabilită la 4%.

Cu privire la **Taxa pe Valoarea Adăugată**, toate prețurile avute în vedere, inclusiv valoarea investiției sunt în lei fără TVA, deoarece pentru beneficiar – CIS GAZ PROPRIETĂȚI SRL – TVA este o taxă recuperabilă, în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

Scopul prezentei documentații este conform temei de proiectare, respectiv elaborarea unei analize tehnico-economice, în vederea identificării și fundamentării oportunității de realizare a unei capacitati energetice de 18 MW la sol.

Scenariile selectate pentru analiză au ținut cont de ipoteza în care ambele scenarii contribuie la atingerea obiectivelor privind producerea energiei electrice și valoarea adăugată a proiectului.

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

- Scenariul A – sistem de montaj fix;
- Scenariul B – sistem de montaj mobil.

Scenariul de referință este considerat SCENARIUL B, iar cel dorit spre implementare este considerat SCENARIUL A.

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

Analiza de risc constituie suport pentru procesul decizional și stabilirea unor măsuri concrete, menite să ducă la limitarea și diminuarea, pe cât posibil, a pericolelor la care pot fi expuse lucrările proiectate. În cadrul analizei vulnerabilităților, se determină factorii care pot provoca modificări semnificative ale variabilelor critice identificate, astfel încât indicatorii investiției să sufere modificări majore.

Riscul în ceea ce privește hazardele climatice este evaluat în funcție de probabilitatea de producere a unei pagube și consecințele probabile/severitate, fiind înțeles astfel ca măsura a marimii unei amenințări naturale.

Concepte-cheie

Impactul schimbărilor climatice – efectele schimbărilor climatice asupra sistemelor naturale și antropice. Trebuie diferențiate efectele potențiale și cele reziduale în cazul implementării unor măsuri de adaptare.

- Impact potențial – efectele care apar în urma schimbărilor climatice în viitor, fără a se lua în considerare măsurile de adaptare;
- Impact rezidual – efectele schimbărilor climatice ce pot apărea după realizarea măsurilor de adaptare.

Printre factorii de risc întâlniți se numără factorii naturali și antropici de mai jos:

- Factori naturali (pot produce schimbări climatice):
 - ✓ Inundații;
 - ✓ Alunecări de teren;
 - ✓ Incendiile;
 - ✓ Cutremure.
- Factori antropici:
 - ✓ Proiectare defectuoasă;
 - ✓ Executie incorectă;
 - ✓ Exploatare necorespunzătoare;
 - ✓ Vandalism.

Factori naturali

Dintre factorii naturali preponderent intalniti in zona, putem aminti, alunecarile de teren si inundatii cauzate in special de fenomenul de topirea zapezilor. Din componentele climatice, cea mai mare actiune asupra dezvoltarii alunecarilor de teren o exercita precipitatiile atmosferice. Influenta indirecta se manifesta prin infiltratia precipitatiilor si slabirea legaturii dintre parcelele rocilor argiloase ce constituie versanti. Influenta directa a precipitatiilor se realizeaza prin cresterea presiunii hidrostatice si hidrodinamice a apelor freatice dupa sezonul de ploi, cand este favorizata infiltratia.

De asemenea, impactul antropic joaca un rol important in marirea suprafetelor afectate de alunecari de teren. Printre activitatile umane care se soldeaza cu activarea procesului de alunecare pot fi mentionate:

- Extragerea argilei, nisipului, pietrisului din partea inferioara a versantilor ce conduce la diminuarea stabilitatii acestora;
- Amenajarea terenurilor de constructie in partea superioara a versantului de cele mai multe ori necesita, pentru nivelarea lui, adaugiri de pamant care, influenteaza negativ stabilitatea versantului;
- Taierea de arbori si arbusti de pe versanti conduce la modificarea regimului hidrologic, cresterea presiunii hidrodinamice, inlaturarea actiunii cu caracter de armatura a sistemului radicular al plantelor.

Inundatiile pot avea cauze naturale printre care se numara ploile abundente sau topirea brusca a zapezilor, sau pot avea cauze antropice, omul poate sa intensifice producerea inundatiilor prin diferite actiuni ale sale, precum despaduririle, lucrarile de canalizare a unor albiu subdimensionate si poduri cu deschidere prea mica care produc o micșorare a sectiunii de scurgere, suprafete acoperite de asfalt sau beton, care impiedica infiltrarea apei, distrugerea unor amenajari hidrotehnice.

Factori antropici

Proiectare defectuoasa poate consta in:

- lipsa de personal specializat și calificat;
- nerespectarea investiției și a documentației de licitație;
- depășirea costurilor alocate;
- evaluări geotehnice neadecvate;
- control defectuos al calității;
- disponibilitatea materialelor și echipamentelor;
- nerespectarea condițiilor de siguranță și sănătate;
- contaminarea mediului înconjurător.

Executie incorecta poate consta in:

- nerespectarea solutiei proiectate;
- întârzieri de finalizare.

Exploatare necorespunzatoare: Principalul risc care poate să apară este legat de capacitatea beneficiarului investiției de a gestiona (exploata) în mod corespunzător obiectivul de investiție realizat. Ne referim aici la posibilitatea menținerii nivelului de performanță și a costurilor de exploatare în limitele planificate.

Riscuri determinate de factorul uman: erori de estimare, erori de operare, vandalism.

Se vor avea în vedere măsuri speciale pentru cresterea rezistentei componentelor constructive ale proiectelor la schimbarile climatice, conditii meteorologice extreme si alte dezastre naturale – pe baza evaluărilor privind influenta schimbărilor climatice asupra proiectului de investitii.

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

4.3. Situația utilităților și analiza de consum: necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz; soluții pentru asigurarea utilităților necesare

Singura utilitate necesară pentru funcționarea capacității energetice este racordul electric la rețeaua operatorului de distribuție.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse

Prin realizarea investiției se va asigura alimentarea consumatorilor racordați la sistemul energetic național cu energie electrică regenerabilă nepoluantă care este în conformitate cu legislația privind protecția mediului. Impactul social al proiectului este unul crescut, lucrările având efect imediat, nu numai pentru locuitorii din Copsa Mica, ci pentru toți locuitorii din județul Sibiu și cei din afara acestuia, respectiv persoanele care tranzitează zona, prin efectele imediate ale proiectului, respectiv reducerea poluării și îmbunătățirea considerabilă a calității energiei electrice.

În ceea ce privește prezentul proiect, ca principiu de elaborare, implementare, operare și management, acesta va asigura în toate etapele sale egalitatea de șanse și egalitatea de gen, luându-se în considerare toate politicile și practicile prin care să nu se realizeze nicio deosebire, excludere, restricție sau preferință pe baza de rasă, naționalitate, etnie, limbă, religie, categorie socială, convingeri, sex, orientare sexuală, vârstă, handicap, boala cronică contagioasă, apartenența 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 în domeniul politic, economic, social și cultural sau în orice alte domenii ale vieții publice.

Principiul egalității de șanse este respectat în cadrul acestui proiect în toate fazele sale de derulare, astfel:

- în faza de implementare a proiectului, va fi luată în considerare egalitatea de șanse atât la nivelul constituirii echipei de proiect, cât și în ceea ce privește implicarea resurselor umane în diferite momente de derulare a proiectului;
- în ceea ce privește managementul proiectului, în stabilirea echipei de management vor fi utilizate aceleași criterii de competență pentru selecție, urmărindu-se, pe cât posibil, realizarea unui echilibru între numărul de bărbați și femei participanți;
- în atribuirea contractelor de achiziții publice ce se vor încheia pentru executia proiectului, se vor respecta principiile de nediscriminare, tratament egal, transparență, conform Legii 99/2018 cu modificările și completările ulterioare. Aceste principii de egalitate, nediscriminare și transparență în faza de achiziții sunt respectate prin aceea că la procedurile de contractare ce se vor organiza, vor putea participa toate persoanele fizice și juridice care îndeplinesc prevederile legislației române și europene în domeniul achizițiilor publice.

Pe parcursul pregatirii si desfasurarii procedurilor de contractare, egalitatea de sanse se va manifesta prin:

- in elaborarea caietelor de sarcini, se respecta principiul neutralitatii tehnologice astfel ca nu se vor face referiri la producatori sau marci ale echipamentelor/materialelor necesare pentru implementarea proiectului;
- criteriile de calificare a ofertantilor la procedurile de contractare (licitatii, cererii de oferta, etc.) nu vor fi restrictive si vor tine seama numai de natura si complexitatea contractului ce urmeaza a se incheia; acestea vor fi publice;
- toata documentatia de atribuire aferenta achizitiilor prevazute prin proiect va fi facuta public, astfel incat toti operatorii care indeplinesc conditiile vor avea acces la informatie;
- in cazul primirii de clarificari asupra documentatiei, societatea va face public raspunsurile la clarificari;
- pentru evaluarea ofertelor se va intruni o Comisie de evaluare, pentru evaluarea obiectiva a ofertelor primite;
- evaluarea ofertelor se va face numai pe baza cerintelor din caietul de sarcinii si a criteriilor de evaluare care sunt precizate in Documentatia de atribuire ce a fost facuta publica;
- orice persoana care este sau poate fi lezata ca urmare a deciziilor luate pe parcursul derularii procedurii de contractare are dreptul sa conteste aceste decizii.

In faza de executie a lucrarilor, egalitatea de sanse se manifesta prin:

- generarea de noi locuri de munca, ce vor putea fi ocupate fara restrictii de sex, etnie, rasa, religie, etc, de catre orice persoana care are calificarile si indeplineste cerintele specifice locurilor de munca noi create;
- se implementeaza masuri pentru evitarea accidentarii populatiei riverane zonelor in care se executa lucrarile;
- programul de lucru in timpul executiei lucrarilor se va stabili astfel incat populatia sa nu fie deranjata de zgomot in timpul orelor de odihna, iar in restul timpului nivelul zgomotului nu va depasi valoarea de 60 db;
- identificarea de catre Antreprenor a tuturor riscurile potientiale de accidentare si imbolnavirii profesionale a personalului care executa lucrarea si sa ia masurile necesare pentru evitarea acestora, incepand cu instruirea personalului, asigurarea acestuia cu echipament specific de munca, respectarea orelor de program si de odihna.

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

În faza de realizare a proiectului, se estimează crearea unui număr de minim 60 locuri de muncă. Acestea nu sunt suportate de către beneficiar întrucât execuția lucrării cade în sarcina unui executant.

În faza de operare, în funcție de modalitatea prin care se va asigura întreținerea sistemului, se estimează că va fi necesar un număr de 2 persoane cu opt ore/zi care să efectueze operații de supraveghere a funcționării și curatarii panourilor fotovoltaice sau de remediere periodică a defecțiunilor apărute.

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

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

Protecția mediului constituie o obligație a autorităților administrației publice, centrale și locale, precum și a tuturor persoanelor fizice și juridice, statul recunoscând tuturor persoanelor dreptul la un mediu sănătos.

Soluțiile tehnice propuse în prezenta lucrare reduc la minim impactul negativ asupra mediului, în condițiile de siguranță și eficiență pe parcursul tuturor fazelor de proiectare, execuție și exploatare.

Pe toată durata de viață a instalațiilor se vor respecta cerințele impuse prin SR EN ISO 14001/2005.

Prin lucrările prevăzute în prezentul proiect nu sunt afectați factorii de mediu.

Surse de poluanți și protecția factorilor de mediu

Protecția calității apelor

Instalațiile fotovoltaice proiectate nu au surse și poluanți posibil poluante, pentru apele de suprafață și subterane.

Protecția aerului

În timpul execuției lucrărilor, sursele emițătoare de noxe sunt produse de mașinile și utilajele folosite pentru realizarea lucrărilor. De asemenea, pe tot parcursul derulării lucrărilor se vor lua măsuri de reducere la maxim a prafului, atât prin udare, cât și prin manevrarea cu grijă a utilajelor folosite. În timpul funcționării și exploatării, instalațiile proiectate nu vor produce noxe, neexistând nici o formă de emisie.

Protecția împotriva zgomotului și a vibrațiilor

În timpul execuției lucrărilor sursele emițătoare de zgomot și vibrații sunt produse de mașinile și utilajele folosite pentru realizarea lucrărilor. Deoarece în locațiile propuse pentru amplasarea panourilor fotovoltaice sunt impuse restricții orare referitoare la zgomotul produs de mașini și utilaje, lucrările se vor executa pe timpul zilei, în afara intervalului orar 22-06.

Instalațiile proiectate nu produc zgomote și vibrații în timpul funcționării.

Protecția împotriva radiațiilor

Instalațiile proiectate nu produc radiații poluante pentru mediul înconjurător, oameni și animale. Radiațiile electromagnetice produse nu au un nivel semnificativ de impact asupra mediului.

Protecția solului și subsolului

Pentru execuția lucrărilor nu sunt necesare săpături mecanizate sau manuale pentru pozarea și/sau protejarea cablurilor de alimentare a panourilor fotovoltaice. La utilajele folosite la execuția lucrărilor se vor lua măsuri de prevenire a scurgerilor de produse petroliere. Pozarea și/sau protejarea cablurilor de alimentare a panourilor fotovoltaice se va realiza aparent în tuburi și jgheaburi metalice de protecție.

Protecția ecosistemelor terestre și acvatice

Pe perioada execuției lucrărilor, cât și în timpul funcționării, instalațiile proiectate nu au surse de poluare pentru ecosistemele terestre sau acvatice.

Protecția așezărilor umane și altor obiective de interes public

Așezările umane, respectiv obiectivele învecinate amplasamentului instalațiilor proiectate nu vor fi afectate de instalațiile electrice proiectate.



Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

Gospodărirea deșeurilor

Deșeurile rezultate în urma lucrărilor de demontări vor fi gestionate de către executantul lucrărilor, respectiv pământul și molozul vor fi transportate și depozitate prin grija executantului, în locuri special destinate acestor tipuri de deșeuri.

Gospodărirea substanțelor toxice și periculoase

Instalațiile de distribuție a energiei electrice existente, precum și cele proiectate, nu produc și nu folosesc substanțe toxice. Protecția împotriva electrocutărilor la instalațiile proiectate se realizează conform prevederilor standardizate (STAS 12604/5 - 90).

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

Sectorul energetic mondial este, de câțiva ani, în proces de a fi modificat ireversibil de cea de-a patra revoluție industrială. Prima a constat în dezvoltarea motorului cu abur, a puterii hidraulice și a mecanizării. Electricitatea și producția pe linii de asamblare au format o a doua revoluție. Computerizarea și automatizarea din anii '80 au reprezentat al treilea pas discret. Astăzi, umanitatea face al patrulea salt istoric, prin dezvoltarea sistemelor cyber-fizice.

Tendențele pot fi grupate în: tehnologice (inteligență artificială, internet of things - IoT, blockchain, robotică, realitate augmentată), sociale (tranziție energetică, reglementare, volatilitatea prețului resurselor, concentrarea resurselor), de uz (rețele autonome și insularizate), pentru reducerea costurilor (mentenanță preventivă și suport operațional), de creștere (locuințe inteligente, managementul capacităților de producție) și, nu în ultimul rând, modele disruptive (utilizarea activelor din sectoare adiacente).

La nivel național, remarcăm cel puțin cinci tendințe cu impact semnificativ asupra rezilienței sistemului, asupra prețului energiei electrice pe termen lung, precum și în ceea ce privește reducerea emisiilor cu gaze care produc efect de seră. În primul rând, mașinile electrice și cele cu gaz natural comprimat (GNC) își accelerează creșterea. În trecutul recent, acestea erau utilizate în principal în scop de marketing, fiind niște reclame mobile. Companii importante (bănci, firme de asigurări, operatori de telecomunicații etc.) își arătau astfel înclinația spre inovație și sustenabilitate. Astăzi, în orașele mari, am trecut de această etapă. Clasa persoanelor cu venituri peste medie este cea care a început deja să își cumpere o a doua mașină, alegerea îndreptându-se către un automobil electric. În tandem cu această creștere a cererii, operatorii de distribuție a energiei electrice, lanțurile de supermarketuri și distribuitorii de carburant instalează din ce în ce mai multe stații de încărcare. Până în 2030, vom avea peste 500.000 de automobile electrice, hibrid sau pe bază de GNC în România, cu suficiente puncte de încărcare pentru a ajunge în orice punct al țării.

O a doua tendință o reprezintă un concept despre care a început să se vorbească în România prin anii 2014-2015, „prosumatorul”, care reprezintă fără doar și poate o surpriză plăcută. Legea 184/2018 a fost un pas important, ce permite prosumatorilor să își comercializeze energia electrică produsă și livrată în rețea. În funcție de existența și amploarea mecanismelor de suport financiar, dezvoltarea micilor producători la nivel local ar putea reprezenta chiar o soluție la deficitul de putere instalată a sistemului energetic la nivel național.

În al treilea rând, din punctul de vedere al pieței de energie, intrarea Hidroelectrică – cel mai mare producător de energie din România, cu o structură de cost competitivă – pe segmentul de

furnizare către clienții casnici reprezintă un pas major, amenințând pe termen lung supremația furnizorilor tradiționali. Romgaz, o altă companie energetică la care statul român este acționar majoritar, ar putea alege o strategie similară de intrare pe piața de furnizare.

În 1990, totalul emisiilor de gaze cu efect de seră (exceptând LULUCF) era de 247 de milioane de tone de CO₂ echivalent. Conform PNIESC (Planul Național Integrat în Domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice), în contextul măsurilor actuale, o altă tendință este aceea de reducere a emisiilor, înregistrată istoric, care se va menține și pe viitor. Astfel, până în 2030, emisiile vor fi cu 49% sub nivelul înregistrat în 1990, scădere ce se așteaptă a continua și după acest an de referință.

Nu în ultimul rând, pentru respectarea angajamentelor de mediu la nivel european, fiecare stat membru trebuie să își asume un efort echitabil în diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră. O alternativă viabilă pentru România ar fi utilizarea gazelor naturale pe post de combustibil de tranziție, în următoarele zeci de ani. Avem, în Marea Neagră, peste 100 de miliarde de metri cubi de gaze. Este o cantitate foarte mare pe care ar trebui să o exploatăm cât mai repede și să o utilizăm, cu precădere pe teritoriul național, producând bunuri cu valoare adăugată. În lipsa unui cadru de reglementare predictibil, investitorii aleg să amâne pe durată nedeterminată luarea deciziilor finale de investiții. Până acum, dintre toți concesionarii de perimetre offshore, o singură companie a luat decizia de a investi aproximativ 400 de milioane de euro, pariind pe modificarea actualului cadru legislativ până în 2021, când va începe producția efectivă. În acest domeniu, cu resurse ce ar avea un impact total pe întreg lanțul valoric de aproximativ 80 de miliarde de euro, rămânem în expectativă.

Din 2021, Europa se confruntă cu o creștere a prețurilor energiei, care se înscrie într-o tendință de creștere la nivel mondial. Statele membre ale UE au reacționat prompt la această situație. Acestea 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.

Invaderea Ucrainei de către Rusia în 2022 a afectat și mai mult piețele energiei, provocând noi creșteri ale prețurilor energiei și preocupări cu privire la capacitatea UE de a-și asigura aprovizionarea cu energie.

În cadrul reuniunii informale a șefilor de stat sau de guvern din martie 2022, liderii UE au convenit să elimine treptat dependența UE de combustibilii fosili din Rusia.

În mai 2022, Consiliul și Parlamentul European au ajuns la un acord provizoriu cu privire la noi norme privind stocarea gazelor, conform cărora statele membre ale UE își vor completa capacitățile de stocare înainte de începutul iernii și le vor partaja cu alte state membre într-un spirit de solidaritate.

În cadrul reuniunii extraordinare a Consiliului European din 30-31 mai 2022, liderii UE au convenit să interzică aproape 90% din totalul importurilor de petrol din Rusia până la sfârșitul anului.

Repartiția energiei solare pe teritoriul național este relativ uniformă cu valori cuprinse între 1.100 și 1.450 kWh/mp/an. Valorile minime se înregistrează în zonele depresionare, iar valorile maxime în Dobrogea, estul Bărăganului și sudul Olteniei. Corelat cu modul de dezvoltare a locuințelor sau a altor clădiri din interiorul localităților, conform studiului ICEMENERG 2006, ar putea fi utilizați captatori solari cu o suprafață de 34.000 mp care să producă o energie de 61.200 TJ/an.

Valorificarea potențialului solar în scopul producerii de energie electrică prin utilizarea panourilor fotovoltaice permite, conform aceluiași studiu, instalarea unei capacități totale de 4.000 MW și producerea unei energii anuale de 4,8 TWh. La sfârșitul anului 2016, erau instalate în România parcuri solare cu puterea totală de 1.360 MW care, conform energiilor de proiect, produc 1,91 TWh/an. În anul 2019, parcurile fotovoltaice din România au produs 1,40 TWh. Construirea de parcuri fotovoltaice a beneficiat în perioada 2009-2016 de schemă de sprijin, conform Legii 220/2008.

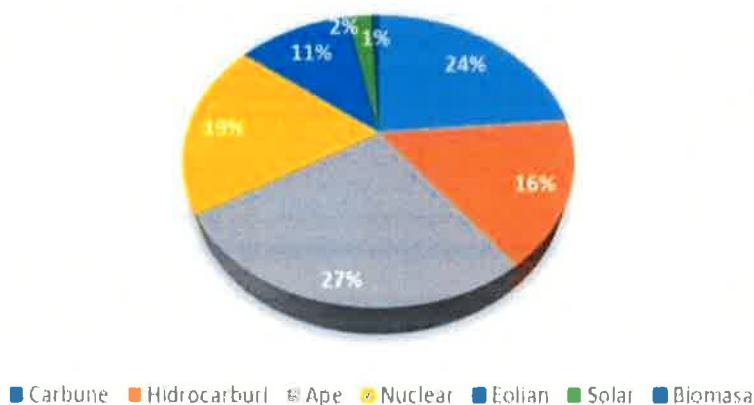
În vederea utilizării potențialului disponibil pentru dezvoltarea surselor fotovoltaice, este necesar ca sistemul energetic național să fie modernizat pentru a putea prelua variațiile de injecție de putere generate de sursele fotovoltaice, cu sisteme de echilibrare și stocare dimensionate corespunzător.

Consumul total de energie electrică a înregistrat o scădere substanțială de la 60 TWh în 1990 la 39 TWh în 1999 (Eurostat 2020, [nrg_cb_e]), în principal pe fondul contractării activității industriale, după care a crescut până la 48 TWh în 2008. Criza economică din 2008-2009 a cauzat o nouă scădere a consumului, urmată de o revenire graduală la 50 TWh în 2018.

Potrivit datelor Eurostat publicate în aprilie 2020, România a avut în 2019 (semestrul 2) al șaselea cel mai mic preț mediu din UE al energiei electrice pentru consumatorii casnici (bandă consum anual între 2.500-5.000 kWh, Eurostat, [nrg_pc_204]). Totuși, dată fiind puterea relativ scăzută de cumpărare, suportabilitatea prețului este o problemă de prim ordin, care duce la un nivel ridicat de sărăcie energetică. Mai mult, consumul este afectat și de faptul că aproape 100.000 de locuințe din România (din care o parte nu sunt locuite permanent) nu sunt conectate la rețeaua de energie electrică; cele mai potrivite pentru ele fiind sistemele izolate de producere și distribuție a energiei.

România are un mix diversificat de energie electrică, bazat în cea mai mare parte pe resursele energetice interne.

**PONDERE RESURSE ENERGETICE PRIMARE IN PRODUCTIA DE
ENERGIE ELECTRICA 2019**



Infrastructura și piața de energie electrică. Operatorul de transport și de sistem, Transelectrica SA coordonează fluxurile de putere din SEN prin controlul unităților de producție dispecerizabile. Deși dispecerizare implică costuri suplimentare pentru producători, ea face posibilă echilibrarea

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

SEN în situații extreme. Din puterea totală brută disponibilă de aproape 20.000 MW, 3.000 MW sunt nedispecerizabili.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport (RET) (Transelectrica 2019), în concordanță cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, urmărește evacuarea puterii din zonele de concentrare a SRE către zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (de exemplu, regiunea nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Pe fondul creșterii puternice a investițiilor în SRE intermitente din ultimii ani, echilibrarea pieței a devenit esențială, cu atât mai mult cu cât grupurile pe bază de cărbune nu pot răspunde rapid fluctuațiilor vântului și radiației solare decât pe bandă îngustă. Categoriile principale de producători cu răspuns rapid la cerințele de echilibrare sunt centralele hidroelectrice și grupurile pe bază de gaze naturale. Echilibrarea pe o piață regională necesită capacitate sporită de interconectare.

Începând din noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare (PZU) din România funcționează în regim cuplat cu piețele din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria, pe baza soluției de cuplare prin preț a regiunilor. România participă activ în cadrul proiectelor regionale și europene dedicate creării pieței unice europene de energie electrică.

Analiza cererii de bunuri este prezentată în cadrul Anexei 1 - Analiza cost beneficiu - atasată la prezentul studiu de fezabilitate.

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

Analiza economico-financiară s-a elaborat în concordanță cu prevederile Regulamentului nr. 480/2014 și Regulamentului nr. 215/2015 precum și Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020.

Analiza financiară constă în calcularea indicatorilor de performanță financiară pe baza fluxurilor de numerar nete actualizate cumulate (provenite din costurile totale ale investiției, costurile totale de operare și veniturile totale pe perioada de analiză).

Indicatorii rezultați în urma efectuării calculelor din cadrul analizei financiare sunt:

✓ **Rentabilitatea financiară a costurilor de investiție**

VNAF = valoarea actualizată netă. Reprezintă diferența dintre suma tuturor beneficiilor de natură financiară (venituri marginale și economisiri/reduceri de costuri financiare) și costurile financiare (costuri de investiție și operaționale).

Dacă $VNAF < 0$, înseamnă că proiectul are nevoie de finanțare publică. Cu alte cuvinte, proiectul nu este viabil din punct de vedere financiar pentru că, la sfârșitul perioadei de analiză proiectul nu va înregistra venituri (va avea pierderi financiare). În acest caz, decizia privind finanțarea proiectului se va lua pe baza analizei economice.

RIRF = rata internă de rentabilitate. Reprezintă rata de actualizare financiară (reală sau nominală, în funcție de natura fluxurilor de numerar utilizate în calcul) pentru care $VNAF = 0$.

Dacă $RIRF < 4\%$, (rata de actualizare recomandată) înseamnă că proiectul are nevoie de finanțare publică. La fel ca în cazul $VNAF(C)$, proiectul nu este viabil din punct de vedere financiar, iar decizia privind finanțarea proiectului se va lua pe baza indicatorilor din analiza economică.

B / C = raportul dintre valoarea actualizată a beneficiilor financiare și valoarea actualizată a costurilor financiare.

Dacă $B / C < 1$, concluziile sunt aceleași ca în situațiile analizate pentru $VNAF$ și $RIRF$.

Este de menționat faptul că, singur, acest indicator nu este util în analiza performanțelor financiare ale proiectului. El va fi utilizat numai corelat cu indicatorii precedenți.

Principalul obiectiv al analizei financiare (analiza cost-beneficiu financiară) este de a calcula indicatorii performanței financiare a proiectului (profitabilitatea). Aceasta analiză este dezvoltată, în mod obișnuit, din punctul de vedere al proprietarului infrastructurii.

Metoda utilizată în dezvoltarea ACB financiară este cea a „fluxului net de numerar”. În această metodă nu sunt luate în considerare și fluxurile non-monetare, cum ar fi amortizarea și provizioanele. Cheltuielile neprevăzute din Devizul general de cheltuieli nu vor fi luate în calcul decât în măsura în care sunt cuprinse în cheltuielile eligibile ale proiectului. Ele nu vor fi luate în calcul în determinarea necesarului de finanțat, atât timp cât ele nu constituie o cheltuială efectivă, ci doar o măsură de atenuare a anumitor riscuri.

Orizontul de analiză recomandat pentru proiectele finanțate prin acest domeniu de intervenție este de 20 de ani.

Rata de actualizare recomandată în cadrul analizei financiare este de 4%.

În cadrul analizei se va utiliza metoda incrementală. Atunci când este dificil sau chiar imposibil de a determina costurile și veniturile în situația „fără proiect”, Comisia Europeană recomandă ca scenariu fără proiect să fie considerat acela, fără nici o infrastructură” adică veniturile și costurile de întreținere să fie considerate pentru întreaga infrastructură, nu numai pentru porțiunea modernizată, prin proiect.

La calculul indicatorilor de rentabilitate financiară ai investiției au fost avute în vedere următoarele aspecte:

- Fluxurile financiare de natura dobânzilor și rambursărilor de credite au fost excluse din ieșirile de numerar ale proiectului pentru calculul indicatorilor de performanță ai proiectului. De asemenea, nu s-au luat în considerare impozitele, taxele și alte ieșiri de numerar care nu sunt legate de costurile de operare;
- Fluxurile de numerar de tipul subvențiilor, creditelor bancare, cofinanțarea UE nu sunt incluse în intrările de numerar ale proiectului.

✓ **sustenabilitatea financiară**

Proiectul este sustenabil din punct de vedere financiar atunci când funcționarea lui nu implică riscul de a rămâne fără bani în viitor. Problema esențială este calendarul încasărilor de numerar și al plăților, adică modul în care, pe durata de analiză a proiectului, sursele de finanțare (inclusiv veniturile și orice fel de transferuri de numerar) vor corespunde în mod constant cu plățile anuale. Sustenabilitatea apare în cazul în care fluxul de numerar net cumulat al încasărilor și plăților generate efectuate în numerar este pozitiv pentru toți anii luați în considerare.

Analiza strict financiară, oferă ca soluție optimă alternativa cu cel mai mic cost actualizat pe unitatea de beneficiu actualizat obținut. Ea poate fi aplicată dacă impactul (de exemplu de ordin social) diferitelor opțiuni în realizarea proiectului este același. Dacă se identifică diferențe între impactul diferitelor alternative, analiza financiară nu mai poate surprinde aceste elemente și ea trebuie ajustată, în cadrul analizei economice, pentru a lua în considerare externalitățile identificate. Dacă beneficiile care nu pot fi cuantificate monetar reprezintă factori cheie ai proiectului, evaluarea este una complexă, fiind necesară convertirea lor în valori numerice. Abia după această cuantificare monetară a impactului pozitiv sau negativ al costurilor sau beneficiilor, se poate realiza o ierarhie finală a alternativelor proiectului.

Așa cum reiese din calculul sustenabilității financiare din **Anexa 1 - Analiza cost beneficiu**, în perioadele în care se realizează înlocuirea echipamentelor și dotărilor pentru care durata de viață este relativ redusă, beneficiarul va asigura din sustenabilitatea investiției din resursele financiare acumulate în perioadele anterioare.

Pentru calcularea indicatorilor privind rentabilitatea financiară a investiției s-au avut în vedere "Ghidul pentru analiza cost-beneficiu a proiectelor de investiții" Comisia Europeană, disponibil la adresa http://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/studies/pdf/cbguide.pdf, coroborat cu prevederile HG 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.

Metoda de calcul este bazată pe următoarele:

- Abordare incrementală;
- Toate prețurile în termeni reali (adică fără vreo previziune de inflație);
- Toate prețurile sunt în lei fără TVA;
- Rata de actualizare 4%;
- Perioada de analiză este de 20 ani;
- Venitul net se aplică proporțional la cele două componente de costuri de investiție, respectiv costurile de natură eligibilă și costurile de natură neeligibilă (dar fără TVA).

✓ **Asigurarea viabilității (sustenabilității) financiare**

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

Așa cum reiese din tabelul calculul sustenabilității financiare din **Anexa 1 - Analiza cost beneficiu**, proiectul va dispune de lichidități suficiente de la an la an pentru a-și acoperi întotdeauna costurile de investiție și operaționale pe parcursul întregii perioade de referință.

Astfel principalele aspecte ale analizei de sustenabilitate financiară sunt următoarele:

- Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;
- Fluxurile de numerar nete luate în considerare în acest sens țin cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de rambursările obligațiilor financiare ale entității precum și de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;
- Nu se ia în considerare valoarea reziduală.

Sustenabilitatea financiară a proiectului s-a analizat în corelare cu:

- graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției;
- planul de finanțare și sursele de finanțare prevăzute.

Analiza financiara este prezentata in cadrul Anexei 1 - Analiza cost beneficiu - atasata la prezentul studiu de fezabilitate.

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

Analiza economică s-a elaborat cu respectarea prevederilor Regulamentului nr. 480/2014 și Regulamentului nr. 215/2015, precum și ale Ghidului de analiză cost-beneficiu pentru proiecte de investiții al CE 2014-2020.

În timp ce analiza financiară are scopul de a determina necesitatea finanțării și necesarul de finanțare, analiza economică este cea care justifică decizia autorităților naționale sau comunitare de a cofinanța sau nu proiectul.

Indicatorii rezultați în urma efectuării calculelor din cadrul analizei economice sunt indicatorii de performanță economică:

VNAE = valoarea actualizată netă economică

RIRE = rata internă de rentabilitate economică

B / C = raportul cost-beneficiu sau, după caz, analiza cost eficacitate.

Indicatorii de performanță economică se interpretează la fel ca și indicatorii de performanță financiară, cu excepția faptului că se folosesc:

- prețurile de piață sau tarifele publice sunt convertite în prețuri umbră, care reflectă mai bine costul social de oportunitate al bunului;
- externalitățile sunt luate în considerație și li se atribuie o valoare monetară;
- efectele indirecte (care nu au fost deja incluse în prețurile umbră) dacă sunt relevante;
- costurile și beneficiile care sunt actualizate cu o rată reală de actualizare socială (valoarea de referință pentru RAS este de 5% pentru perioada 2014 – 2020).

Analiza economică măsoară impactul economic, social și de mediu al proiectului și evaluează proiectul din punctul de vedere al societății.

Baza pentru dezvoltarea analizei economice o constituie tabelele analizei financiare. Pentru determinarea performanțelor economice, sociale și de mediu ale proiectului este necesar să fie făcute o serie de corecții, atât pentru costurile investiției cât și pentru costurile de operare.

Conceptul cheie al analizei economice constă în cuantificarea intrărilor și ieșirilor proiectului astfel încât acestea să reflecte costul oportunității lor sociale. Aceasta cuantificare se realizează în trei pași, pornind de la datele analizei financiare: Corecții fiscale, Corecții pentru externalități. Monetizarea externalităților și Cuantificarea beneficiilor.

Analiza economica este prezentata in cadrul Anexei 1 - Analiza cost beneficiu - atasata la prezentul studiu de fezabilitate.

4.8. Analiza de senzitivitate

Nu este cazul. In conformitate cu prevederile HG 907/2016, in cazul obiectivelor de investitii a caror valoare totala estimata nu depaseste pragul pentru care documentatia tehnico-economica se aproba prin hotarare a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr.500/2002 privind finantele publice, cu modificarile si completarile ulterioare, pentru punctele 4.7. Analiza economica si 4.8 Analiza de senzitivitate din continutul-cadru al Studiului de fezabilitate se elaboreaza analiza cost-eficacitate.

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

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

- Identificarea riscurilor: se va realiza în cadrul sedintelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizationale, cu privire la resursele umane implicate, precum si riscuri externe (politice, de mediu, legislative);
- Evaluarea probabilității de aparitie a riscului: riscurile identificate vor fi caracterizate în functie de probabilitatea lor de aparitie si impactul acestora asupra proiectului;
- Identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor.

Consideram in ambele scenarii aceleasi riscuri si masuri de prevenire/diminuare a riscurilor.

Risc	Probabilitate de aparitie	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potentiale de modificare ale solutiei tehnice	Scăzut	asistenta tehnică din partea proiectantului pe perioada executiei proiectului acoperirea cheltuielilor cu noua solutie tehnică din sumele cuprinse la cheltuielile diverse si neprevăzute
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	prevederea în caietul de sarcini a unor cerinte care să asigure performanta tehnică si financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.) impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garantii de bună executie etc.
Nerespectarea clauzelor contractuale unor contractanti/subcontractanti	Scăzut	stipularea de garantii de buna executie si penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante

Riscuri organizatorice

Neasumarea unor sarcini si responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fise de post numirea în echipa de proiect a unor persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare motivarea personalului cuprins în echipa de proiect
Cresterea termenelor de livrare a echipamentelor datorita ofertei limitate de productie si a cererii foarte mari	Ridicat	incheierea de contracte si plasarea de comenzi pentru proiect cat de repede posibil. Contractele de achizitie trebuie sa prevada perceperea de penalitati in situatia depasirii termenului de livrare contractual. urmarirea indeaproape a statusului comenzilor si pastrarea unei relatii stranse cu furnizorii

Riscuri financiare si economice

Capacitatea insuficientă de finantare si cofinantare la timp a investitiei	Mediu	contractare linie de credit in concordanta cu bugetul integral necesar realizării proiectului
Cresterea inflatiei	Mediu	realizarea bugetului în functie de preturile existente pe piață cheltuielile generate de cresterea inflatiei vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu
Cresterea pretului panourilor solare	Ridicat	incheierea de contracte si plasarea de comenzi pentru proiect cat de repede posibil in contractul de achizitie se vor introduce clauze de garantie extensa si clauze de service post garantie

Riscuri externe

Riscuri de mediu: conditiile de climă si temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	planificare corespunzătoare a lucrărilor alegerea unor solutii de executie care să țină cont cu prioritate de conditiile climatice
Riscurile de accidente majore si/sau dezastre relevante pentru proiectul in cauza, inclusiv cele cauzate de schimbarile climatice, conform informatiilor stiintifice	Mediu	alimentarea cu carburanti a utilajelor si mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizandu-se distributie sau prin unitati specializate autorizate si

Riscurile pentru sanatatea umana de exemplu, din cauza contaminarii apei sau a poluarii atmosferice	Scăzut	tehnologiile utilizate ce conduc la un risc de accident minor Incheierea de polite de asigurare de viata managementul propus prin proiect privind colectarea si evacuarea apelor uzate menajere, generate in timpul realizarii proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice avand verificarea periodica stabilita prin lege la zi, repararea acestora in unitati service specializate si intretinerea acestora in conditii optime de functionare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisa de legislatia in vigoare conduc la un risc minor
---	--------	--

Riscul de operare

Risc operational - Costuri de operare și mentenanță, în ipoteza în care costurile de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate la nivelul centralei.

Masuri de prevenire: Monitorizarea de către beneficiar a factorilor ce pot conduce la creșterea costurilor de exploatare și întreprinderea măsurilor necesare și posibile de reducere a acestora. Pentru prevenirea apariției riscului de operare ce implică costuri de operare și mentenanță mai mari decât cele estimate se va realiza, fie prin angajarea/asigurarea serviciilor de operare cu personal specializat, instruit și coordonat corespunzător, fie prin alegerea unor operatori specializați contractați să asigure și să garanteze disponibilitatea și eficiența centralei fotoelectrice în funcționare. De asemenea se recomandă încheierea unui polite de asigurare de răspundere civilă a prestatorului de servicii de mentenanță și operare.

Risc de venit/de piață - Veniturile operaționale în ipoteza în care veniturile operaționale vor fi sub nivelul așteptat, ca urmare a prețurilor de vânzare a energiei mai mici decât cele propuse.

Masuri de prevenire: Pentru prevenirea apariției riscului de a nu se respecta prețurile stabilite pentru vânzarea energiei electrice se va desemna/angaja o echipă de profesioniști care să gestioneze vânzarea energiei pe piețele de energie, astfel încât să se asigure vânzarea volumelor de energie bugetate și la prețurile vizate prin strategia vânzării producției.

Riscul tehnologic - Nerespectarea producției estimate de energie electrică.

Masuri de prevenire: Principalele cauze ale nerespectării volumului de producție estimat se referă la incidente neprevăzute care vor afecta disponibilitatea centralei fotovoltaice. Pentru a preveni pierderile de producție din incidente neprevăzute și necontrolabile, se recomandă încheierea unei asigurări de tip 'property all risks', contractarea polițelor de asigurare fiind recomandată pentru toate categoriile de risc asigurabil: asigurarea activelor, a răspunderii prestatorilor de servicii, a angajaților, a managementului și a pierderilor de profit (business interruption).

Risc politic - Posibilitatea oricărei acțiuni a Autorității guvernamentale ce ar putea afecta, material și nefavorabil, activitățile companiei.

Masuri de prevenire: Monitorizarea și prevenirea apariției unor astfel de acțiuni.

Risc legislativ - Factori politici sau de reglementare care afectează piața de energie, respective veniturile societății

Masuri de prevenire: Dezbaterea și urmărirea strategiilor energetice europene, naționale și locale și a strategiei tarifare la nivelul factorilor de decizie politică. Strategia tarifară, inclusiv stabilirea măsurilor de menținere a unui tarif sustenabil pentru proiect și suportabil pentru populație.

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

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

Indicatorii rezultați în urma analizei financiare sunt:

SCENARIUL A - SELECTAT

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare		4%
cheltuieli de investitie	actualizat	83.378.705
costuri fixe	actualizat	37.735.083
costuri variabile	actualizat	14.980.561
Venituri	actualizat	109.990.261
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoarea actuala neta a investitiei	actualizat	-26.104.088
rata de rentabilitate		-0,88%
raportul beneficiu/costuri	actualizat	2,09

SCENARIUL B

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare		4%
cheltuieli de investitie	actualizat	93.237.289
costuri fixe	actualizat	39.029.903
costuri variabile	actualizat	14.980.561
Venituri	actualizat	109.990.261
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoarea actuala neta a investitiei	actualizat	-37.257.492
rata de rentabilitate		-2,45%
raportul beneficiu/costuri	actualizat	2,04

Având în vedere că pentru Scenariul B valoarea investiției este mai mare, iar veniturile și cheltuielile sunt aceleași, și indicatorii financiari vor avea valori mai reduse decât Scenariul A - selectat.

Indicatorii rezultați în urma analizei economice se prezintă astfel:

SCENARIUL A – SELECTAT

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare economică		5%
cheltuieli de investitie	actualizat	83.099.669
costuri fixe	actualizat	32.826.475
costuri variabile	actualizat	13.258.241
Venituri	actualizat	158.142.270
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoare actuala neta a investitiei	actualizat	28.957.884
rata de rentabilitate economică		9,48%
raportul beneficiu/costuri	actualizat	3,43

SCENARIUL B

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare economică		5%
cheltuieli de investitie	actualizat	92.954.050
costuri fixe	actualizat	34.017.917
costuri variabile	actualizat	13.258.241
Venituri	actualizat	158.142.270
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoare actuala neta a investitiei	actualizat	17.912.062
rata de rentabilitate economică		7,54%
raportul beneficiu/costuri	actualizat	3,35

Valorile de mai sus reflecta faptul ca prin beneficiile sociale obtinute, investitia va avea o rentabilitate buna, în toate scenariile peste rata sociala de actualizare recomandată de 5%. Totuși, pentru Scenariul A – selectat, indicatorii sunt ușor mai buni față de celelalte, ceea ce reflectă o eficiență economică și socială mai ridicată a investiției.

Din punct de vedere tehnic, desi scenariile propuse aduc aproximativ acelasi rezultat, consideram Scenariul A ca fiind mai bun din punct de vedere financiar, costul de implementare al proiectului fiind mai mic, iar beneficiile aproximativ egale comparativ cu Scenariul B.

Compararea scenariilor din punct de vedere al riscurilor:

Din punct de vedere al riscurilor, ambele scenarii se incadreaza in aceeasi coeficienti de risc, masurile de prevenire/diminuare a acestora identificate fiind identice.

**CONFORM CU
ORIGINALUL**

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

Scenariul recomandat este Scenariul A, acesta având performanțe tehnice și financiare relativ egale cu Scenariul B, factorul de decizie fiind costul investiției mult mai mic.

Din cele două variante tehnice, în urma analizei implementării lor pe amplasamentul studiat, împreună cu beneficiarul, s-a constatat că ambele scenarii sunt adecvate din punct de vedere tehnico-economic condițiilor de pe amplasament.

În ceea ce privește variantele adecvate din punct de vedere tehnologic, referitor la volumul producției energiei electrice, s-a constatat că ambele scenarii sunt adecvate în ceea ce privește producție anuală de energie.

Din punct de vedere al soluțiilor privind instalația de evacuare pentru ambele variante ale scenariilor tehnico-economice instalația de evacuare este similară/identică, prezintă aceeași schemă funcțională, riscurile fiind identice și nu prezintă diferențe de preț.

Analizând cele două scenarii din punct de vedere tehnic, doar pentru instalațiile parcului fotovoltaic propriu-zis (structura de susținere panouri, panouri, invertoare, posturi de transformare) se observă că diferențe semnificative există la nivelul costului de implementare și de mentenanță a structurii de susținere a panourilor fotovoltaice.

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

a) obținerea și amenajarea terenului

Amplasamentul propus pentru realizarea obiectivului de investiții este situat în intravilanul localității Copsa Mica, județul Sibiu, pe următoarele terenuri, identificate cu Carte Funciara:

- CF 101012, CAD 101012, teren în suprafața de 64.501,00 mp, în proprietatea conform CF anexat, teren intravilan, categoria de folosință: curți-construcții;
- CF 101011, CAD 101011, teren în suprafața de 64.500,00 mp, în proprietatea conform CF anexat, teren intravilan, categoria de folosință: curți-construcții;
- CF 100494, CAD 100494, teren în suprafața de 71.230,00 mp, în proprietatea conform CF anexat, teren intravilan, categoria de folosință: curți-construcții.

Amplasamentul proiectului nu se află în zona de protecție a unui monument istoric sau sit arheologic.

În prezenta documentație au fost tratate exclusiv suprafețele aflate în administrarea beneficiarului, fiind exceptate zonele aflate în administrarea altor instituții și proprietăți private.

Terenul nu face parte din nici una din categoriile următoare:

- terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat de fertilitate a solului și biodiversitate sub pământ, astfel cum se menționează în studiul LUCAS al UE;
- terenurile verzi cu o valoare recunoscută a biodiversității ridicate și terenurile care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (flora și fauna) enumerate pe Lista roșie europeană sau pe lista roșie a IUCN;
- terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate a fi acoperite de arbori.

Istoricul amplasamentului și situația actuală

Pe amplasamentul studiat a activat întreprinderea Carbosin, o întreprindere românească producătoare de negru de fum. Carbosin a fost unul dintre cei mai mari poluatori industriali din istoria României, lăsând urme de cenusă pe case, arbori, animale și orice alt obiect din zonă, urme care sunt vizibile și astăzi. În cadrul perimetrului a existat o platformă industrială complexă,

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

cuprinzând clădiri înalte, platforme betonate, drumuri si căi ferate, rezervoare de dimensiuni mari, bataluri de decantare, halde de zgură si o retea foarte dezvoltată de utilități îngropate.

În prezent, cea mai mare parte a clădirilor din platforma industrială au fost demolate, doar 10% dintre acestea fiind încă în picioare. Demolările au afectat doar partea superioară a clădirilor, zonele de platformă si constructiile subterane (subsoluri, rezervoare subterane, tuneluri, retele de utilități) regăsindu-se în loc. Halda de zgură se regăsește de asemenea în loc, nefiind dezafectată. Latura nordică a perimetrului este traversată de o conductă de transport gaze naturale activă.

Accesul la teren se realizeaza de pe DE (nord proprietate), prin intermediul acceselor auto si pietonale propuse, drum care face legatura cu rețeaua stradala a localitatii Copsa Mica.

Viitoarele lucrări de constructii se vor învecina cu conducta de transport gaze naturale identificată în partea nordică a amplasamentului.

Vecinatati:

- la NORD: DE cu legatura la rețeaua stradala a localitatii;
- la SUD: Teren proprietate privata + constructii;
- la EST: Teren proprietate privata + constructii;
- la VEST: Teren proprietate privata + constructii.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului

Singura utilitate necesară pentru funcționarea capacitatii energetice este racordul electric la rețeaua operatorului de distributie.

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

Datele generale ale soluției tehnice sunt următoarele:

- Suprafata de teren ocupata: 200.231 mp;
- Structura de montaj fixa, orientare spre sud, inclinare 15°, azimuth 0°;
- Panouri solare model 550Wp, siliciu monocristalin, eficienta 21,33%;
- invertoare; Pnom = 200 kW;
- Module de transformare (Smart Transformer Station), 6,3 kVA;
- Unitati de stocare tip Battery Container, 2 MW/ 2MWh;
- Numar de panouri fotovoltaice: 41.834;
- Putere instalată panouri fotovoltaice: 23.01 MWp;
- Numar invertoare: 90;
- Putere instalata invertoare: 18 MW ac;
- Numar module transformare: 3 (18,9 kVA total);
- Numar unitati de stocare: 2 (4 MW/4 MWh total);
- Performance Ratio: 86,34%;
- Producție anuală energie electrica: 29,301 GWh/an;
- Productie specifica de energie electrica: 1.273 kWh/kWp/an

În cadrul instalatiei se vor monta 41.834 de module fotovoltaice:

- Invertoare de putere sunt echipamente care au rolul principal de a transforma tensiunea continuă, tensiunea de utilizare a modulelor fotovoltaice, în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordati la barele centralei. Invertoare de putere

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

utilizate sunt invertoare de putere trifazate unidirectionale si au o putere nominală unitară de 200 kVA (tensiune alternativă). În cadrul instalatiei se vor monta 90 invertoare de putere trifazate unidirectionale, cu o putere instalata de 200 kVA;

- Pentru stocare se vor folosi 2 module de baterii de acumulare in container, fiecare avand o capacitate de 2 MWh, ce însumează o capacitate de stocare de 4 MWh. Modulele de baterii vor fi conectate la rețeaua de medie tensiune a parcului fotovoltaic in current alternativ;
- Structură de montaj module fotovoltaice are rolul de fixare a modulelor fotovoltaice pe suprafata de montaj, constituită de solul incintei. Structura de montaj cuprinde piese metalice din otel zincat dimensionate si proiectate pentru conditiile specifice proiectului.. In varianta A sistemul de sustinere va fi de tip fix;
- Tablourile electrice din cadrul instalatiei solare fotovoltaice asigură aparatele de comutatie si aparate de protectie si/sau masura specifice instalatiilor fotovoltaice;
- Rețelele de cabluri electrice amplasate subteran până la punctul de conectare al statiei pentru rețeaua de distributie prin cablu;
- Instalatia de legare la pământ din cadrul instalatiei solare fotovoltaice cuprinde conductoare si piesele de realizare a legăturilor echipotentiale între elementele metalice aferente instalatiei solare fotovoltaice si conductoarele si piesele de realizare a legăturii la priza de pământ a elementele metalice aferente instalatiei solare fotovoltaice;
- Instalatia electrică de curenti slabi cuprinde cablurile de date si echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate si sistemului de comandă si control al invertoarelor de putere instalate;
- Instalatia de protectie împotriva supratensiunilor si trăsnetului cuprinde Instalatia interioară de protectie împotriva supratensiunilor (IPS) si Instalatia de protectie împotriva trasnetului (IPT). Instalatia de protectie împotriva supratensiunilor (IPS) este reprezentata de descarcatoare modulare de protectie la supratensiuni de comutatie;
- Dotări NPM si PSI cuprind semnele si indicatoarele pentru securitatea si sănătatea în muncă, specifice echipamentelor si instalatiilor utilizate, precum si materialele de protectie împotriva incendiilor.

Pentru instalarea modulelor fotovoltaice: Solutia A presupune montajul a 41.834 buc. panouri fotovoltaice 550 W pe structuri de sustinere fixe.

Producerea energiei electrice din sursa regenerabilă solară presupune instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) pe suprafetele disponibile în cadrul locatiei. Grupurile generatoare fotovoltaice sunt reprezentate de ansamblul module fotovoltaice si invertoare de putere.

Alegerea suprafetelor pentru instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) a fost realizată având în vedere următoarele limitări:

- Se adoptă solutii de amplasare a modulelor fotovoltaice care să asigure utilizarea optimă a sursei solare;
- Se adopta solutii modulare de grupare a generatoarelor fotovoltaice, solutii care trebuie sa asigure lungimi minime ale rețelei electrice de utilizare;
- Se asigura accesul la toate elementele de constructii si instalatii în perioada de construire si perioada de exploatare.

Instalatia electrică de utilizare Centrală Electrică Fotovoltaică, Descriere solutii tehnice propuse

Instalatia solară fotovoltaică propusă contine toate instalatiile necesare producerii de energie electrică si livrării în sistemul de distributie a energiei electrice, începând de la sursele de energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv retea electrică de joasă tensiune si sistemul de împământare.

Modulele fotovoltaice cu putere nominală instalată de 550 Wp vor fi montate conform descrierii solutiilor alese, mentionate mai sus.

Invertoarele de putere trifazate unidirectionale se vor monta la exterior, sub structuri, pe care se vor instala modulele, prinse în spatele structurilor modulelor fotovoltaice. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirectionale se vor racorda în Tabloul electric distributie invertoare (TED.INV) al CEF, amplasat langa invertoare si care se va monta asemănător cu invertoarele.

Module fotovoltaice

Pentru captarea si transformarea energiei solare în energie electrică se vor utiliza modulele fotovoltaice având caracteristicile tehnice conform Anexa 2 – Fisă tehnică modul fotovoltaic 550 Wp.

Invertoare de putere

Pentru transformarea tensiunii de utilizare a modulelor fotovoltaice – tensiune continuă – în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordati la barele centralei se vor utiliza invertoare de putere trifazate unidirectionale având caracteristicile tehnice conform Anexa 3 - Fisa tehnica inverter trifazat de putere unidirectional.

Tablouri electrice TID.INV cuprinde:

- Aparatele de comutatie aferente circuitelor invertoarelor de putere trifazate unidirectionale, cu rol de protectie la suprasarcina si scurtcircuit;
- Aparat de comutatie protectie circuit general instalatie electrică fotovoltaică cu rol de protectie la suprasarcină si scurtcircuit si separare vizibilă.

Stocare

Pentru capacitatea de stocare de 4 MWh, se va folosi doua unitati de stocare, fiecare avand urmatoarea configuratie hardware:

- Battery Container;
- Power Control System& DC LV panel;
- SPDC-200KTL-Ho Transformer;
- SmartACU2000D,

si schema monofilara conform figurii de mai jos:



Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax: 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com



Battery Container	DC Combiner Box	PCS	LV MCCB	LV ACB	T ₁
2064kWh	145switch	200kW	800V/250A/3P	800V/2500A/3P	3250KVA
1	2	10	16	1	1

Caracteristicile modului de baterii de acumulare este dupa cum urmeaza:

LUNA2000-2.0MWH-1H0

Cell Material

LFP 3.2V/320 Ah

Rated Capacity

2064kWh

Max output voltage

1500V

Supported Discharge Rate

<1C

Container Weight

<30t

Container Size

20 feet

Cooling method

Industrial air Conditioners

Protection degree

IP55

Retele de cabluri electrice

Conexiunile seriilor de module fotovoltaice la primarul (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirectionale se realizeaza la tensiune continuă prin pozarea în pamant a cablurilor. Conexiunile cablurilor se vor realiza utilizând conectorii inclusi în furnitura echipamentului. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirectionale se vor racorda în tabloul electric aferent instalatiei solare fotovoltaice TED. INV prin instalarea în pământ a cablurilor de energie AC.

Cablurile de energie AC se vor instala în pământ până la tabloul de distribuție invertor TED și de acolo către stațiile intermediare de medie tensiune. Racordarea circuitului general aferent instalației solare fotovoltaice din TED. INV la postul de transformare, se va realiza prin instalarea

cablului de energie AC prin pământ. Solutia de conectare la rețeaua de distribuție/transport este stabilită în studiul de soluție și avizul tehnic de racordare.

Instalație de legare la pământ

În cadrul instalației electrice de utilizare, de joasă tensiune, a Centralei Electrice Fotovoltaice se utilizează două scheme de legare la pământ:

- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune alternativă, schema TN-C-S.
- Legarea la pământ a rețelelor de tensiune continuă, schema IT.

Instalație de protecție la trăsnet

- Instalația exterioară de protecție împotriva trăsnetului (IPT).
- Instalația de protecție împotriva supratensiunilor (IPS).

Instalație electrică curenți slabi

Monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate. Se va asigura monitorizarea de la distanță a funcționării invertoarelor de putere instalate prin intermediul unei instalații electrice de curenți slabi.

d) probe tehnologice și teste

Atât în timpul lucrărilor, cât și la finalizarea acestora se va avea în vedere verificarea funcționării centralei electrice fotovoltaice, măsuratori ale parametrilor specificați, probe specifice punerii în funcțiune ale panourilor fotovoltaice și a invertoarelor, rapoarte furnizate de software cu privire la parametrii funcționali.

5.4.Principali 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 investiției este de **83.378.705,30 RON**, la care se adaugă TVA în valoare de **15.100.623,06 RON**, rezultand o valoare totala în cuantum de **98.479.328,34 RON**,

- din care cheltuielile care reprezintă construcții-montaj (C+M) sunt în cuantum de 12.678.800,74 RON, la care se adaugă TVA în valoare 2.408.972,15 RON, rezultand o valoare totala în cuantum de 15.087.772,88 RON.

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

ID	Indicatori obligatorii la nivel de proiect	Unitate de măsură
Indicatorul I.1	Capacitate operațională suplimentară instalată de producerea energiei din surse regenerabile	18,000 MW
Indicatorul I.2	Reducerea gazelor cu efect de seră: Scădere anuală estimatăa gazelor cu efect de seră	11.400 Echivalent tone de CO2
Indicatorul I.3	Producția brută de energie primară din surse regenerabile	1.580,11 Mii tep/an
Indicatorul I.4	Producția totală de energie electrică din surse regenerabile	369.114,18 MWh

- Numar de panouri fotovoltaice: 41.834;
- Putere instalată panouri fotovoltaice: 23.01 MWp;
- Numar invertore: 90;
- Putere instalata invertore: 18 MW ac;
- Numar module transformare: 3 (18,9 kVA total);
- Numar unitati de stocare: 2 (4 MW/4 MWh total).

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

Indicatorii rezultați în urma analizei financiare sunt:

SCENARIUL A - SELECTAT

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare		4%
cheltuieli de investitie	actualizat	83.378.705
costuri fixe	actualizat	37.735.083
costuri variabile	actualizat	14.980.561
Venituri	actualizat	109.990.261
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoarea actuala neta a investitiei	actualizat	-26.104.088
rata de rentabilitate		-0,88%
raportul beneficiu/costuri	actualizat	2,09

Indicatorii rezultați în urma analizei economice se prezintă astfel:

SCENARIUL A – SELECTAT

Denumire indicator		Valoare
rata de actualizare economică		5%
cheltuieli de investitie	actualizat	83.099.669
costuri fixe	actualizat	32.826.475
costuri variabile	actualizat	13.258.241
Venituri	actualizat	158.142.270
valoarea reziduala a investitiei	actualizat	0
valoarea actuala neta a investitiei	actualizat	28.957.884
rata de rentabilitate economică		9,48%
raportul beneficiu/costuri	actualizat	3,43

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

Durata estimate de execuție a investitiei aferenta proiectului este de 12 luni.

Esalonarea fizica a lucrarilor de realizare a investitiei este prezentata in graficul urmator – Anexa 7 la prezentul studiu de fezabilitate.

Nr. crt.	Denumire activitate	Perioada de execuție Luni calendaristice											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.	Semnare contract de finantare	X											
2.	Organizare proceduri achizitie		X	X									
3.	Proiectare faza PT+ DDE			X	X								
4.	Predare amplasament				X								
5.	Aprovizionare materiale , echipamente si utilaje				X	X	X						
6.	Montare structura metalica si panouri fotovoltaice pe sol (montaj utilaj)							X	X	X			
7.	Montare invertoare si realizare cablare pentru circuite c.c ; c.a si sistem de stocare									X	X	X	
8.	Verificari si incercari											X	X
9.	Receptie lucrari												X
10.	PIF												X

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

Soluția prezentată în studiul de fezabilitate a fost întocmită cu respectarea următoarelor reglementări specifice:

- Ghid Specific - Anexă la Ordinul ministrului energiei nr. 282/30.03.2022 - Planul Național de Redresare și Reziliență – Pilonul I. Tranziția verde – Componenta C6. Energie Măsura de investiții - Investiția I.1 – Noi capacități de producție de energie electrică din surse regenerabile;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul de modificare, suspendare, întrerupere și retragere a acreditării acordate centralelor electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, precum și de stabilire adrepturilor și obligațiilor producătorilor de energie electrică acreditați, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 179/2018, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul de emitere a certificatelor verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2015, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 77/2017, cu modificările și completările ulterioare;
- Metodologia de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 157/2018, cu modificările și completările ulterioare;
- Procedura de facturare a certificatelor verzi, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 187/2018;
- Reguli de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 100 kW aparținând prosumatorilor, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 50/2021;
- Regulamentul privind funcționarea pieței centralizate pentru energia electrică din surse regenerabile susținută prin certificate verzi, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 160/2019, cu modificările ulterioare;
- Regulamentul de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă, în cogenerare de înaltă eficiență aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 114/2013, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin ANRE nr 52/2021 - Metodologia de monitorizare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- Legea nr. 10/1995, republicată, privind calitatea în construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 50/1991, republicată, privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin MDRL nr. 839/2009 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, cu modificările și completările ulterioare;

- HGR 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;
- HGR nr. 273/1994 privind aprobarea Regulamentului de recepție a lucrărilor de construcții și instalații aferente acestora, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 350/2000 privind amenajarea teritoriului și urbanismul, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR Nr. 395/2016 pentru aprobarea Normelor metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului de achiziție publică/acordului-cadru din Legea nr. 98/2016 privind achizițiile publice, cu modificările și completările ulterioare, altele, inclusiv Directivele europene și Regulamentele Parlamentului European în domeniul achizițiilor publice, proiectării și construcțiilor;
- Ordin ANRE nr. 45/2016 privind aprobarea Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice;
- HG nr. 90/2008 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public;
- Legea nr. 307/2006 Legea privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea nr. 319/2006 Legea securității și sănătății în muncă;
- HG nr. 1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă;
- PE 116/94 Normativ de încercări și măsurători la echipamente și instalații electrice;
- I7-2011 Proiectarea și executarea instalațiilor electrice interioare;
- PE- 009/93 Normativ de prevenire și stingere a incendiilor pentru ramura energiei electrice și termice;
- 1-RE-IP-30-2004 Îndreptar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- P 118/1-2016 Normativ de securitate la incendiu a construcțiilor;
- NTE 007/08/00 Normativ pentru proiectarea și executarea rețelilor de cabluri electrice;
- NP 086 – 05 Normativ pentru proiectarea, executarea și exploatarea instalațiilor de stingere a incendiilor.

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.

Sursele de finanțare pentru realizarea investiției se prezintă astfel:

SURSE DE FINANTARE	Unit	Anul 1
Valoarea finanțării publice solicitate (300.000 euro X 18 MWX4,98 lei/euro	RON/an	26.892.000
Contributia proprie, din care:	RON/an	56.486.705
Cheltuieli eligibile	RON/an	49.301.755
Cheltuieli neeligibile	RON/an	7.184.951
TOTAL SURSE DE FINANTARE	RON/an	83.378.705

Determinarea contribuției maxime din fonduri europene

Stabilirea contribuției maxime din fondurile europene s-a realizat conform regulilor aplicabile ajutorului de stat în baza prevederilor art. 41 - *Ajutoarele pentru investiții destinate promovării producției de energie din resurse regenerabile, din Regulamentul (UE) nr. 651/2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat și în conformitate cu prevederile Schemei de ajutor de stat având ca obiectiv sprijinirea investițiilor destinate instalării de noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie eoliană și solară, cu sau fără instalații de stocare integrate, exceptată de la notificarea ajutorului de stat, aprobată prin Ordinul ministrului energiei.*

Valoarea ajutorului de stat solicitat este 26.892.000 lei echivalentul a 5.400.000 euro la cursul valutar de 4,98 lei/euro. Ținând cont de faptul că puterea instalată este de 18 MWh rezultă că valoarea ajutorului de stat solicitat pe MW, nu depășește plafonul maximal prevăzut în ghidul solicitantului de 425.000 euro/MW pentru energie solară.

Solicitantul, compania CIS GAZ Proprietăți SRL nu se află în dificultate în sensul prevederilor art. 2 pct. 18 din Regulament, cu modificările și completările ulterioare, cu excepția situației prevăzute la art. 1 alin. (4) lit. c, teza finală din Regulament.

În conformitate cu art. 2, alin. 23 și art. 6. alin.1 și 2 din Regulamentul (UE) nr. 651/2014, ajutorul de stat pentru vizează investiții în capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile eoliene și solare iar acestea au efect stimulator și respectă principiul demarării lucrărilor, conform prevederilor ghidului solicitantului.

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

6.1. Certificatul de urbanism emis în vederea obținerii autorizației de construire

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege

6.3. Actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului, măsuri de diminuare a impactului, măsuri de compensare, modalitatea de integrare a prevederilor acordului de mediu în documentația tehnico-economică

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Denumire beneficiar: S.C. CIS GAZ PROPRIETATI S.R.L.;

Adresă sediu social: Bucuresti, str. Petre Aurelian, nr. 52, sc. PARCE, ap. 4, sector 1;

Cod unic de înregistrare: 43494625;

Număr de ordine în Registrul Comertului: J40/17884/2020;

Cod CAEN: 3511 Productia de energie electrica;

Contacte firmă: telefon: 0265 313 018; mobil: 0730 586 141; e-mail: cisproprietati@cisgroup.ro;

Locatie implementare proiect: localitate Copsa Mica, judetul Sibiu

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,
Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,
Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

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

Investiția se va realiza conform Anexa 7 – Grafic orientativ de realizare a investiției, pe parcursul a 12 luni, începând cu data semnării contractului.

Denumire activitate	Sume alocate conform D.G.	Perioada de executie											
		Luni calendaristice											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Semnare contract de finantare													
Organizare proceduri achizitie si consultanta	702,022	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502	58,502
Proiectare faza PT+ DDE	76,622		38,311	38,311									
Predare amplasament	68,900				68,900								
Aprovizionare materiale , echipamente si utilaje	64,209,780				21,403,260	21,403,260							
Montare structura metalica si panouri fotovoltaice pe cladirea existenta (montaj utilaj)	4,859,367						1,619,789	1,619,789	1,619,789				
Montare invertoare si realizare cablare pentru circuite c.c si c.a	4,859,367								1,619,789	1,619,789	1,619,789		
Verificari si incercari	109,560											54,780	54,780
Receptie lucrari	0												
PIF	0												
Alte cheltuieli conform deviz general	8,493,088	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757	707,757
TOTAL	83,378,705	766,259	766,259	804,570	22,276,730	22,169,519	22,169,519	2,386,048	2,386,048	4,005,837	2,386,048	2,440,828	821,039

CONFORM CU
ORIGINALUL

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

Etapă 1 Perioada garanției

Perioada de garanție se va stabili prin prin caietul de sarcini si prin contract, întocmite prin grija Beneficiarului, ținând cont cel puțin de următoarele:

- Garanția comercială, de la data recepției la terminarea lucrărilor, astfel:
 - Panouri fotovoltaice: minim 12 ani pentru produs și minim 25 ani pentru puterea panoului, ținând cont de degradarea în timp a acestuia;
 - Invertoare: minim 5 ani;
 - Sistemul/structura de fixare și susținere a panourilor fotovoltaice: minim 25 ani;
- Garanția lucrărilor: minim 3 ani de la data recepției la terminarea lucrărilor.

Etapă 2 Perioada post-garanție

Activități: mentenanța preventivă și corecția, exploatare și operare.

Asigurarea serviciilor: cu personal propriu școlarizat și/sau prin externalizarea anumitor servicii, în special întreținerea și reparațiile sistemului de supraveghere video.

Exploatarea și operarea Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica

Exploatarea și operarea Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica se va face cu personal propriu. Școlarizarea (instruirea) personalului propriu se va face începând din perioada probelor și a testelor, astfel încât la recepția lucrărilor personalul Beneficiarului să poată asigura exploatarea și operarea parcului fotovoltaic după finalizarea lucrărilor.

Executantul susținut de furnizorii de echipamente (în special furnizorii de invertoare, posturi de transformare, panouri fotovoltaice și a instalațiilor de evacuare a energiei electrice) va acorda asistență la exploatarea și operarea Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica de câte ori va fi nevoie pe o perioadă de minim 3 luni calendaristice începând cu ziua următoare de la Recepția la Terminarea Lucrărilor.

În faza de operare/exploatare a parcului fotovoltaic, după terminarea lucrărilor, datorita faptului ca terenul a fost însămânțat cu iarbă, aceasta va avea un rol funcțional, datorita faptului ca prin dezvoltarea și creșterea ierbii se va fixa solul, evitându-se astfel eroziunile pluviale și ridicarea de praf cauzata de acțiunea vântului.

Pe perioada de funcționare a parcului în care solul încă nu este acoperit cu vegetație sau este acoperit doar parțial se va face curățarea și, după caz, spălarea panourilor fotovoltaice cu ajutorul utilajelor prevăzute pentru aceasta. Curățarea panourilor se va face cel puțin de 2 ori pe săptămâna, sau ori de câte ori este cazul, urmând ca, în funcție de cantitatea de praf depusa, operatorul să decidă dacă se va face doar curățarea (cu peria uscata) sau se va executa și spălarea acestora. Apa utilizată va fi de tip apă demineralizată.

În consecința pentru evitarea influenței prafului asupra producției de energie electrică s-au prevăzut următoarele măsuri:

- însămânțarea cu iarbă a terenului și asigurarea creșterii și dezvoltării acesteia;
- curățarea și spălarea panourilor fotovoltaice cu utilaje speciale pentru această acțiune.

În ceea ce privește influența prafului asupra altor echipamente (învertoare, posturi de transformare, etc.), aceasta este ne semnificativă datorită faptului că aceste echipamente sunt construite pentru mediul exterior și au gradul de protecție potrivit pentru a nu permite pătrunderea prafului sau a apei în interiorul carcasei. De asemenea, la reviziile periodice, dacă va fi cazul, se va executa desprăfuirea acestora.

Resurse necesare

- Personal: personal propriu întreținere și personal propriu exploatare;
- Dotări: laptop, truse scule, autoutilitară transport apă (cisternă), utilaje pentru curățarea panourilor, motoacoase pentru tăiat iarba și arbuști de dimensiuni reduse;
- Financiare: fondurile necesare întreținerii, reparațiilor și exploatării Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica se vor asigura din comercializarea producției de energie.

Documentație tehnică

Odată cu recepția la terminarea lucrărilor, executantul va preda, suplimentar față de ceea ce este inclus în Cartea Construcției, următoarele documentații:

- Manual de utilizare/exploatare;
- Manual de instalare;
- Manual de exploatare;
- Specificații tehnice;
- Manual de întreținere și reparații, cuprinzând și graficele de intervenție privind reviziile tehnice periodice și generale, precum și componentele asupra cărora se va interveni;
- Model raport de intervenție pentru întreținere și reparații.

Documentațiile se vor preda astfel:

- 2 exemplare în limba Română (toate documentele menționate);
- 2 exemplare în limba engleză (doar pentru manualul de utilizare, manualul de instalare, specificațiile tehnice);
- pentru situațiile în care producătorul nu oferă documentele precizate, acestea vor fi elaborate de executant.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pe perioada derulării investiției, conform legislației în vigoare, Beneficiarul este obligat să asigure, începând încă din faza de proiectare, servicii de Dirigenție de Șantier.

Pentru a asigura un nivel superior în ceea ce privește controlul și urmărirea investiției, Beneficiarul va contracta, încă de la început, servicii de Management de Proiect.

Prin grija Beneficiarului, reprezentat de propriile structuri tehnico-economice, se va asigura o comunicare eficientă între părțile implicate și o atitudine proactivă, cu scopul de a finaliza la termen și în bune condiții investiția.

8. Concluzii și recomandări

Scenariu propus	Avantaje	Dezavantaje
Scenariul A recomandat	<ul style="list-style-type: none"> ✓ tehnologie fotovoltaica cu eficienta cea mai ridicata; ✓ durata ridicata de viata; ✓ putere instalata mai mare la aceeasi suprafata; ✓ cost de instalare al structurii de sustinere a modulelor fotovoltaice relative mic; ✓ structura de sustinere a panourilor fara automatizari => cheltuieli substantial mai mici cu materialele si manopera; ✓ mentenanta facila a structurii de sustinere a panourilor fotovoltaice. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ tehnologie fotovoltaica nu prezinta dezavantaje.
Scenariul B	<ul style="list-style-type: none"> ✓ utilizarea sistemelor de sustinere a panourilor fotovoltaice cu orientare pe o axa permite utilizarea de module solare cu puteri mai mici fara a afecta productia de energie electrica; ✓ permite utilizarea mai buna a potentialului solar al locatiei; ✓ control mai bun asupra productiei de energie, cantitatea de energie electrica putand fi controlata prin modificarea unghiului de inclinare al panourilor fotovoltaice; ✓ Gestionarea mai buna a productiei de energie are o influenta pozitiva asupra corelatiei dintre prognoza de productie si productia efectiv realizata. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ pret mai mare al structurii de sustinere a modulelor fotovoltaice; ✓ mentenanta mai costisitoare a sistemului de sustinere; ✓ sistemul de sustinere, avand componente in miscare, creste probabilitatea de defect, cu impact asupra productiei.

Scenariu recomandat

In urma investigatiilor facute in domeniul variantelor constructive si tehnologice bazate pe disponibilitatea, experienta anterioara dobandita in domeniu, sustenabilitatea si maturitatea tehnologiei, fezabilitatea financiar-economica, sistemul fotovoltaic propus pentru realizarea obiectivului aferent centralei fotovoltaice cu puterea instalata de 18 MW kW, in Jud. Sibiu, loc. Copsa Mica, se recomanda a avea urmatoarea componenta:

- Panouri fotovoltaice monocristaline, tehnologie half-cut, cu o putere instalată a panoului de 550 Wp în condiții STC. Conform fișei tehnice, panourile fotovoltaice se pot inseria până la o tensiune maximă de 1500 V c.c./șir de panouri;
- Panourile fotovoltaice se vor monta pe o structură metalică fixă, orientate spre Sud, azimut 0°, la o înclinație de 15° față de planul orizontal;
- Estimarea producției de energie electrică s-a realizat în condițiile de mai sus, cu ajutorul programului PVSYST 7.2.12, pentru panouri fotovoltaice conectate în șiruri de panouri, propus a fi montate în aranjament 2P (2 Portret);
- Pentru a prelua energia electrică generată de șirurile de panouri fotovoltaice s-au prevăzut invertoare cu o putere instalată de 200 kVA, cu tensiunea de intrare cuprinsă între 500 - 1500 V c.c., echipate cu 18 intrări. Ieșirea de tensiune în curent alternativ va fi la 800 V;
- Comunicația/schimbul de date între invertoare se va realiza prin cabluri de comunicație. Fiecare inverter va avea integrat sistemul de conectare la comunicații, acesta permițând schimbul de informații și monitorizarea funcționării invertoarelor;
- Pentru a prelua energia de la invertoare s-au prevăzut posturi de transformare 0,8/33(20) kV–6300 kVA. Fiecare PT 0,8/33(20) kV–6300 kVA va prelua aproximativ 30 invertoare de 200kVA. Fiecare post de transformare de 0,8/33(20) kV–6300 kVA va fi echipat cu un tablou electric de servicii interne, alimentat din PTSI 33(20)/0,4 kV–250 kVA. Din acest tablou (TDRI) se vor alimenta echipamentele de comunicații, grupurile de prize de servicii și iluminatul interior al postului de transformare;
- Posturile de transformare 0,8/33(20) kV–6300 kVA se vor conecta între ele prin celulele de intrare/ieșire aferente fiecărui post și se vor racorda la punctele de conexiuni cu cabluri electrice de c.a. pozate în subteran;
- Nivelul de tensiune în secundar al posturilor de transformare, 20 sau 33 kV se va defini după stabilirea soluției finale de racordare a centralei fotovoltaice la SEN (cu stație proprie de 110/33kV sau racordare direct în stația Copsa Mica la nivelul de tensiune de 20 kV);
- Racordarea punctelor de conexiune în stația de transformare Copsa Mica 20/110 kV, prevăzută pentru evacuarea întregii cantități de energie electrică produsă de parcul fotovoltaic, se va face radial prin intermediul unor cabluri electrice montate în subteran;
- În incinta parcului se va amplasa un post de transformare de 33(20)/0,4 kV–250 kVA (PTSI), echipat cu TDRI, care va deservei serviciile interne aparținând parcului fotovoltaic;
- În situația în care tensiunea de la rețea/SEN lipsește, alimentarea de rezervă a serviciilor interne se va realiza prin intermediul unui grup electrogen montat în carcasa insonorizată pentru exterior;
- Pentru protecția împotriva loviturilor de trăsnet se vor folosi paratrăsnete de tip PDA (dispozitiv de amorsare a descărcării), în apropierea fiecărui post de transformare și a punctelor de conexiuni;
- Se vor executa prize de pământ din platbandă de oțel zincat termic. Pozarea electrozilor se va face îngropat în pământ la o adâncime de minim 0,9 m;
- La priza de pământ se vor conecta toate părțile metalice ale echipamentelor și cadrele metalice de susținere a panourilor fotovoltaice;
- Rezistența de dispersie a prizei de pământ comună trebuie să fie sub 1 ohm;
- Iluminatul exterior se va face cu stâlpi de iluminat montați perimetral la intervale de maxim 50 m unul de celălalt și în apropierea posturilor de transformare și a punctelor de conexiune;
- Stâlpii de iluminat exterior, având o înălțime utilă de maxim 6 m, se vor echipa aparate de iluminat cu sursă LED, de aproximativ 70 W;

Elaborator:

S.C. CONTEMPORAN ARHITECTONIC DESIGN S.R.L., J26/871/2017, CUI nr.: 37613853,

Targu Mures, str. Calarasilor, nr. 96, ap. 1, jud. Mures,

Tel: 0746-224 630, Fax. 0365-430551, e-Mail: cristian_todor@yahoo.com

- Comanda și controlul iluminatului exterior se va face prin telegestiune. Supraveghere video se va face cu camere video IP, autoiris, LED IR minim 60 m, montate pe stâlpii pentru iluminatul exterior. Comunicația între camerele video și înregistratoarele de rețea (NVR) se va face prin intermediul cablurilor de fibră optică. Înregistratoarele de rețea se vor amplasa în clădirea de servicii a parcului fotovoltaic;
- Pentru supravegherea și controlul funcționării parcului fotovoltaic se va implementa un sistem SCADA local. În urma implementării sistemul SCADA va trebui să îndeplinească cu strictețe funcțiile menționate în ordinele ANRE privitoare la centralele electrice fotovoltaice care se vor afla în vigoare la momentul obținerii Avizului Tehnic de Racordare. Suplimentar, sistemul SCADA va monitoriza și următoarele:
 - independent de invertoare, producția de energie a Centralei Electrice Fotovoltaice;
 - erorile/defectele produse de/în panouri, șiruri de panouri sau module de șiruri de panouri fotovoltaice;
 - curenții pe fiecare și tensiunile în c.c.;
 - temperatura în cutiile de conexiuni și în zona panourilor fotovoltaice;
 - monitorizarea protecțiilor la supratensiune;
 - monitorizarea principalelor întrerupătoare.
- Pentru curățarea panourilor fotovoltaice a Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica se va dota cu o mașină de curățare cu propulsie proprie, echipată cu perii rotative de aproximativ 5 m. La curățarea panourilor se poate folosi doar peria rotativă sau curățarea se poate face cu peria rotativă însoțită de un jet de apă sub presiune. Apa utilizată va fi de tip apă demineralizată. Utilajul va fi dotat cu un rezervor de minim 1800 litri, iar viteza optimă de operare de 1200 m/h, sau se vor contracta aceste servicii cu un tert.
- Instalația de evacuare a energiei. Pentru evacuarea energiei electrice produse s-au analizat 2 soluții; soluția finală va fi stabilită după finalizarea studiului de soluție de racordare:
 - Soluția 1 - Racordarea la SEN a Centralei Electrice Fotovoltaice Copsa Mica prin construcția unei stații proprii de transformare de 33/110 kV, 25 MVA, care se va racorda la stația 110 kV Copsa Mica printr-un LES 110 kV cu lungimea de aproximativ 2000m;
 - Soluția 2 - Racordarea la SEN a CEF Copsa Mica la stația 20 kV Copsa Mica prin intermediul a două LES 20 KV cu o lungime de aproximativ 1500m.

Descrierea constructivă, funcțională și tehnologică

Termenul fotovoltaic vine din grecescul "phos" ce înseamnă lumina și "volt", unitatea de măsură pentru potențialul electric (numit după Alessandro Volta). Fenomenul fotovoltaic este fenomenul de conversie a luminii în electricitate, respectiv a energiei fotonilor în energie electrică. Cu alte cuvinte, înseamnă conversia luminii în curent electric. Toate formele radiației solare, directă, difuză și reflectată de sol, contribuie la proces. Acest proces are loc la nivelul celulei fotovoltaice (solare) ce poate fi, în funcție de structura materialului și tehnologia de fabricare folosite, amorfa, policristalină sau monocristalină. De cele mai multe ori, acest material este siliciul. Panourile solare (numite și fotovoltaice pentru a le diferenția de cele termice) constau din mai multe celule fotovoltaice, conectate electric și de obicei închise ermetic între o foaie de sticlă și una de tedlar și montate într-o ramă de aluminiu extrudat.

Panourile Foto-Voltaice (PV) sunt construite dintr-un număr de celule solare inseriate și montate sub forma de panouri pentru a fi ușor manipulate și conectate. Celulele solare conțin o (sau mai multe) joncțiune P-N construită din materiale semiconductoare dopate corespunzător și care expusă la radiația solară, în urma efectului fotovoltaic prin care fotonul absorbit scoate un electron din banda energetică de valență (starea legată cristalină) și-l promovează în banda

energetica de conductie creind o pereche electron-gol si o diferenta de potential, devine o sursa de energie electrica cu o tensiune de $\sim 0.55V$ si un current care depinde de suprafata jonctiunii (celulei solare) si alti factori. Curentul produs scade cu cresterea temperaturii si creste cu iradianza si suprafata celulei fotovoltaice (mai multi fotoni produc mai multe perechi electron-gol).

Puterile instalate ale panourilor fotovoltaice variaza in functie de aplicatie si pot fi de la cativa mW (folosite la ceasuri de mana, calculatoare de buzunar) pana la cca. 550W sau mai mult. Energia electrica produsa este sub forma de curent continuu si pentru un panou fotovoltaic, anume ea variaza in functie de iradianza solara (cantitatea de energie solara absorbita de unitatea de suprafata de panou in unitatea de timp), temperatura celulelor, vechime.

Mai multe module solare impreuna cu alte componente (cabluri de conectare pentru curent continuu, cutii de interconectare, invertoare, cabluri de conectare de curent alternativ) pot forma un sistem fotovoltaic.

Tehnologia bazata pe siliciu cristalin (mono sau poli) este preferata in general deoarece este una matura, ofera module cu eficiente relativ mari, preturi de achizitie medii-scazute si garantii de productivitate de 80% din valoarea nominala la 25 ani de folosire. Modulele bazate pe aceasta tehnologie, cu puteri nominale de cca 300W-650W, sunt o varianta populara printre fabricantii din domeniu.

Varianta aleasa propune panouri cu puterea nominala de 550W.

Orientarea panourilor fotovoltaice este importanta si ingeneral trebuie sa fie orientate catre sud (in emisfera nordica), inclinate la un unghi usor maimic decat latitudinea locatiei. In cadrul evaluarii detaliate a potentialului energetic solarelectric realizata s-a optat pentru o orientare catre sud (azimuth 0°) si o inclinare de 15° . Panourile fotovoltaice pot fi instalate pe un sistem de stalpi, barne orizontale si verticale formand un stelaj sau pe alta structura metalica de sustinere si orientare cu ajutorul unor cleme pentru fixarea modulelor. Aceasta structura va fi livrata de furnizori specializati.

Rezistenta mecanica statica/dinamica: structura trebuie sa reziste la greutatea panourilor si a eforturilor suplimentare cauzate de fenomenele meteorologice (ploaie, vant, zapada) precum si de posibilitatea aparitiei de eforturi solicitante neprevazute cauzate de cutremure. Tructurile modulare ofera libertate dimensionala de proiectare. O serie de astfel de structuri constituie un modul generator.

O alta componenta importanta a sistemului fotovoltaic o reprezinta invertorul ce transforma energia electrica produsa de generator din curent continuu in curent alternativ, o conditioneaza si pregateste calitativ pentru livrarea in sistemul energetic national (SEN).

Piata internationala de invertore ofera o varietate de produse care se se adreseaza atat instalatiilor fotovoltaice casnice cat si instalatiilor fotovoltaice de mare putere. Fabricantii de invertore de mare putere, comerciale, cu experienta de indelungata si produse ce si-au dovedit deja fiabilitatea, calitatea, siguranta in folosire etc, sunt incomparabil mai putini. Invertorele disponibile pe piata, au dimensiuni relativ fixe (de ex. 10, 20, 30, 40, 50, 60, 100, 200, 250 kW).

Puterea instalata a sistemului este de 18 MW.

B. PIESE DESENATE

În funcție de categoria și clasa de importanță a obiectivului de investiții, piesele desenate se vor prezenta la scări relevante în raport cu caracteristicile acestuia, cuprinzând:

1. plan de amplasare în zonă;
2. plan de situație;
3. planuri generale, fațade și secțiuni caracteristice de arhitectură cotate, scheme de principiu pentru rezistență și instalații, volumetrie, scheme funcționale, izometrice sau planuri specifice, după caz;
4. planuri generale, profile longitudinale și transversale caracteristice, cotate, planuri specifice, după caz.

Data: 21.06.2022

Proiectant (numele, funcția și semnătura persoanei autorizate)

Todor Gheorghe Cristian
Manager de proiect



**CONFORM CU
ORIGINALUL**