

STUDIU DE FEZABILITATE

Elaborat conform HG907/2016

CONSTRUIRE CENTRALA FOTOVOLTAICA 9.46 MW CU STOCARE, LOCALITATEA DUMBRAVITA, JUDEȚ MARAMURES

Amplasament: Comuna Dumbravita, Satul Dumbravita, nr 244A, Jud. Maramures

Proiectant: Ing. Vicentiu DRAGAN

Verificat: Ing. Anghel MUSAT



Cuprins

A. PIESE SCRISE	4
1. Informații generale privind obiectivul de investiții	4
2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții.....	4
2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate	4
2.2. Descrierea amplasamentului	4
2.3. Condiții geografice si clima	4
2.4. Date climatice si particularitati de relief	5
2.5. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament.....	5
2.6. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile	5
2.7. Existenta unor: rețele edilitare sau posibile interferente.....	5
2.8. Orientari propuse fata de punctele cardinale si fata de punctele de interes naturale sau construite.....	5
2.9. Cursurile de apa.....	5
2.10. Surse de poluare existente in zona	6
2.11. Economia si industria.....	6
2.12. Studii de specialitate, in fuctie de categoria si clasa de importanta a constructiilor	6
2.13. Informatii privind entitatile participante la investitie	6
2.14. Prezentarea contextului: politici, strategii, legislatie, acorduri relevante	6
2.15. Marimea piete de desfacere	12
2.16. Analiza cererii de bunuri si servicii	12
2.17. Metode de vanzare	13
2.18. Posibilitati de finantare	13
2.19. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investitiei publice	14
3. Identificarea, propunerea si prezentarea a minim doua scenarii/optiuni tehnico-economice pentru realizarea obiectivului de investitii	15
3.1. Descrierea din punct de vedere tehnic, constructive, functional-arhitectural si tehnologic	15
3.2. Descrierea solutiei tehnice propuse	37
3.3. Scenariul A -sistem de montare fix	39
3.4. Scenariul B -sistem de montare reglabil pe o axa N-S	42
3.5. Grafice orientative de realizare a investitiei	43
3.6. Costurile estimative ale investitiei	44
4. Analiza fiecarui/fiecarei scenariu/optiuni tehnico-economic(e) propus(e)	50
4.1. Prezentarea cadrului de analiza, perioada de referinta si prezentarea scenariului de referinta	50
4.2. Analiza vulnerabilitatilor cauzate de factori de risc, antropici si naturali care pot afecta investitia	50
4.3. Situatia utilitatilor si analiza de consum.....	52
4.4. Sustenabilitatea realizarii obiectivului de investitii.....	52
4.5. Analiza cererii de bunuri si servicii, care justifica dimensionarea obiectivului de investitii.....	53
4.6. Analiza economica.....	53
4.7. Analiza financiara	54
4.8. Analiza de riscuri si masuri de prevenire/diminuare a riscurilor	60
5. Scenariul/Optiunea tehnico-economic(a) optim(a), recomandat(a).....	62
5.1. Comparatia scenariilor propuse	62

5.2. Selectarea si justificarea scenariului/optiunii optim(e) recomandat (e)	63
5.3. Descrierea scenariului/optiunii optim(e) recomandat (e)	63
5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenti obiectivului de investitii	63
5.5. Prezentarea modului in care se asigura conformarea cu reglementarile specific functiunii preconizate din punctul de vedere al asigurarii tuturor cerintelor fundamentale aplicabile constructiei, conform gradului de detaliere al propunerilor tehnice	64
5.6. Nominalizarea surselor de finantare a investitiei publice, ca urmare a analizei financiare si economice ..	65
6. Urbanism, acorduri si avize conforme.....	65
6.1. Certificat de urbanism	65
6.2. Extras de carte funciara	65
6.3. Decizia etapei de incadrare eliberata de Agentia de Mediu Maramures.....	66
6.4. Avize conforme privind asigurarea utilitatilor	66
6.5. Studiu topografic	66
6.6. Avize, acorduri si studii specifice, dupa caz, in functie de specificul obiectivului de investitii si care pot conditiona solutiile tehnice	66
7. Implementarea investitiei	66
7.1. Informatii despre entitatea responsabila cu implementarea investitiei	69
7.2. Strategia de implementare a investitiei	69
7.3. Strategia de exploatare/operare si intretinere	69
7.4. Recomandari privind asigurarea capacitatii manageriale si institutionale	69
8. Concluzii si recomandari.....	69

B. PIESE DESENATE	
1. Plan de incadrare in zona - Plansa 1.....	
2. Plan de situatie existent – Plansa 2	
3. Plan de situatie proiectat – Plansa 3	
4. Schema monofilara generala – Plansa 4	
5. Anexa 1 – Modul PV	
6. Anexa 2 - Invertor PV	
7. Anexa 3 – Optimizator de Putere	
8. Anexa 4 – Kit Baterii CellBlock	
9. Anexa 5 – Kit Baterii Litiu-Ion.....	

A. PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1. Denumirea obiectivului de investiții:

„Construire centrala fotovoltaica 9.46 MW cu stocare in Localitatea Dumbravita, Judetul Maramures” - faza studiu de fezabilitate (SF).

1.2. Ordonator principal de credite/investitor:

Universal Alloy Corporation Europe SRL, localitatea Dumbravita, nr. 244A, jud. Maramures, Tel: 0262 203 330 / Fax: 0362 418 988;

1.3. Beneficiarul investitiei:

Universal Alloy Corporation Europe SRL, localitatea Dumbravita, nr. 244A, jud. Maramures, Tel: 0262 203 330 / Fax: 0362 418 988;

1.4. Elaboratorul studiului de fezabilitate:

Vice Engineering Tehnical S.R.L., CUI RO41318223, Loc. Medgidia, Str. Poporului, nr 37. Judetul Constanta.

2. Situația existentă și necesitatea realizării obiectivului de investiții

2.1. Concluziile studiului de prefezabilitate privind situația actuală, necesitatea și oportunitatea promovării obiectivului de investiții și scenariile/opțiunile tehnico-economice identificate și propuse spre analiză

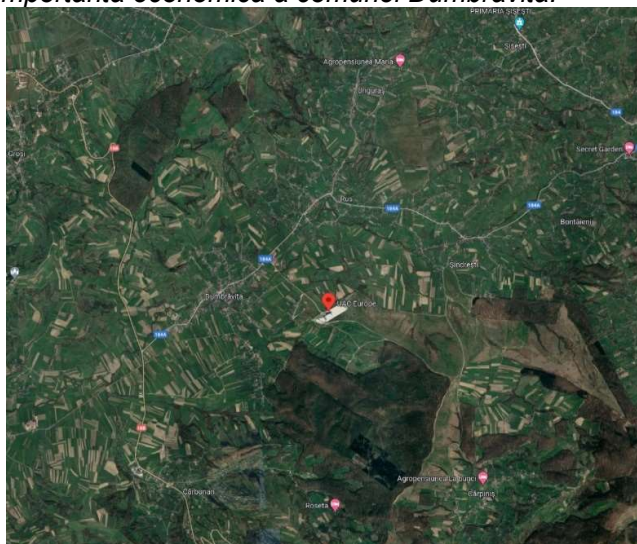
Anterior prezentului studiu de fezabilitate nu a fost necesara intocmirea unui studiu de prefezabilitate.

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

Centrala fotovoltaica va fi amplasata pe terenul privat al Utilizatorului Universal Alloy Corporation S.R.L.

Suprafata de teren pe care se va construi centrala este de 10 ha.

Reglementarea zonei si construirea centralei fotovoltaice va aduce fonduri la administratia locala si va mari importanta economica a comunei Dumbravita.



2.3. Condiții geografice si clima

Județul Maramureș este situat în partea de nord a țării, fiind delimitat de județele Satu-Mare, Sălaj, Cluj, Bistrița-Năsăud și Suceava, respectiv la nord fiind delimitat de frontiera cu Ucraina, având o suprafață de 6.215 km² (2,6% din suprafața țării) și un relief variat ca

morfologie si complex din punct de vedere geologic.

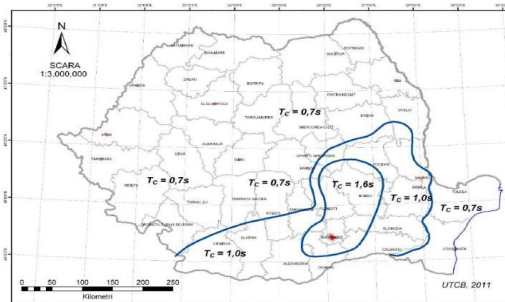
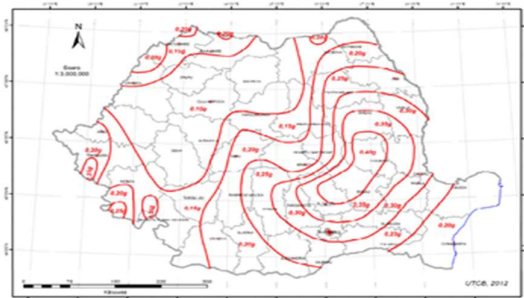
Dumbrăvița este o comună în județul Maramureș, Transilvania, România, formată din satele Cărbunari, Chechiș, Dumbrăvița (reședința), Rus, Șindrești și Unguraș.

2.4. Date climatice și particularități de relief

Localitatea Dumbrăvița se încadrează în sectorul de climă continental moderată, fiind supusa permanent influenței advecției maselor de aer vestice de natură oceanică, ale căror caracteristici se reflectă în evoluția tuturor elementelor climatice.

2.5. Caracteristici geofizice ale terenului din amplasament

În funcție de zonara seismică, conform normativului P100-1/2013, terenul studiat se încadrează în zonele: $a_g = 0.15 g$; $T_c = 0.70 s$.



2.6. Relații cu zone învecinate, accesuri existente și/sau căi de acces posibile;

Accesul în locație se va realiza pe drumul existent.

2.7. Existența unor:

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

În zona studiată, nu există rețele de apă, canalizare, gaze, energie electrică, telecomunicații, termoficare ce trebuiesc relocate. Dacă la momentul execuției lucrărilor se vor întâlni astfel de rețele edilitare se va convoca proiectantul general în vederea stabilirii măsurilor necesare a fi luate.

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

Amplasamentul propus pentru execuția investiției nu intersectează zone de protecție a monumentelor istorice.

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

Nu este cazul.

2.8. Orientări propuse față de punctele cardinale și față de punctele de interes naturale sau construite;

Orientarea modulelor PV va fi către Sud.

2.9. Cursurile de apă

Aspectul actual al rețelei hidrografice este rezultatul unei îndelungate evoluții. Aceasta a început să se contureze în această regiune încă din faza tortoniană, capătând o structură asemănătoare cu cea de azi. În fazele geologice următoare a suferit modificări datorită proceselor de alunecare, schimbărilor climatice și a nivelului de bază.

Rețeaua hidrografică a comunei Dumbrăvița este alcătuită din râul Chechisel, format din apele văilor Susca și Valea Morii. Râul Susca vine din teritoriul orașului Baia Sprie, iar Valea Morii izvorăște de la poalele muntelui Mogosa și străbate satele Negreia și Sisesti, întâlnindu-se cu Susca în satul Unguraș. De la sud-est de Mogosa izvorăște paraul Bulzului, care străbate satele Danesti, Bontaieni și Sindrești, adunându-se în satul Rus cu apele din Unguraș, formând râul Chechis.

2.10. Surse de poluare existente în zonă:

Nu au fost identificate surse existente de poluare în zona. Pentru prevenirea eventualelor poluări accidentale, antreprenorul va asigura toalete ecologice pentru personalul propriu, Inginer, Autoritate Contractantă și vizitatori, în fiecare locație unde lucrează, și va menține aceste toalete în condiții 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 părților de lucrări, toaletele vor fi îndepărtate iar zona va fi adusă la starea inițială.

2.11. Economia și industria:

Datorită bogățiilor solului și subsolului, în județul Maramures, s-a dezvoltat o intensă activitate economică – socială, care constituie în același timp o potențială sursă pentru poluarea extinsă a tuturor factorilor de mediu.

Principalele activități economice ale zonei sunt: exploatare de minereuri neferoase, materiale de construcție și lemn; metalurgie neferoasă, produse chimice, alimentare, textile etc; creșterea animalelor și unele culturi agricole.

Calele de comunicație sunt concentrate în depresiuni, de-a lungul vailor care traversează principalele pasuri; orașele care reprezintă noduri de cai de comunicație sunt: Baia Mare, Borșa, Sighetu Marmăției, Vișeu de Sus, Ulmeni, Tăuții Măgherauș; aeroportul este situat la vest de Baia Mare.

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

Studiu Geotehnic - proiect nr. SG218/2021, elaborat de S.C. ARHITONIC S.R.L.

2.13. Informații privind entitățile participante la investiție

Luând în considerare potențialul de dezvoltare al energiilor regenerabile din România, Universal Alloy Corporation Europe SRL intenționează să-și dezvolte activitatea prin înființarea unei centrale fotovoltaice în Localitatea Dumbravita, Jud. Maramures. Această direcție de dezvoltare este esențială pentru dezvoltarea firmei, dat fiind și specificul activității firmei și consumul însemnat de energie.

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

Strategia Universal Alloy Corporation Europe SRL este orientată pe coordonatele strategiilor Europene și Naționale -de dezvoltare durabilă -a zonelor- din România.

Elemente care stau la baza elaborării proiectului, în conformitate cu legislația în vigoare, considerând:

- ❖ Reglementările și prescripțiile de proiectare aplicabile în domeniu;
- ❖ Tehnologia de execuție uzuală aplicabilă în cazul lucrărilor avute în vedere;
- ❖ Documentațiile tehnice pentru echipamentele considerate;

REGULAMENTUL (UE) 2021/1119 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI din 30 iunie 2021 de instituire a cadrului pentru realizarea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 („Legea europeană a climei”).

PARLAMENTUL EUROPEAN ȘI CONSILIUL UNIUNII EUROPENE, având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, în special articolul 192 alineatul (1), având în vedere propunerea Comisiei Europene, după transmiterea proiectului de act legislativ către parlamentele naționale, având în vedere avizele Comitetului Economic și Social European (1), având în vedere avizul Comitetului Regiunilor (2), hotărând în conformitate cu procedura legislativă ordinară (3), întrucât:

1. Amenințarea existențială pe care o prezintă schimbările climatice impune un nivel de ambiție mai mare și o intensificare a acțiunilor climatice ale Uniunii și ale statelor membre. Uniunea și-a

asumat angajamentul de a-și intensifica eforturile de combatere a schimbărilor climatice și de a asigura punerea în aplicare a Acordului de la Paris adoptat în temeiul Convenției-cadru a Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice (denumit în continuare „Acordul de la Paris”), ghidându-se după principiile sale și bazându-se pe cele mai bune cunoștințe științifice disponibile, în contextul obiectivului pe termen lung privind temperatura stabilit în Acordul de la Paris.

2. În comunicarea sa din 11 decembrie 2019 intitulată „Pactul ecologic european” (denumit în continuare „Pactul verde european”), Comisia a prezentat o nouă strategie de creștere care are drept scop transformarea Uniunii într-o societate echitabilă și prosperă, cu o economie modernă, competitivă și eficientă din punctul de vedere al utilizării resurselor, în care să nu existe emisii nete de gaze cu efect de seră în 2050 și în care creșterea economică să fie decuplată de utilizarea resurselor. Pactul verde european urmărește, de asemenea, să protejeze, să conserve și să consolideze capitalul natural al Uniunii și să protejeze sănătatea și bunăstarea cetățenilor împotriva riscurilor legate de mediu și a impacturilor aferente. În același timp, această tranziție trebuie să fie justă și favorabilă incluziunii, fără a lăsa pe nimeni în urmă;

Viitorul Europei depinde de o planetă sănătoasă. Provocările actuale legate de climă și mediu necesită un răspuns urgent și ambițios. Pactul verde european este un pachet de inițiative în materie de politici, care urmărește să plaseze UE pe calea către o tranziție verde, cu obiectivul final de a atinge neutralitatea climatică până în 2050.

Acesta sprijină transformarea UE într-o societate echitabilă și prosperă, cu o economie modernă și competitivă.

Pactul evidențiază necesitatea unei abordări holistice și transsectoriale, în care toate domeniile de politică relevante să contribuie la obiectivul final în domeniul climei. Pachetul conține inițiative care acoperă domeniul climei, al mediului, al energiei, al transporturilor, sectorul industrial, agricultura și finanțarea durabilă, toate acestea fiind puternic interconectate.

Pactul verde european a fost lansat de Comisie în decembrie 2019, iar Consiliul European a luat act de acesta în cadrul reuniunii sale din decembrie.

UE s-a angajat să atingă neutralitatea climatică până în 2050, îndeplinindu-și angajamentele asumate în cadrul Acordului internațional de la Paris. Realizarea acestui obiectiv va necesita o transformare a societății și a economiei Europei, care va trebui să fie eficientă din punctul de vedere al costurilor, echitabilă și echilibrată din punct de vedere social.

1. Raportul special din 2018 al Grupului interguvernamental privind schimbările climatice (IPCC) referitor la impactul încălzirii globale cu 1,5 °C peste nivelurile preindustriale și direcțiile conexe de evoluție a emisiilor de gaze cu efect de seră la nivel mondial oferă, în contextul consolidării răspunsului mondial la amenințarea reprezentată de schimbările climatice, al dezvoltării durabile și al eforturilor de eradicare a sărăciei, o bază științifică solidă pentru combaterea schimbărilor climatice și ilustrează necesitatea de a intensifica rapid acțiunile climatice și de a continua tranziția către o economie neutră din punct de vedere climatic.

2. Stabilirea unui obiectiv pe termen lung este esențială pentru a contribui la transformarea economică și societală, pentru crearea de locuri de muncă de înaltă calitate, pentru creșterea economică durabilă și pentru îndeplinirea obiectivelor de dezvoltare durabilă ale Organizației Națiunilor Unite, precum și pentru îndeplinirea într-un mod just, echilibrat din punct de vedere social, echitabil și eficient din punctul de vedere al costurilor a obiectivului pe termen lung privind temperatura prevăzut în Acordul de la Paris.

3. Este necesar să se abordeze riscurile tot mai mari pentru sănătate legate de climă, inclusiv valurile de căldură, incendiile forestiere și inundațiile mai frecvente și mai intense, amenințările la adresa siguranței și a securității alimentare și a apei și apariția și răspândirea bolilor infecțioase. După cum a anunțat în comunicarea sa din 24 februarie 2021 intitulată „Construirea unei Europe reziliente la schimbările climatice – Noua strategie a UE privind adaptarea la schimbările climatice”, Comisia a lansat un observator european pentru climă și sănătate în cadrul platformei europene pentru adaptarea la schimbările climatice Climate-ADAPT, pentru a înțelege mai bine, a anticipa și a reduce la minimum amenințările la adresa sănătății cauzate de schimbările climatice.

4. Prezentul regulament respectă drepturile fundamentale și principiile recunoscute de Carta drepturilor fundamentale a Uniunii Europene, în special articolul 37, care urmărește promovarea integrării în politicile Uniunii a unui nivel ridicat de protecție a mediului și îmbunătățirea calității mediului în conformitate cu principiul dezvoltării durabile.

5. Acțiunile climatice ar trebui să fie o oportunitate pentru toate sectoarele economiei Uniunii de

a contribui la asigurarea poziției de lider industrial în materie de inovare la nivel mondial. Ca urmare a cadrului de reglementare instituit de Uniune și a eforturilor depuse de industrie, creșterea economică poate să fie decuplată de emisiile de gaze cu efect de seră. De exemplu, emisiile de gaze cu efect de seră ale Uniunii au scăzut cu 24 % între 1990 și 2019, în timp ce economia a crescut cu 60 % în aceeași perioadă. Fără a aduce atingere legislației obligatorii și altor inițiative adoptate la nivelul Uniunii, toate sectoarele economiei - inclusiv sectorul energiei, sectorul industriei, sectorul transporturilor, sectorul încălzirii și răcirii și sectorul construcțiilor, sectorul agricol, sectorul deșeurilor și sectorul exploatarei terenurilor, schimbării destinației terenurilor și silviculturii, indiferent dacă sectoarele respective intră sau nu sub incidența sistemului de comercializare a certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră din Uniune (denumit în continuare „EU ETS”) - ar trebui să contribuie la realizarea neutralității climatice în cadrul Uniunii până în 2050. Pentru a crește participarea tuturor actorilor economici, Comisia ar trebui să faciliteze dialogurile și parteneriatele sectoriale în materie de climă, reunind principalele părți interesate într-un mod reprezentativ și favorabil incluziunii, astfel încât să încurajeze sectoarele să elaboreze în mod voluntar foi de parcurs orientative și să își planifice tranziția către îndeplinirea obiectivului Uniunii de realizare a neutralității climatice până în 2050. Astfel de foi de parcurs ar putea constitui o contribuție valoroasă care ar sprijini sectoarele să planifice investițiile necesare în vederea tranziției către o economie neutră din punct de vedere climatic și ar putea contribui, de asemenea, la o implicare mai mare a sectoarelor în găsirea unor soluții neutre din punct de vedere climatic. Foile de parcurs ar putea completa, de asemenea, inițiativele existente, inclusiv Alianța europeană pentru baterii și Alianța europeană pentru hidrogen curat, care promovează colaborarea industrială în tranziția către neutralitatea climatică.

6. Acordul de la Paris stabilește un obiectiv pe termen lung privind temperatura la articolul 2 alineatul (1) litera (a) și urmărește să consolideze răspunsul global la amenințarea reprezentată de schimbările climatice prin creșterea capacității de adaptare la efectele negative ale schimbărilor climatice, astfel cum se prevede la articolul 2 alineatul (1) litera (b) din acordul respectiv, și prin asigurarea faptului că fluxurile financiare corespund unei evoluții către o dezvoltare cu un nivel scăzut de emisii de gaze cu efect de seră și rezilientă la schimbările climatice, astfel cum se prevede la articolul 2 alineatul (1) litera (c) din acordul respectiv. Constituind cadrul general pentru contribuția Uniunii la Acordul de la Paris, prezentul regulament ar trebui să garanteze că atât Uniunea, cât și statele membre contribuie la răspunsul mondial la schimbările climatice, astfel cum se menționează în acordul respective.

7. Acțiunile climatice ale Uniunii și ale statelor membre au scopul de a proteja populația și planeta, bunăstarea, prosperitatea, economia, sănătatea, sistemele alimentare, integritatea ecosistemelor și biodiversitatea de amenințarea pe care o reprezintă schimbările climatice, în contextul Agendei 2030 a Națiunilor Unite pentru dezvoltare durabilă și în vederea îndeplinirii obiectivelor Acordului de la Paris, precum și de a maximiza prosperitatea în limitele resurselor planetei și de a spori reziliența și a reduce vulnerabilitatea societății la schimbările climatice. În acest context, acțiunile Uniunii și ale statelor membre ar trebui să se ghideze după principiul precauției și principiul „poluatorul plătește” stabilite în Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene și ar trebui să țină seama, de asemenea, de principiul „eficiența energetică pe primul loc” al uniunii energetice și de principiul de a nu prejudicia din Pactul verde european.

8. Realizarea neutralității climatice ar trebui să necesite o contribuție din partea tuturor sectoarelor economice în privința cărora dreptul Uniunii reglementează emisiile sau absorbțiile de gaze cu efect de seră.

9. Având în vedere importanța producției și a consumului de energie pentru nivelul emisiilor de gaze cu efect de seră, este esențial să se asigure o tranziție către un sistem energetic sigur, durabil, accesibil din punctul de vedere al prețului și securizat, care se bazează pe implementarea surselor regenerabile de energie, pe o piață internă a energiei care funcționează bine și pe îmbunătățirea eficienței energetice, reducând, totodată, sărăcia energetică. Transformarea digitală, inovarea tehnologică, cercetarea și dezvoltarea sunt, de asemenea, factori importanți pentru îndeplinirea obiectivului privind neutralitatea climatică.

10. Uniunea a instituit un cadru de reglementare pentru a îndeplini obiectivul pentru 2030 de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră convenit în 2014, înainte de intrarea în vigoare a Acordului de la Paris. Printre actele legislative de punere în aplicare a obiectivului respectiv se numără Directiva 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului (5), care instituie EU ETS, Regulamentul (UE) 2018/842 al Parlamentului European și al Consiliului (6), care a introdus obiective naționale de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră până în 2030, și

Regulamentul (UE) 2018/841 al Parlamentului European și al Consiliului (7), care prevede obligația statelor membre de a echilibra emisiile de gaze cu efect de seră și absorbțiile rezultate din exploatarea terenurilor, schimbarea destinației terenurilor și silvicultură.

11. EU ETS reprezintă un element fundamental al politicii Uniunii în domeniul climei și instrumentul său esențial pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră într-o manieră eficientă din punctul de vedere al costurilor.

În comunicarea sa din 28 noiembrie 2018 intitulată „O planetă curată pentru toți – O viziune europeană strategică pe termen lung pentru o economie prosperă, modernă, competitivă și neutră din punctul de vedere al impactului asupra climei”, Comisia a prezentat o viziune pentru atingerea până în 2050, în Uniune, a unui nivel al emisiilor nete de gaze cu efect de seră egal cu zero, printr-o tranziție echitabilă din punct de vedere social și eficientă din punctul de vedere al costurilor.

12. Prin pachetul „Energie curată pentru toți europenii” din 30 noiembrie 2016, Uniunea a urmărit o ambițioasă agendă de decarbonizare, în special prin construirea unei uniuni energetice solide, care include obiectivele pentru 2030 privind eficiența energetică și utilizarea energiei din surse regenerabile prevăzute în Directivele 2012/27/UE (8) și (UE) 2018/2001(9) ale Parlamentului European și ale Consiliului, precum și prin consolidarea legislației relevante, inclusiv a Directivei 2010/31/UE a Parlamentului European și a Consiliului (10).

13. Uniunea este lider mondial în tranziția către neutralitatea climatică și este hotărâtă să contribuie la asumarea unor obiective mai ambițioase la nivel mondial și la consolidarea răspunsului global la schimbările climatice, utilizând toate instrumentele pe care le are la dispoziție, inclusiv diplomația în domeniul climei.

14. Uniunea ar trebui să continue acțiunile sale climatice și să își asume rolul de lider internațional în domeniul climei după 2050, pentru a proteja populația și planeta împotriva amenințării pe care o reprezintă schimbările climatice periculoase, în vederea îndeplinirii obiectivului pe termen lung privind temperatura stabilit în Acordul de la Paris și în conformitate cu evaluările științifice formulate de IPCC, IPBES și de Consiliul științific consultativ european privind schimbările climatice, precum și cu evaluările altor organisme internaționale.

15. Riscul de relocare a emisiilor de dioxid de carbon persistă în ceea ce privește partenerii internaționali care nu au aceleași standarde de protecție a climei ca Uniunea. Prin urmare, Comisia intenționează să propună un mecanism de ajustare la frontieră a emisiilor de dioxid de carbon pentru anumite sectoare, cu scopul de a reduce astfel de riscuri într-un mod compatibil cu normele Organizației Mondiale a Comerțului. În plus, este important să se mențină stimulente de politici eficace în sprijinul soluțiilor și al inovațiilor tehnologice care permit tranziția către o economie a Uniunii competitivă și neutră din punct de vedere climatic, oferind, în același timp, siguranță în materie de investiții.

16. Parlamentul European, în rezoluția sa din 15 ianuarie 2020 referitoare la Pactul ecologic european, a lansat îndemnul ca tranziția necesară către o societate neutră din punct de vedere climatic să aibă loc până cel târziu în 2050 și să devină o reușită europeană, iar în rezoluția sa din 28 noiembrie 2019 referitoare la urgența climatică și de mediu, a declarat urgența climatică și de mediu. Acesta a solicitat în repetate rânduri Uniunii să stabilească un obiectiv climatic pentru 2030 mai ambițios, iar respectivul obiectiv climatic mai ambițios să facă parte din prezentul regulament. În concluziile sale din 12 decembrie 2019, Consiliul European și-a exprimat susținerea pentru obiectivul unei Uniuni neutre din punct de vedere climatic până în 2050, în conformitate cu obiectivele Acordului de la Paris, recunoscând în același timp că este necesar să se instituie un cadru favorabil în acest sens, care să aducă beneficii tuturor statelor membre și să cuprindă instrumente, stimulente, sprijin și investiții adecvate pentru a asigura o tranziție eficientă din punctul de vedere al costurilor, justă, precum și echitabilă și echilibrată din punct de vedere social, ținând seama de circumstanțele naționale diferite în ceea ce privește punctele de plecare. Acesta a notat, de asemenea, că tranziția va necesita investiții publice și private semnificative. La 6 martie 2020, Uniunea a transmis strategia sa de dezvoltare pe termen lung privind obținerea unui nivel scăzut de emisii de gaze cu efect de seră, iar la 17 decembrie 2020, contribuția sa stabilită la nivel național către Convenția-cadru a Organizației Națiunilor Unite asupra schimbărilor climatice (CCONUSC), în urma adoptării acestora de către Consiliu.

17. Uniunea ar trebui să urmărească obiectivul ca, până în 2050, pe plan intern în cadrul Uniunii, să se obțină un echilibru între emisiile antropice de către surse și absorbțiile de gaze cu efect de seră de către absorbanți la nivelul întregii economii și, după caz, să se ajungă la emisii negative după această dată. Obiectivul respectiv ar trebui să includă emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră de la nivelul Uniunii reglementate în dreptul Uniunii. Ar trebui să fie posibilă

reglementarea unor astfel de emisii și absorbții în contextul revizuirii legislației relevante din domeniul climei și energiei. Absorbții includ soluții naturale și tehnologice, astfel cum sunt raportate în inventarele de emisii de gaze cu efect de seră pe care Uniunea le-a transmis către CCONUSC. Soluțiile bazate pe tehnologiile de captare și stocare a dioxidului de carbon (CSC) și de captare și utilizare a dioxidului de carbon (CUC) pot juca un rol în decarbonizare, în special în reducerea emisiilor de proces din industrie, în cazul statelor membre care optează pentru această tehnologie. Obiectivul privind neutralitatea climatică la nivelul Uniunii până în 2050 ar trebui să fie urmărit în mod colectiv de toate statele membre, iar statele membre, Parlamentul European, Consiliul și Comisia ar trebui să ia măsurile necesare pentru a permite îndeplinirea acestui obiectiv. Măsurile întreprinse la nivelul Uniunii vor constitui o parte importantă a măsurilor necesare pentru îndeplinirea obiectivului.

Obiective climatice intermediare ale Uniunii

(1) Pentru a îndeplini obiectivul privind neutralitatea climatică prevăzut la articolul 2 alineatul (1), obiectivul climatic obligatoriu al Uniunii pentru 2030 este o reducere internă a emisiilor nete de gaze cu efect de seră (emisii după deducerea absorbțiilor) cu cel puțin 55 % până în 2030 comparativ cu nivelurile din 1990. 9.7.2021 RO Jurnalul Oficial al Uniunii Europene L 243/9 La îndeplinirea obiectivului menționat la primul paragraf, instituțiile relevante ale Uniunii și statele membre acordă prioritate reducerii rapide și previzibile a emisiilor și, totodată, sporirii absorbțiilor de către absorbții naturali.

Pentru a asigura că se depun suficiente eforturi de reducere până în 2030, în scopul acestui regulament și fără a aduce atingere revizuirii legislației Uniunii menționate la alineatul (2), contribuția absorbțiilor nete la obiectivul climatic al Uniunii pentru 2030 se limitează la 225 de milioane de tone de CO₂ echivalent. Pentru a îmbunătăți absorbantul de carbon al Uniunii în conformitate cu obiectivul de realizare a neutralității climatice până în 2050, Uniunea urmărește să atingă un volum mai mare de carbon net absorbit în 2030.

(2) Până la 30 iunie 2021, Comisia revizuește legislația relevantă a Uniunii pentru a permite îndeplinirea obiectivului stabilit la alineatul (1) de la prezentul articol și a obiectivului privind neutralitatea climatică prevăzut la articolul 2 alineatul (1) și ia în considerare adoptarea măsurilor necesare, inclusiv adoptarea de propuneri legislative, în conformitate cu tratatele.

În cadrul revizuirii menționate la primul paragraf și al revizuirilor ulterioare, Comisia evaluează în special disponibilitatea în dreptul Uniunii a instrumentelor și a stimulentei adecvate pentru mobilizarea investițiilor de care este nevoie și propune măsuri dacă este necesar. După adoptarea propunerilor legislative de către Comisie, aceasta monitorizează procedurile legislative pentru diferitele propuneri și poate raporta Parlamentului European și Consiliului dacă rezultatul preconizat al respectivelor proceduri legislative, analizate împreună, ar duce la îndeplinirea obiectivului stabilit la alineatul (1). În cazul în care rezultatul preconizat nu este în conformitate cu obiectivul stabilit la alineatul (1), Comisia poate lua măsurile necesare, inclusiv adoptarea de propuneri legislative, în conformitate cu tratatele.

(3) În vederea îndeplinirii obiectivului privind neutralitatea climatică prevăzut la articolul 2 alineatul (1) din prezentul regulament, se stabilește un obiectiv climatic la nivelul Uniunii pentru 2040. În acest scop, în cel mult șase luni de la prima evaluare la nivel global prevăzută la articolul 14 din Acordul de la Paris, Comisia prezintă o propunere legislativă, după caz, pe baza unei evaluări de impact detaliate, de modificare a prezentului regulament pentru a include obiectivul climatic al Uniunii pentru 2040, ținând seama de concluziile evaluărilor menționate la articolele 6 și 7 din prezentul regulament și de rezultatele evaluării la nivel global.

(4) Atunci când își prezintă propunerea legislativă privind obiectivul climatic al Uniunii pentru 2040, astfel cum se menționează la alineatul (3), Comisia publică în același timp, într-un raport separat, bugetul orientativ estimat al Uniunii privind gazele cu efect de seră pentru perioada 2030-2050, definit ca volumul total orientativ al emisiilor nete de gaze cu efect de seră (exprimat în CO₂ echivalent și furnizând informații separate privind emisiile și absorbțiile) care se preconizează că vor fi emise în perioada respectivă fără a pune în pericol angajamentele asumate de Uniune în temeiul Acordului de la Paris. Bugetul orientativ estimat al Uniunii privind emisiile de gaze cu efect de seră se bazează pe cele mai bune cunoștințe științifice disponibile și ține seama de avizul Consiliului consultativ, precum și, dacă este adoptat, de legislația relevantă a Uniunii de punere în aplicare a obiectivului climatic al Uniunii pentru 2030. Comisia publică, de asemenea, metodologia care stă la baza bugetului orientativ estimat al Uniunii privind emisiile de gaze cu efect de seră.

(5) Atunci când propune obiectivul climatic al Uniunii pentru 2040 în conformitate cu alineatul (3), Comisia ia în considerare următoarele aspecte:

- (a) cele mai bune și mai recente dovezi științifice disponibile, inclusiv cele mai recente rapoarte ale IPCC și ale Comitetului consultativ;*
- (b) impactul social, economic și de mediu, inclusiv costurile lipsei de acțiune;*
- (c) necesitatea de a asigura o tranziție justă și echitabilă din punct de vedere social pentru toți;*
- (d) eficiența costurilor și eficiența economică;*
- (e) competitivitatea economiei Uniunii, în special a întreprinderilor mici și mijlocii și a sectoarelor care sunt cele mai expuse la relocarea emisiilor de carbon;*
- (f) cele mai bune tehnologii disponibile, eficiente din punctul de vedere al costurilor, sigure și scalabile;*
- (g) eficiența energetică și principiul „eficiența energetică pe primul loc”, accesibilitatea energiei din punctul de vedere al prețului și siguranța alimentării cu energie;*
- (h) echitatea și solidaritatea între statele membre și în interiorul acestora;*
- (i) necesitatea de a asigura eficacitatea de mediu și o evoluție graduală în timp;*
- (j) necesitatea de a menține, gestiona și îmbunătăți absorbția naturală pe termen lung și de a proteja și reface biodiversitatea;*
- (k) necesitățile și oportunitățile în materie de investiții;*
- (l) evoluțiile internaționale și eforturile întreprinse pentru îndeplinirea obiectivelor pe termen lung ale Acordului de la Paris și a obiectivului final al CCONUSC;*
- (m) informațiile existente despre bugetul orientativ estimat al Uniunii privind gazele cu efect de seră pentru perioada 2030-2050 menționat la alineatul (4).*

În concluziile sale din 8 și 9 martie 2007 și din 23 și 24 octombrie 2014, Consiliul European a aprobat obiectivul Uniunii de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pentru 2020 și, respectiv, cadrul de politici privind clima și energia pentru 2030. Dispozițiile prezentului regulament privind stabilirea obiectivului climatic al Uniunii pentru 2040 nu aduc atingere rolului Consiliului European, astfel cum este prevăzut în tratate, de a defini orientările și prioritățile politice generale pentru elaborarea politicii Uniunii în domeniul climei.

Uniunea Europeană s-a angajat să conducă tranziția energetică la nivel global, prin îndeplinirea obiectivelor prevăzute în Acordul de la Paris privind schimbările climatice, care vizează furnizarea de energie curată în întreaga Uniune Europeană. Pentru a îndeplini acest angajament, Uniunea Europeană a stabilit obiective privind energia și clima la nivelul anului 2030, după cum urmează:

- Obiectivul privind reducerea emisiilor interne de gaze cu efect de seră cu cel puțin 40% până în 2030, comparativ cu 1990;
- Obiectivul privind un consum de energie din surse regenerabile de **32% în 2030**;
- Obiectivul privind îmbunătățirea eficienței energetice cu **32,5% în 2030**;
- Obiectivul de interconectare a pieței de energie electrică la un nivel de **15% până în 2030**.

Obiectivele la nivel național conținute în PNIESC:

- Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră cu **44% până în 2030**, comparativ cu **2005**;
- Consum de energie din surse regenerabile de **30,7% în 2030**;
- Îmbunătățirea eficienței energetice cu **45,1% (energie primară) în 2030** comparativ cu **2007**.

Conceptul proiectului este de a produce energie regenerabilă în zilele însorite și de a contribui la echilibrarea pieței Sistemului Energetic Național prin reducerea volatilității furnizării de energie regenerabilă la ritm constant. Obiectivul principal al proiectului este de a produce energia electrică din surse regenerabile de energie, utilizând panouri solare și de a furniza energia produsă, către rețeaua națională prin intermediul unei conexiuni la rețea. Soluția tehnică adoptată prin proiect ajută la optimizarea capacității de transport a energiei electrice în rețelele existente din zonă și contribuie la echilibrarea frecvenței și a tensiunii rețelei naționale de transport, astfel încât să permită creșterea procentului de energie regenerabilă injectată în rețea și care contribuie semnificativ la decarbonizarea generării de energie.

Punctele tari ale proiectului:

- Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție și transport al energiei electrice;
- Durata de viață a proiectului poate fi ușor extinsă, dincolo de durata sa de 25 de ani, cu operațiuni sigure;

- Reducerea consumului de combustibili fosili;
- Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calității vieții;
- Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;
- Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;
- Oferă rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat de predictibilitate;
- Capacitate fermă orară livrată rețelei naționale conform notificărilor de producție;
- Participarea la diferitele servicii de stabilizare a rețelei pentru Transelectrica Transport și Distribuție (reglare frecvență, voltaj sau rezervă putere);

2.15. Mărimea pieței de desfacere

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

- Scăderii rezervelor de combustibili fosili și creșterea prețurilor acestora.
- Limitarea emisiilor de CO₂ în atmosferă, impuse prin protocoalele Uniunii Europene și a protocolului de la Kyoto, la care România a aderat.
- Tendinței de creștere permanentă a prețurilor la energie electrică și gaze în România și în lume.
- Ținând cont de toate aceste necesități, legislația europeană și națională încurajează producerea și consumul de energie regenerabilă, piața de desfacere a energiei fiind în continuă creștere.

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

Activitățile desfășurate în sectorul energiei electrice pot fi împărțite în patru mari categorii, fiecare dintre acestea reprezentând o piață distinctă și putând avea mai multe segmente. Acestea sunt:

- piața producerii și comercializării de energie electrică;
- piața furnizării de energie electrică;
- piața transportului de energie electrică;
- piața distribuției de energie electrică.

Energia reprezintă o resursă indispensabilă desfășurării activității cotidiene, fie că este vorba de populație, fie că ne referim la operatorii economici. Astfel, creșterea amplă a prețurilor acestora în perioada recentă pe plan european este de natură să se răsfrângă mai devreme sau mai târziu asupra dinamicii prețurilor de consum, majorarea generalizată a ratelor inflației la nivel comunitar putând semnaliza debutul unor astfel de ajustări. Totodată, au început să sporească preocupările cu privire la potențiale efecte pe termen mediu și lung ale acestor șocuri, existând riscul dezancorării anticipațiilor privind inflația ale agenților economici și, respectiv, al unei redresări a activității economice într-un ritm mai puțin alert.

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

Gazele cu efect de seră, identificate de Protocolul de la Kyoto sunt:

- dioxid de carbon - CO₂
- metan - CH₄
- protoxid de azot - N₂O
- hidrofluorocarburi - HFC-uri
- perfluorocarburi - PFC-uri
- hexafluorură de sulf - SF₆

Dioxidul de carbon echivalent (CO₂ eq) este unitatea de măsură universală utilizată pentru a indica potențialul global de încălzire a celor 6 gaze cu efect de seră. Bioxidul de carbon (CO₂) este gazul de referință cu ajutorul căruia sunt calculate și raportate celelalte gaze cu efect de seră. Datorită adoptării surselor de energie electrică, în anul 2020, comparativ cu anul 2019, gazele cu efect de seră au înregistrat un declin de 13.3%, conform Comisiei Europene.

Bioxidul de carbon rezultat în urma procesului de producere a energiei va fi în continuare

o problemă pentru civilizație. Numai Europa contribuie cu aproximativ 27% la emisiile de CO₂ ale omenirii. Tehnologiile actuale de producere a energiei determină cea mai mare parte a poluării atmosferei și datorită cantității mari de bioxid de carbon, sunt acuzate de accentuarea efectului de seră. De aici pornește ideea că prețul real al energiei este, de fapt, mult mai mare decât cel plătit de consumatori, datorită așa-numitelor costuri externe. Aceste costuri sunt suportate de întreaga societate, deși marii consumatori sunt primii beneficiari ai producției de energie electrică. Într-o analiză mai atentă, țările sărace plătesc costuri externe pentru factorii poluanți din țările mari consumatoare și producătoare de energie. În România, producția de energie electrică este realizată cu tehnologii în mare parte vechi, puternic poluante.

În Tabelul 1 sunt date estimările emisiilor specifice de noxe pe kWh pentru un număr de 47 termocentrale.

Tabel 1. Cifre medii ale emisiilor specifice de noxe la producerea energiei (per kWh).

Tipul emisiei	În România	În Danemarca
Bioxid de carbon	2.170 g	850 g
Bioxid de sulf (SO ₂)	46 g	2,9 g
Oxizi de azot (NO _x)	5,1 g	2,6 g
Pulberi	7,47 g	5,5 g

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

Sursele regenerabile de energie au două calități esențiale care le înscriu în strategia globală a dezvoltării durabile: au emisii zero și nu depind de o infrastructură de aprovizionare, adică se auto- generează. Biomasa este totuși o excepție între cele 5 surse regenerabile de energie recunoscute ca atare: energia solară, energia vântului, energia hidroelectrică, biomasa și energia geotermală.

Sursele regenerabile de energie sunt cele mai curate surse de energie din punct de vedere ecologic. În România, potențialul solar este suficient de bun pentru implementarea sistemelor de conversie a energiei solare, fie în energie electrică - aplicații fotovoltaice, fie în energie termică aplicații ale colectoarelor solare, pentru prepararea apei calde, după cum se poate observa în figura de mai jos.



Fig. 1 – Harta potențialului fotovoltaic din România

2.17. Metode de vânzare (strategia de marketing)

Prin proiectul propus pentru finanțare se estimează ca 90% din producția parcului fotovoltaic va fi utilizată pentru autoconsum. Eventualul surplus de energie va fi preluat de Societatea de furnizare a energiei electrice conform acordurilor de compensare încheiate.

2.18. Posibilități de finanțare:

Finanțarea implementării sistemelor de producere a energiei electrice și/sau termice și reducerea facturilor la energie, se poate face în următoarele moduri:

- Obținerea de finanțare nerambursabilă din fonduri structurale;
- Finanțare nerambursabilă din fonduri europene;
- Parteneriat public-privat.

Potențialul solar în zona este bun, energia rezultată din exploatare are preț suficient pentru recuperarea rapidă a investiției. Un argument în plus este acela că tehnologia fotovoltaică este extrem de fiabilă și are costuri de exploatare foarte scăzute, în comparație cu alte tehnologii.

Durata minimă de viață a centralei este minimum 20 de ani, dar se poate lua în considerare o durată de viață de peste 25 de ani în condiții de mentenanță adecvată.

Având în vedere aceste aspecte, investițiile din domeniul energiilor regenerabile sunt încurajate în momentul de față, astfel încât aceasta piață să fie echilibrată de producerea de energie electrică mult mai ieftină, autosustenabilă și nepoluantă.

2.19. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției publice

Prezentul studiu de fezabilitate s-a întocmit în vederea realizării unei centrale de producere a energiei electrice din energie solară cu o putere de vârf de 9.46 MWp pentru producerea de energie electrică nepoluantă conform proiectului " **Construire centrala fotovoltaica 9.46 MW cu stocare în Localitatea Dumbravita, Județul Maramures**", contribuind astfel la obiectivul programului de finanțare, respectiv contribuția la majorarea producției de energie din surse regenerabile solare prin instalarea de noi capacități RES.

Obiectivul principal al proiectului este să contribuie la majorarea producției de energie din surse regenerabile solare a României, prin instalarea unei noi capacități de producere a energiei de 9.46 MW și stocare de 2 MWh, în zona Comunei Dumbravita, județul Maramures.

Investiția propusă pentru finanțare prin PNRR – C6 – I1 – Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile are impact pozitiv în ceea ce privește:

- o economie mai eficientă din punctul de vedere al utilizării surselor, mai ecologică și mai competitivă, conducând la dezvoltarea durabilă, care se bazează, printre altele, pe un nivel înalt de protecție și pe îmbunătățirea calității mediului;
- atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
- 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;
- 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;
- 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;
- atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;

Beneficiul creat prin captarea energiei solare contribuie la echilibrarea pieței Sistemului Energetic Național prin reducerea volatilității furnizării de energie regenerabilă și furnizarea la capacitate constantă. Proiecțiile financiare nu prevăd venituri suplimentare din aceste surse, dar acest lucru va fi explorat.

Promovarea producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie reprezintă un imperativ major al perioadei actuale, motivat de:

- Necesitatea implementării măsurilor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră în producția de energie electrică;
- Creșterea independenței energetice față de importul de resurse energetice primare și diversificarea surselor de aprovizionare cu energie.

Proiectul propune următoarele obiective specifice:

- O capacitate operațională nou instalată de producere a energiei din surse regenerabile de **9.46 MW**;
- O capacitate de stocare a energiei produse de **2000 kwh/2MWh**;
- Reducerea gazelor cu efect de seră prin scădere anuală estimată (echivalent tone CO2) este de 10294 tCO2.
- Producția totală de energie electrică din surse regenerabile de **13177 MWh/an**.
- Absorbția a **minimum 90 %** din producția centralei fotovoltaice pentru acoperirea necesarului de energie al sitului industrial al Universal Alloy Corporation Europe SRL de la Dumbrăvița.

Realizarea obiectivului de investiție propus va fi o lucrare de importanță majoră în zonă.

Totodata reprezintă o lucrare de importanță majoră pentru Universal Alloy Corporation Europe SRL, pentru Comuna Dumbrăvița și așezările umane vecine acesteia, contribuind în mod direct la dezvoltarea economică a zonei și la reducerea impactului activității industriale a Universal Alloy Corporation Europe SRL asupra mediului.

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

Proiectul își propune construirea unei instalații solare fotovoltaice amplasată pe acoperis și la sol în județul Maramureș, Comuna Dumbrăvița.

Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă reprezentată de energia solară și va utiliza energia produsă pentru acoperirea consumului intern, restul energiei se va livra operatorului de rețea.

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

Lucrările proiectate în prezenta documentație, în conformitate cu HG nr. 766/21.11.1997, se încadrează în categoria C de importanță, adică lucrări de importanță normală.

Informații generale referitoare la instalațiile proiectate

Proiectul își propune construirea unei instalații solare fotovoltaice amplasată pe acoperisul clădirii și la sol, în Comuna Dumbrăvița, județul Maramureș. Instalația solară fotovoltaică va produce energie electrică utilizând sursa regenerabilă reprezentată de energia solară și va utiliza energia produsă pentru acoperirea consumului intern, restul energiei se va livra în rețeaua operatorului de rețea.

Instalația fotovoltaică amplasată în incinta beneficiarului investiției, cuprinde următoarele componente principale:

1. Module fotovoltaice sunt echipamente care au rolul de a capta și transforma energia solară în energie electrică. Modulele fotovoltaice utilizate au o putere nominală unitară de **540 Wp**. În cadrul instalației se vor monta **17525 de module fotovoltaice**, puse în siruri de aproximativ 21 module.

2. 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 racordați la barele centralei. Invertoare de putere utilizate sunt invertoare de putere trifazate unidirecționale și au o putere nominală unitară de **100 kW** (tensiune alternativă). În cadrul instalației se vor monta **95 invertoare de putere trifazate unidirecționale**.

3. Se vor instala optimizatoare de putere in numar de 8763 buc.
4. Structură de montaj module fotovoltaice are rolul de fixare a modulelor fotovoltaice pe suprafața de montaj, alcatuita din acoperisul cladirii si solul incintei. Structura de montaj cuprinde piese metalice din oțel zincat dimensionate și proiectate pentru condițiile specifice proiectului. In varianta A sistemul de sustinere va fi de tip fix. Utilizarea urmăritoarelor cu axă variabila va fi benefică, în cadrul proiectului in varianta B cu structura metalica reglabila la sol.
5. Tablourile electrice din cadrul instalației solare fotovoltaice asigură aparatele de comutație și aparate de protecție și/sau măsură specifice instalațiilor fotovoltaice.
6. Rețelele de cabluri electrice amplasate subteran până la punctul de conectare al stației pentru rețeaua de distribuție prin cablu.
7. Instalația de legare la pământ din cadrul instalației solare fotovoltaice cuprinde conductoare și piesele de realizare a legăturilor echipotențiale între elementele metalice aferente instalației solare fotovoltaice și conductoarele și piesele de realizare a legăturii la priza de pământ a elementele metalice aferente instalației solare fotovoltaice.
8. Instalația electrică de curenți slabi cuprinde cablurile de date și echipamentele aferente monitorizării de la distanță a invertoarelor de putere instalate și sistemului de comandă și control al invertoarelor de putere instalate.
9. Instalația de protecție împotriva supratensiunilor și trăsnetului cuprinde Instalația interioară de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) și Instalația de protecție împotriva trăsnetului (IPT). Instalația de protecție împotriva supratensiunilor (IPS) este reprezentată de descărcătoarele modulare de protecție la supratensiuni de comutație.
10. Dotări NPM și PSI cuprind semnele și indicatoarele pentru securitatea și sănătatea în muncă, specifice echipamentelor și instalațiilor utilizate, precum și materialele de protecție împotriva incendiilor.
11. Producerea energiei electrice din sursa regenerabilă solară presupune instalarea de grupuri generatoare fotovoltaice (GGF) pe suprafețele disponibile în cadrul locației.

Grupurile generatoare fotovoltaice sunt reprezentate de ansamblul module fotovoltaice si invertoare de putere.

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

Se adoptă soluții de amplasare a modulelor fotovoltaice care să asigure utilizarea optimă a sursei solare;

Se adoptă soluții modulare de grupare a generatoarelor fotovoltaice, soluții care trebuie să asigure lungimi minime ale rețelei electrice de utilizare;

Se asigura accesul la toate elementele de construcții și instalații în perioada de construire și perioada de exploatare.

Descrierea constructivă, funcțională și tehnologică, după caz

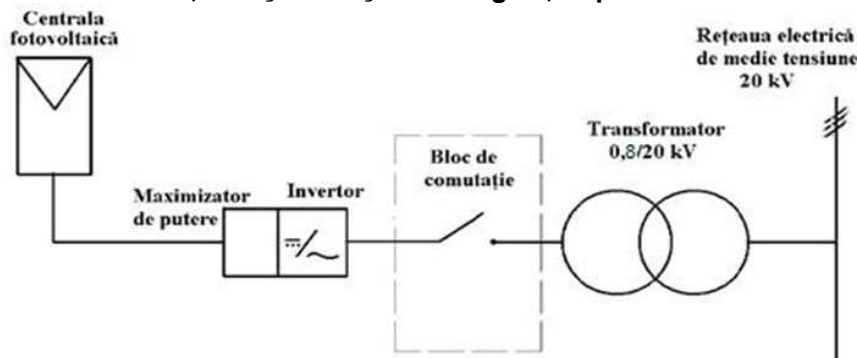


Fig.1. Schema electrică de principiu a unei centrale fotovoltaice

Din fig.1 se deduce faptul ca instalatia fotovoltaică are nevoie de trei componente principale, acestea sunt:

- Panourile fotovoltaice care au rolul de a transforma energia solară in energie electrică;
- 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;
- Postul de transformare, implicit transformatorul de putere ridicător, care are rolul de a aduce

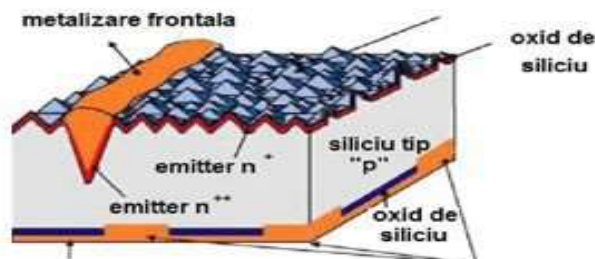
tensiunea de la ieșirea invertoarelor la nivelul de tensiune al rețelei electrice.

A. PANOURI FOTOVOLTAICE

Performanțele 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 emitter selectiv și contacte placate cu Cupru îngropate în textura realizată cu micromașini 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). O secțiune transversală prin structura acestui tip de celulă se poate vedea în fig2.

Fig. 2. Structura unei celule LGC/LFC

În ultimii ani, au fost introduse 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.

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 invertorului.

Tehnologia modulelor fotovoltaice

1. Materiale fotovoltaice

Materialul semiconductor are, proporțional, costul cel mai important în costul celulelor fotovoltaice. De aceea, reducerea cantității de material semiconductor este principala metodă de reducere a prețului de investiție în tehnologia modulelor fotovoltaice. Spre deosebire de celulele realizate pe Si semiconductor cristalin, celulele realizate pe straturi subțiri folosesc o cantitate de material mai mică cu cel puțin un ordin de mărime față de celulele realizate pe siliciu cristalin.

1.1 Celule realizate pe tehnologia straturilor subțiri

a) Siliciu amorf

Siliciul amorf a fost considerat ca singurul material fotovoltaic în strat subțire în anii 1980. La

sfârșitul acelei decade însa, s-a dovedit că acesta prezintă o instabilitate a factorului de conversie, în sensul că acesta scade foarte rapid în timp. Cu toate acestea, tehnologia de siliciu amorf a evoluat prin punerea la punct a unor soluții tehnologice de stabilizare a caracteristicilor. În prezent, modulele de siliciu amorf, bazate pe joncțiunea multiplă, au un randament de 7-9%. Mai multe companii, BP Solar, United Solar Systems Corporation, intenționează să construiască facilități de producție de câte 10 MW pentru producția celulelor fotovoltaice multijoncțiune.

Obstacolele principale la tehnologia cu siliciu amorf sunt eficiența scăzută (11% stabil), degradarea eficienței luminii induse (necesită un design mai complicat pentru celule ca exemplu joncțiunile multiple) și costurile de producere ridicate întrucât utilizează tehnologii bazate depunerii în vid. În ultimii ani, la dezvoltarea modulelor cu celule din siliciu amorf, accentul s-a pus pe stabilizarea eficienței de conversie.

b) CIS

Celulele din CIS (cupru-indiu-seleniu) au atins o rată a eficienței de 18.8%, în laborator, în condițiile standard de test. Aceasta înseamnă că cele mai bune celule CIS au depășit eficiența cea mai bună a celulei din siliciu policristalin (17.8%). Aceasta reprezintă o dovadă în plus că celulele realizate pe tehnologia de strat subțire pot să concureze, în viitor, celulele din siliciu cristalin. Totuși, tehnologia bazată pe CIS este încă în evoluție.

În ultimii ani, universitățile și grupurile industriale s-au concentrat pe punerea la punct a tehnologiei CIGS (cupru - indiu - galiu -diseleniu).

Aliajul de galiu face mult mai ușoară producerea de celule cu tensiuni de gol mai mari, deși densitățile de curent scad într-o anumită măsură. Mai multe grupuri de cercetători au obținut celule cu banda de absorbție, care au o bandă interzisă efectivă de 1.1-1.2 eV.

Aceasta corespunde la un raport atomic $Ga/(Ga+In)$ de la 25 la 30 %. În mai multe cazuri, conținutul de galiu al stratului de absorbție este gradat, ori net (galiul tinde să acumuleze în apropierea contactului de molibden al absorbantului) sau deliberat, prin introducerea unui profil de galiu. Mai multe profile de galiu, ca de exemplu stratul de absorbție cu mai mult sau mai puțin galiu gradat, au permis cercetătorilor să producă celule CIS cu eficiența ridicată.

c) CdTe

Tehnologia pe straturi subțiri CdTe este în faza de comercializare. Eficiența acestor celule este mare (aproape 16% în laborator), dar eficiența modulelor este între 6-8% în producția de serie. Din cauză că producția pe scară largă este încă la început, problemele tehnologice mai trebuie studiate până la maturitatea deplină. BP Solar și Solar Cells Inc au anunțat construirea de fabrici de producere a modulelor fotovoltaice pe tehnologia CdTe.

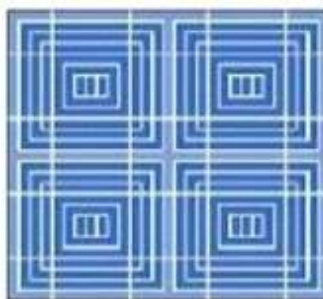
Mai multe grupuri de cercetători au reușit să obțină un randament pe celule CdTe de 12- 15%. Randamentul celulelor solare este măsurat în coeficienți de randament pentru transformarea luminii solare în electricitate. Doar lumina solară de anumită energie va genera efect fotovoltaic, adică să producă electricitate.

Din cauza pierderilor prin reflexie, pierderi în contacte etc., o celulă tipică comercială, are o eficiență de 15 % - adică circa o șesime din lumina solară incidentă.

1.2 Celule realizate pe Si cristalin

A) Celule pe Si monocristalin

Acest tip de fotopile sunt primele care au fost realizate prin debitarea plachetelor din blocul de siliciu monocristalin. Celulele fotovoltaice din siliciu monocristalin, figura 4, se prezintă sub forma unor plachete rotunde, pătrate sau pseudo - pătrate. Randamentul lor, în producția de serie, este de 12 - 18%. Prețul celulelor pe bază de siliciu este destul de ridicat, în prezent, fapt care este o barieră în



calea propagării tehnologiei de conversie fotovoltaică

Fig. 4. Celulă pe Si monocristalin

B) Celule realizate pe Si multicristaline sau policristaline

Acest tip de celule se realizează dintr-un bloc de siliciu cristalizat în mai multe cristale, care au orientări diferite, un model se poate observa în figura 5. Randamentul celulelor pe Si policristalin este de 11 - 14%, dar costul de producție este mai redus decât cel al celulelor monocristaline.

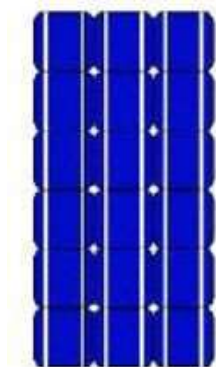


Fig. 5. Celulă pe Si multicristalin

C) Celule din Si amorf

Aceste celule sunt realizate dintr-un suport de sticlă sau material sintetic, pe care se depune un strat subțire de siliciu (organizarea atomilor nu este regulată, ca în cazul unui cristal).

Randamentul lor este de 5 - 10%, mai mic decât al celulelor cristaline, dar prețul este bun. Ele sunt utilizate în mici produse comerciale (ceasuri, calculatoare), dar pot fi utilizate și în instalațiile solare. Ele au avantajul de a se comporta mai bine la lumina difuză și la cea fluorescentă, fiind deci mai performante la temperaturi mai ridicate. În tabelul 3 sunt prezentate valorile randamentului tipic și teoretic ce poate fi obținut cu aceste diferite tehnologii.

Tehnologie	Randament tipic (%)	Randament teoretic (%)
Monocristaline	12-16	24
Policristaline	11-13	18.5
Si amorf	5-10	12.7

Tabel 3. Valorile randamentului pentru diferite tehnologii

2. Module fotovoltaice

Panourile solare fotovoltaice sunt, de obicei, combinarea de module de aproximativ 40 celule. Aceste panouri sunt plate și pot fi montate la un unghi de expunere fix sau ele pot fi montate pe un dispozitiv de urmărire. Celulele pentru panourile solare utilizează straturi de materiale semiconductoare doar de câțiva microni grosime. Panourile solare se utilizează separat sau legate la baterii pentru alimentarea consumatorilor independenți sau pentru generarea de curent electric ce se livrează în rețeaua publică. Un panou solar este caracterizat prin parametrii săi electrici cum ar fi tensiunea de mers în gol sau curentul de scurtcircuit.

Pentru a îndeplini condițiile impuse de producerea de energie electrică, celulele solare se vor asambla în panouri solare utilizând diverse materiale, ceea ce va asigura:

- protecție transparentă împotriva radiațiilor și intemperiilor,
- legături electrice robuste,
- protecția celulelor solare rigide de acțiuni mecanice,

- protecția celulelor solare și a legăturilor electrice de umiditate,
- asigurare unei răcirii corespunzătoare a celulelor solare,
- protecția împotriva atingerii a elementelor componente conducătoare de electricitate,
- posibilitatea manipulării și montării ușoare.

Se cunosc diferite variante de construcție a modelelor existente de panouri solare. În continuare sunt descrise construcția modelului cel mai răspândit în momentul de față.

Construcția unui panou solar obișnuit

- Un geam (de cele mai multe ori geam securizat monostrat) de protecție pe față expusă la soare,
- Un strat transparent din material plastic (etilen vinil acetat, EVA sau cauciuc siliconic) în care se fixează celulele solare,
- Celule solare monocristaline sau policristaline conectate între ele prin benzi de cositor,
- Cașerarea feței posterioare a panoului cu o folie stratificată din material plastic rezistent la intemperii - fluorura de poliviniliden (Tedlar) și Polyester,
- Priza de conectare prevăzută cu dioda de protecție respectiv dioda de scurtcircuit O ramă de profil de aluminiu pentru protejarea geamului la transport, manipulare și montare și pentru fixare și rigidizarea legăturii.

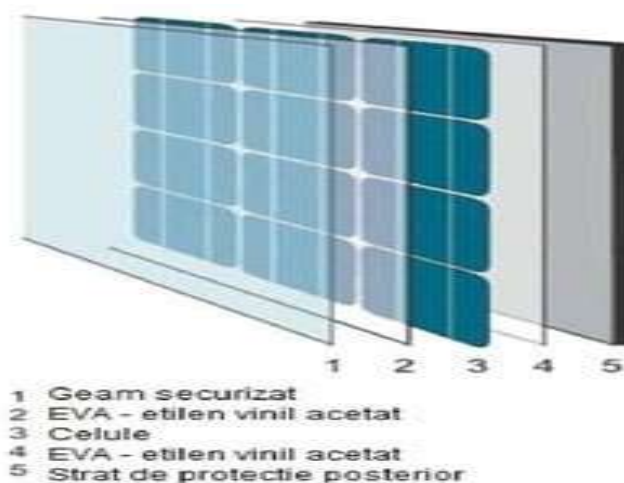


Fig. 6. Structura unui panou solar

Fabricarea panoului solar

Fabricarea începe întotdeauna de pe partea activă expusă la soare. La început se pregătește și se curăță un geam de mărime corespunzătoare. Pe acesta se așează un strat de folie de etilen vinil acetat, EVA, adaptat profilului celulelor solare utilizate. Celulele solare vor fi legate cu ajutorul benzilor de cositor în grupe (șiruri - strings) care mai apoi se așează pe folia de EVA după care se face conectarea grupelor între ele și racordarea la priza de legătura prin lipire. În final totul se acoperă cu o folie EVA și peste aceasta o folie tedlar.

Pasul următor constă în laminarea panoului în vacuum la 150°C. În urma laminării din folia EVA plastifiată, prin polimerizare, se va obține un strat de material plastic ce nu se va mai topi și în care celulele solare sunt bine încastrate și lipite strâns de geam și folia de tedlar.

După procesul de laminare, marginile se vor debavura și se va fixa priza de conectare în care se vor monta diodele de bypass. Totul se prevede cu o ramă metalică, se măsoară caracteristicile și se sortează după parametrii electrici după care se împachetează.

Caracteristici tehnice

Parametrii unui panou solar se stabilesc, la fel ca și cei pentru celule solare, pentru condiții de test standard. Prescurtări ale termenilor mai des utilizați:

- SC: Short Circuit - Scurtcircuit
- OC: Open Circuit - Mers în gol
- MPP: Maximum Power Point - Punctul de putere maximă

Caracteristicile unui panou solar sunt:

- Tensiunea de mers în gol UOC
- Curent de scurtcircuit ISC
- Tensiunea în punctul optim de funcționare UMPP
- Curentul în punctul de putere maximă IMPP
- Putere maximă PMPP
- Factor de umplere FF
- Coeficient de modificare a puterii cu temperatura celulei
- Randamentul celulei solare η

Încapsularea durabilă a elementelor componente are o importanță foarte mare deoarece umiditatea ce ar putea pătrunde ar afecta durata de viață a panoului solar prin coroziune și prin scurtcircuitarea legăturilor dintre elementele prin care trece curent electric.

Elemente de siguranță - dioda pentru mers în gol (Bypass)

Dacă se conectează mai multe module în serie, este necesar să montăm câte o dioda în paralel cu fiecare panou. Curentul maxim și tensiunea de străpungere a diodei trebuie să fie cel puțin egale cu curentul și tensiunea panoului. De multe ori se utilizează diode de redresare de 3 Amper / 100 Volt. Dioda pentru mers în gol este conectată la bornele de legătură ale fiecărui panou astfel încât în regim normal de funcționare (panoul debitează curent) să fie polarizată direct (anodul diodei este legat la polul negativ, iar catodul la polul pozitiv al panoului). Dacă panoul ar fi umbrit sau s-ar defecta nu ar mai debita curent, polaritatea tensiunii la borne s-ar schimba și acesta s-ar defecta, sau în cel mai bun caz randamentul aceluia lanț de module ar scădea. Acest lucru este împiedicat de dioda bypass care preia curentul în acest caz.

Alte tipuri de panouri:

- panouri laminate sticlă-sticlă
- panouri sticlă-sticlă utilizând rășini aplicate prin turnare
- panouri cu strat subțire (CdTe, CIGSSe, CIS, a-Si) pe suprafețe de sticlă sau aplicate ca folie flexibilă
- panouri concentrator - la acest tip de panou lumina solară se concentrează cu ajutorul unui dispozitiv optic pe celule solare de dimensiuni mai mici. Astfel utilizând lentile comparativ mai ieftine pentru a crea un fascicol de lumină mai subțire, se economisește material semiconductor care este mai scump. Sistemele cu concentrator sunt utilizate de cele mai multe ori la celule solare din semiconductori pe baza de elemente din grupa III-V. Pentru că utilizarea lentilelor impune ca razele solare să cadă perpendicular pe acestea, va fi nevoie de un sistem de orientare mecanică în funcție de poziția soarelui.
- Colector cu fluorescență

Acest tip deosebit de panou solar transformă lumina incidentă, prin intermediul unui strat de material sintetic, în radiație de o lungime de undă acordată pe frecvență de absorbție maximă din celula solară. În acest scop materialul sintetic este impurificat cu un pigment fluorescent. Lumina solară este absorbită de pigment și reemisă cu o lungime de undă mai mare. Această lumină generată părăsește stratul de material sintetic doar pe o anumită direcție bine determinată, pe toate celelalte direcții fiind reflectată și astfel reținută în material. Pe direcția emisiei se așează celulele solare ce sunt optimizate pe lungimea de undă emisă de pigment. Prin aplicarea mai multor straturi de material sintetic și celule solare acordate pe lungimi de undă diferite se poate mări randamentul deoarece se poate acoperi un spectru mai larg decât cu panourile solare obișnuite.

Exemple de panouri fotovoltaice de tip sticlă-sticlă ne sunt oferite de cei de la **AXILTEC**. Aceștia dispun de o gamă largă de panouri solare în cazul de față și vor utiliza modulele AXIpremium XXL HC, acest model având panouri cu puteri cuprinse între 525 Wp și 545Wp.

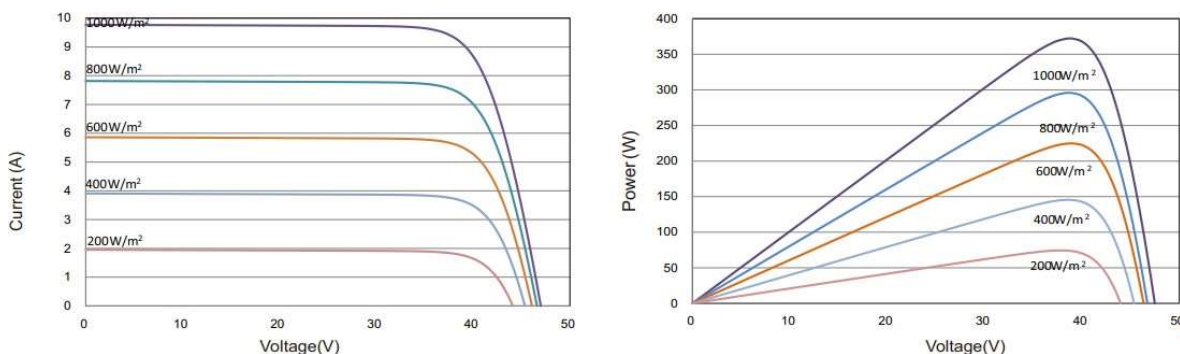


Fig. 7. Caracteristicile panourilor PV

Pentru captarea și transformarea energiei solare în energie electrică se vor utiliza modulele fotovoltaice având caracteristicile tehnice conform **Anexa 1 – Fișă tehnică modul fotovoltaic, model AC-540MH/144V**

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 10 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 convertoarelor ridicătoare de tensiune deoarece tensiunea continuă este mult mai mică decât tensiunea rețelei.

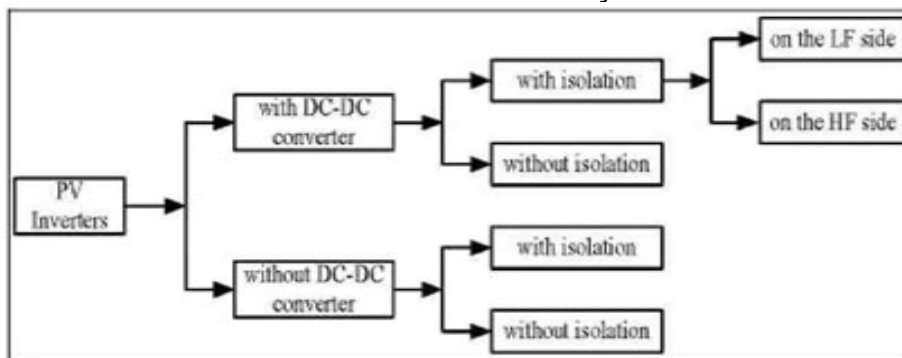


Fig. 8. Elementele componente ale unui inverter fotovoltaic (PV Inverter)

Invertore fotovoltaice cu convertor cc - cc ridicător de tensiune și trafa de izolare

Figura 9 prezintă schema-bloc a unui inverter fotovoltaic, având în componență și un convertor ridicător de tensiune. Deosebirea dintre cele două configurații constă în amplasarea transformatorului pentru izolare galvanică, pe partea de joasă frecvență (fig. 9.a), sau pe partea de înaltă frecvență (fig. 9.b)

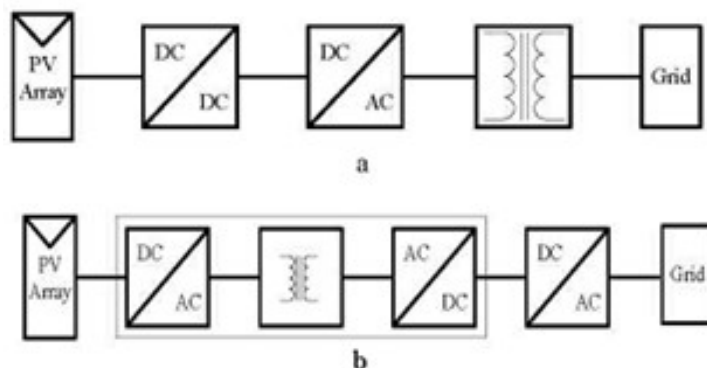


Fig. 9. Schema - bloc a unui invertor fotovoltaic cu convertor de cc-ca ridicător de tensiune

Soluția prezentată în figura 9 b) este mai compactă, dar are un design mai complex. Topologiile prezentate în figura 9 sunt utilizate, în general, pentru puteri mai mari de 750 W, având tensiunea continuă de intrare de valoare mică. Drept avantaj, se poate menționa o bună utilizare a transformatorului de înaltă frecvență, pierderi reduse și performanțe ridicate, iar ca dezavantaj, numărul mare de componente și gabarit mare.

Invertoare fotovoltaice cu convertor cc-cc ridicător de tensiune și fără trafo de izolare

Invertoarele fotovoltaice având topologia fără transformator de izolare au devenit foarte atractive, datorită eficienței ridicate, în special în țări ca Japonia sau Germania, unde izolarea galvanică nu este necesară.

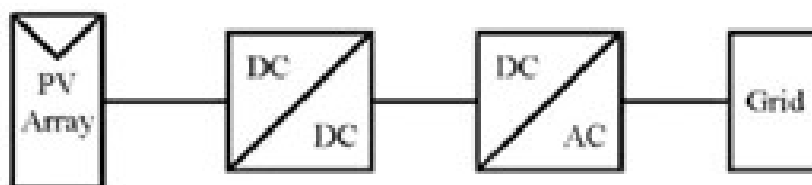


Fig. 10. Schema - bloc a unui invertor fotovoltaic cu convertor ridicător și fără trafo de izolare

Soluția prezentată în figura 10 are avantajul unei eficiențe ridicate (>96 %), datorită absenței transformatorului și al unui design integrat, dar necesită utilizarea unei diode suplimentare.

Scheme bloc pentru invertoare

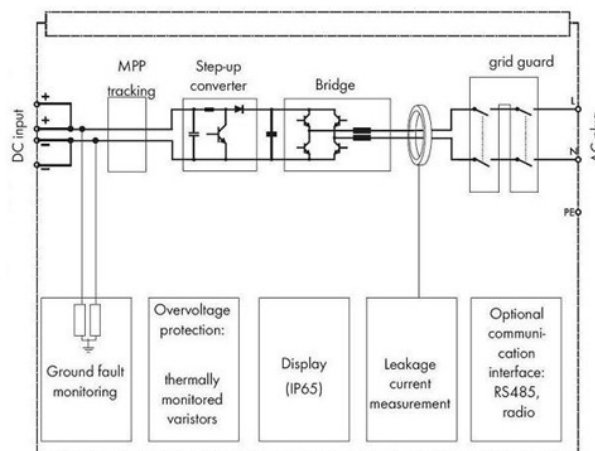


Fig. 11 - Schema bloc a unui invertor monofazat fără transformator

1. DC input - se conectează modulele fotovoltaice. Există invertoare cu una, două sau trei intrări.
2. MPP tracking - sistemul de urmărire a tensiunii de intrare (MPP - maximum power point). Cu ajutorul acestui sistem este monitorizată permanent tensiunea de intrare în invertor pentru a se putea face setarea automată cât mai corect în vederea creșterii eficienței invertorului.

3. *Step-up converter - convertor DC/DC. Reglează parametrii tensiunii continue de intrare în inverter*
4. *Bridge - puntea inverterului. Partea de forță unde tensiunea este transformată din tensiune continuă în tensiune alternativă sinusoidală.*
5. *Grid guard - partea de protecție. Protejează aparatura în cazul apariției unor supracurenți sau supratensiuni.*
6. *Ground fault monitoring - monitorizează în permanență legarea inverterului la priza de pământ a instalației.*
7. *Overvoltage protection - prin intermediul varistoarelor este monitorizat întreg inverterul împotriva supraîncălzirii componentelor datorate supratensiunilor.*
8. *Display - partea de afișaj a inverterului. Este prevăzut cu protecție împotriva umidității și a prafului (IP65).*
9. *Leakage current measurement - monitorizează curenții de scurgere.*
10. *RS485 - port serial pentru comunicații cu PC. Este opțional la unele invertoare însă pentru o mai bună monitorizare acestea nu trebuie să lipsească.*

Unele invertoare sunt echipate cu transformator, ca cel din figura 12, acesta luând locul circuitului de monitorizare a curenților de scurgere (leakage current measurement)

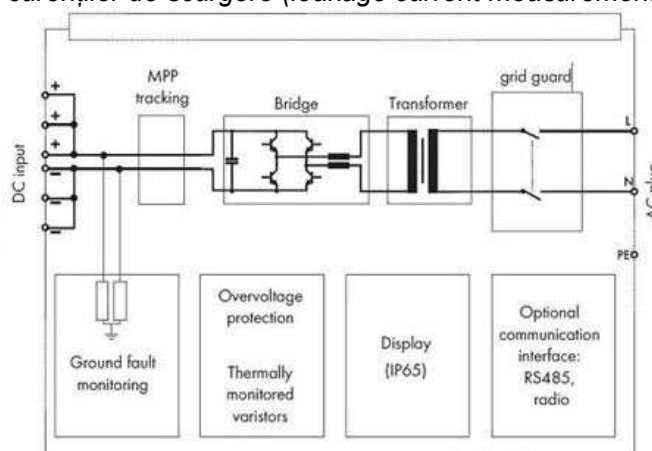


Fig. 12. Schema bloc a unui inverter monofazat cu transformator

În ceea ce privește eficacitatea invertoarelor există mai multe configurații: invertoare cu transformator de comutare automată permițând trei vârfuri egale de eficiență, rezultatul este o eficiență constantă pe o gamă largă a tensiunii de intrare; invertoare fără transformator de comutare au ca efect o gama mai mică a tensiunii de intrare, iar dispozitivele fără transformator au doar un singur vârf de eficiență, ca în figura 13

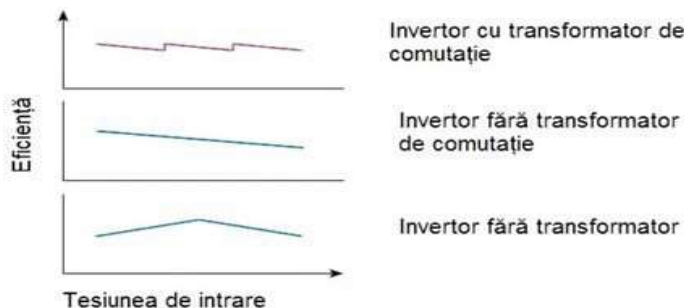


Fig. 13. Eficacitatea diferitelor tipuri de invertoare

Invertoarele cu module de management asigură menținerea la punctul de putere maximă având un sistem de urmărire exact și rapid a punctului de putere maximă pentru a obține cea mai mare putere. Acest lucru este deosebit de important pentru panourile fotovoltaice cu straturi subțiri unde punctul maxim de putere poate fi mult mai dificil de urmărit.

În figura 14 este redat grafic, modul în care inverterul menține randamentul între valorile de

96,5% și 98%.

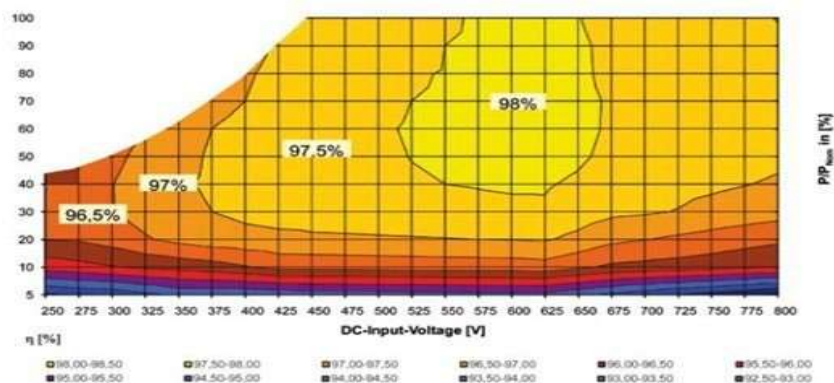


Fig. 14. Randamentul inverterului

Sistemul de răcire trebuie să mențină sistemul electronic la o temperatură optimă de funcționare, în orice condiții atmosferice. Pentru o fiabilitate mărită se recomandă utilizarea unor invertore cu răcire naturală, fără ventilație forțată, care poate fi generatoare de defecte, datorită elementelor în mișcare (ventilatoare).

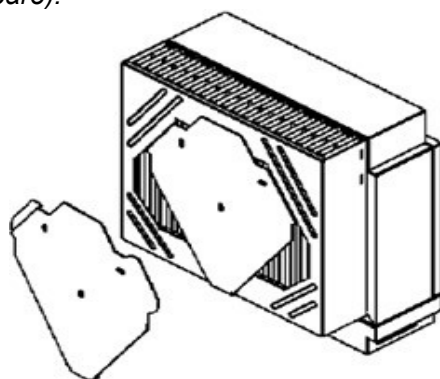


Fig. 15. Inverter cu răcire natural

Pentru zone cu temperaturi medii exterioare ridicate (ex. țări din sudul Europei: Grecia, Italia, Spania), se poate folosi un modul de răcire forțată, care se amplasează pe inverter ca în fig. 16. Acesta trebuie să aibă o garanție de funcționare de cel puțin 10 ani.

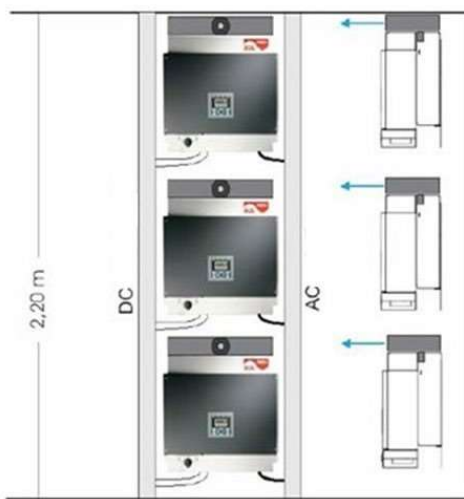


Fig. 16. Inverter cu răcire forțată

Invertorele trebuie să fie compatibile cu celelalte configurații de module și să funcționeze în parametri optimi cu acestea.

Avantajele sunt multiple:

- în cazul centralelor cu invertorele de puteri mari, cum este cea din figura 19, deși numărul

invertoarelor este mai mic, în eventualitatea defectării unuia dintre invertoare mare parte din energie fotovoltaică se pierde (17% din energie produsă pentru varianta cu invertoare de putere mare față de 0,65 % din energia produsă pentru invertoare de mică putere). În plus pentru montarea și înlocuirea acestora necesită un plus de efort și de costuri;

- un alt avantaj al invertoarelor trifazate de puteri mici față de cele de puteri mari este acela că atunci când se află în stand-by (noaptea sau în zilele de iarnă înnorate) consumul de energie electrică este mai mic;
- pentru cazul folosirii de 3 invertoare monofazate pentru fiecare PV sau tracker, figura 18, deși montajul și înlocuirea se poate face foarte ușor de către o singură persoană, există riscul ca în cazul defectării unuia dintre invertoare să apară un dezechilibru între faze la intrarea în postul trafo;
- de asemenea la invertoarele monofazate este nevoie de un efort în plus pentru corelarea celor trei invertoare astfel încât tensiunile de ieșire să fie decalate între ele cu 120 de grade electrice, lucru care invertoarele trifazate îl fac automat, fără alte echipamente și eforturi în plus

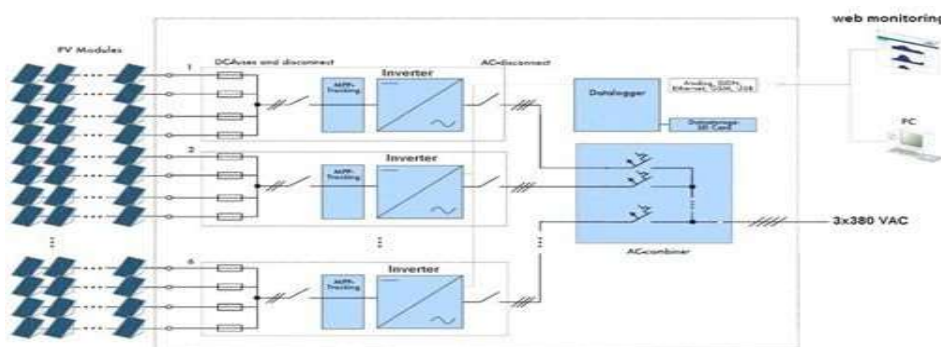


Fig. 17. Centrala PV cu invertoare trifazat

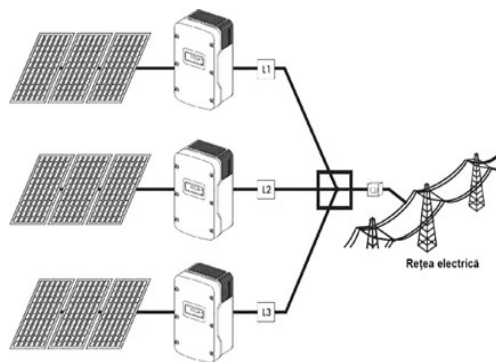


Fig. 18. Centrala PV cu invertoare monofazate

Montarea invertoarelor

În principal există două moduri de montare a invertoarelor: în exteriorul clădirii centralei fotovoltaice sau în interiorul clădirii. Pentru montarea în exterior a celor 13 buc. invertoare de 175kW, se recomandă a fi montate sub modulele fotovoltaice pentru evitarea expunerii directe la factorii externi. Se vor folosi invertoare care oferă protecție pentru expunerea în exterior. Astfel se va evita amenajarea unui spațiu suplimentar de montare a invertoarelor, precum și asigurarea condițiilor optime de funcționare în acest spațiu.

In figura 19 se prezintă un exemplu de montare în exterior al invertoarelor.



Fig. 19. Exemplu de montare în exterior a invertoarelor

În condițiile montării în interior a invertoarelor, va trebui asigurat un spațiu special amenajat în camera de comandă. Acest spațiu trebuie să fie destul de mare și totodată trebuie să fie ventilat permanent pentru menținerea temperaturii la nivele optime de funcționare a echipamentelor. În figura 20 avem un exemplu de montare în interior a invertoarelor, într-un spațiu special amenajat



Fig. 20. Exemplu de montare în interior a invertoarelor

Siguranța aparaturii și implicit a întregii instalații depinde de aflarea în timp util a oricărei eventuale probleme. Astfel, invertoarele dispun de porturi speciale de conectare la PC-uri făcând mult mai ușoară monitorizarea parametrilor de funcționare. Datele primite de la aparate pot fi vizualizate, stocate, analizate și transmise la distanță. De regula softurile necesare sunt distribuite de către producătorii invertoarelor. În figura 21 este dat un astfel de exemplu de monitorizare complet.

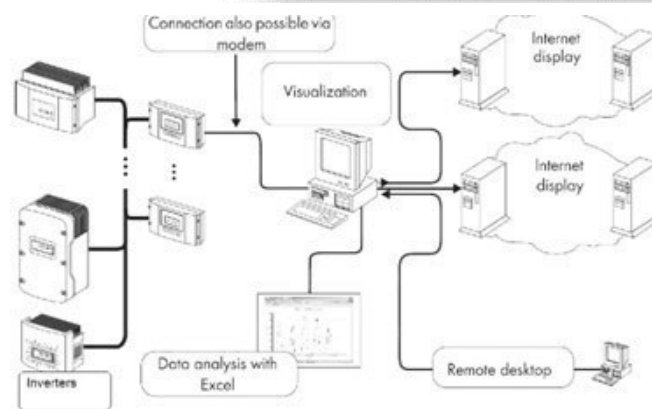


Fig. 21. Monitorizarea parametrilor invertoarelor

Datele sunt transmise către o unitate centrală unde sunt vizualizate, analizate și stocate cu ajutorul softurilor. Ele pot fi vizualizate și de la distanță fie prin intermediul internetului, pe o pagină web, fie prin intermediul unui alt calculator, cu acces restricționat. Prin stocarea acestor date este posibilă evaluarea evoluției aparaturii în decursul unei perioade dorite. Lipsa acestui tip de monitorizare ar face dificilă în primul rând observarea parametrilor de funcționare dar și creșterea eficacității întregului sistem.

Pentru transformarea tensiunii de utilizare a modulelor fotovoltaice – tensiune continuă – în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordați la barele centralei se vor utiliza invertore de putere trifazate având caracteristicile tehnice conform – **Anexa 2 - Fișă tehnică inverter trifazat de putere SolarEdge SE100K.**

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 acoperișurile clădirilor sau autovehiculelor, pe ambarcațiuni 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



Fig. 22. Sistem fix de montare a panourilor fotovoltaice

1. **Aluminiul** - greutate redusă, rezistență mecanică și rezistență la agenții corozivi. Alumiul se poate lucra ușor de aceea mulți producători de panouri fotovoltaice și-au dezvoltat și propria linie de accesorii de aluminiu specifice pentru tipul lor de panouri, cu profile trase de diverse secțiuni și mărimi ca în figura 24;
2. **Oțelul** - foarte scump la achiziție și greu de prelucrat însă foarte rezistent. O configurație realizată din oțel rezistă cu siguranță câteva decenii dacă a fost proiectată bine mecanic. Poate fi o investiție eficientă în zone cu grad foarte ridicat de agenți corozivi, unde alte materiale se pot degrada rapid, de exemplu în zonele cu atmosferă încărcată cu particule sărate.
3. **Lemnul** - un material ieftin, la îndemână, ușor de prelucrat, dar care nu poate rezista intemperiilor pentru prea mulți ani (10 - 15 ani). De aceea lemnul folosit la montarea panourilor fotovoltaice trebuie să fie foarte bine tratat împotriva degradării. De asemenea trebuie să fie de esență mai tare pentru a nu se crăpa sau chiar rupe cu timpul. Fixarea panourilor pe structură de lemn se poate face cu șuruburi speciale de lemn sau cu clipsuri speciale.



Fig. 23. Structuri de lemn pentru montarea panourilor fotovoltaice la o locuință

Aplicațiile cele mai întâlnite cu module fotovoltaice fixe sunt cele montate pe sol ca în figura 24. În acest fel sunt aplicații de tipul centralelor fotovoltaice de mari capacități (zeci de megawați putere instalată). La acest tip de instalații există două probleme majore din punct de vedere al rezistenței mecanice: ramele de susținere a modulelor fotovoltaice și fundațiile



Fig. 24 - Module fotovoltaice montate pe structuri fixe pe sol

Înainte de amenajarea centralei fotovoltaice este necesar să se pregătească terenul pentru construcție cu acces pentru mașini și materiale plus pregătirile pentru realizarea fundațiilor. În funcție de tipul solului, se pot folosi mai multe metode pentru realizarea structurilor de fundație de la ancorarea modulelor până la sisteme mai avansate cu fundații din beton pentru rezistență mare. Oricare ar fi metoda folosită este absolut necesară o informare riguroasă despre teren combinată cu experiență în ingineria montării de astfel de sisteme pentru a putea rezolva diversele probleme care pot să apară.

Fundația unui sistem fotovoltaic fix trebuie să fie realizat pentru a rezista vânturilor regiunii unde se instalează. Forța pe care o exercită vântul asupra unui astfel de sistem depinde de viteza și de direcția lui și de unghiul de înclinare a sistemului.



Fig. 25 - Picioar de susținere pentru un sistem fotovoltaic

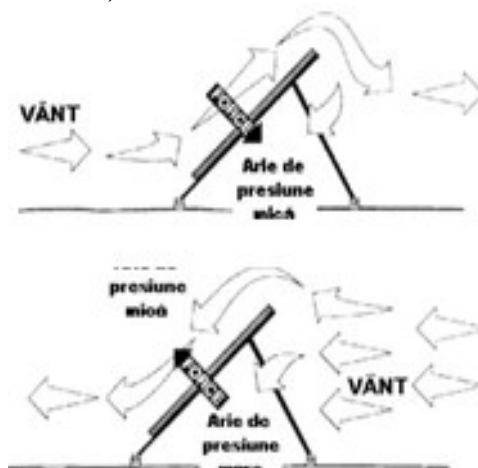


Fig.26 Acțiunea vântului asupra sistemelor de montare a panourilor fotovoltaice

În figura 25 se poate vedea un model de fundație exterioră pentru montarea unui sistem fotovoltaic realizat din talpa de susținere din beton turnat la fața locului sau prefabricat și transportat la locul de instalare, cu rol de așezare pe teren și de contragreutate la acțiunea vântului cum este prezentat în figura 36.

Calculul ramelor de susținere a panourilor se face atât din punct de vedere al rezistenței la greutatea proprie cât și la forța portantă a vântului din spatele panourilor fotovoltaice. Ramele trebuie să fie foarte rigide și rezistente, altfel orice deformare va duce la deformarea panourilor și ulterior la distrugerea acestora.

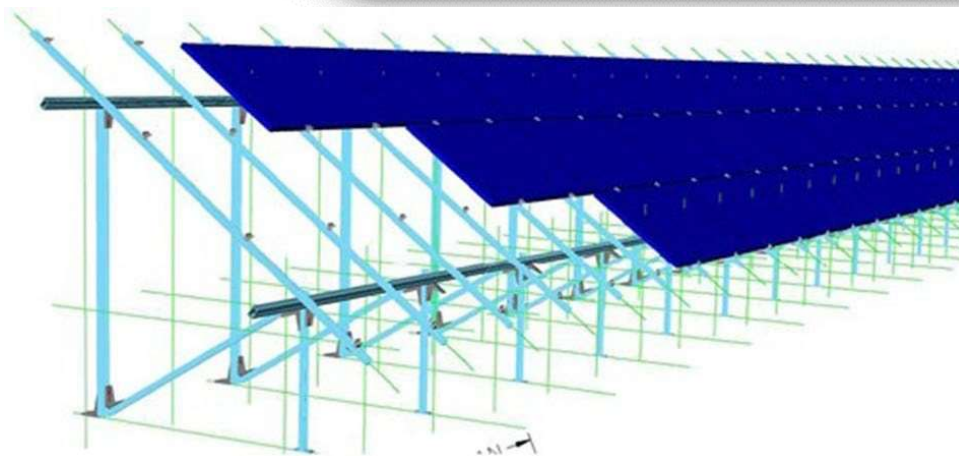


Fig. 27 - Exemplu de susținere simplă pentru panouri fotovoltaice

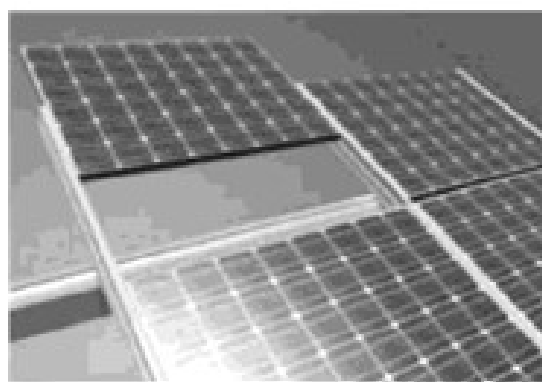


Fig. 28 - Mod de asamblare a modulelor fotovoltaice pe rama de susținere

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 anume particularitate care să îl facă să producă mai multă energie cu costuri mai 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 ca în figura 29

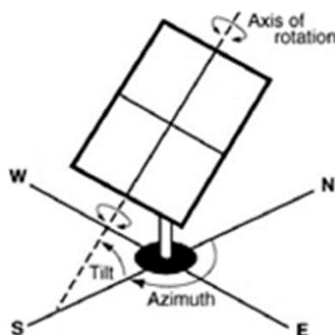


Fig. 29. Schema de principiu a sistemului de orientare pe o axă

Astfel aceste sisteme pot capta mai bine radiația solară de dimineață 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 soare pe bolta cerească de la un anotimp la altul.

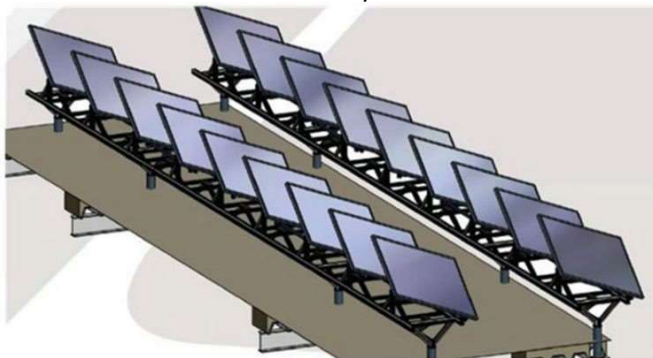


Fig. 30 - Exemplu de sistem de orientare după o axă

Un exemplu de acest fel sunt trackerele solare (figura 31) care au unghiul de înclinare manual în intervalul $0^\circ - 45^\circ$. Acest tip de trackere utilizează chiar panourilor fotovoltaice ca senzor de direcție a radiației solare, pentru orientarea automată. Acționarea grupului de panouri se face cu un motor liniar.

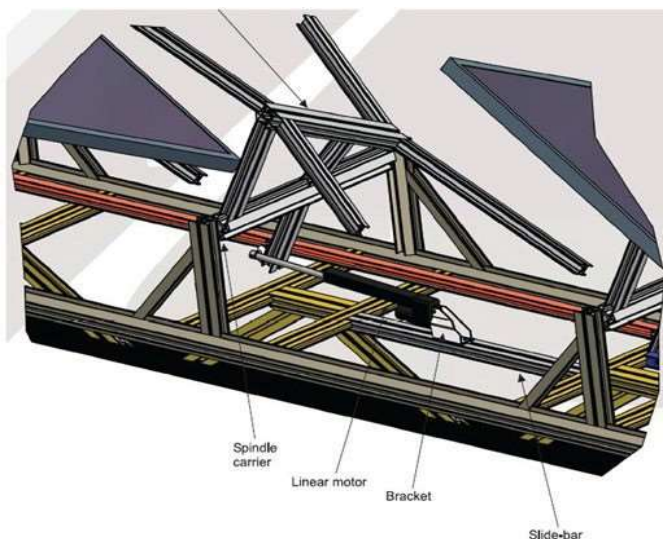


Fig. 31 - Tracker Soemtron cu o singură axă de orientare

Sisteme cu orientare după două axe, montaj pe pilon

Trackerele cu orientare după două axe urmăresc traiectoria soarelui atât pe direcția Est - Vest, adică de când răsare și până apune, dar și pe direcția Nord - Sud, direcție care se modifică de la un anotimp la altul, cum este prezentat în figura 32. Acest sistem de orientare permite o captare mult mai bună a energiei solare pe parcursul zilei

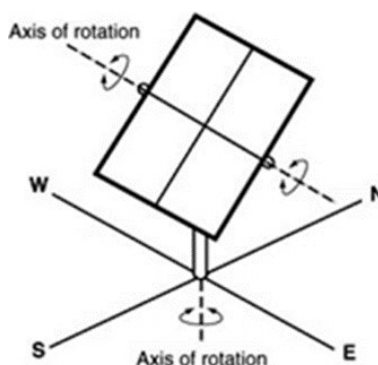


Fig. 32 - Axele de rotație ale unui tracker solar cu doua axe de rotație

Alcătuirea unui tracker cu orientare după două axe, montaj pe pilon: .

- panouri fotovoltaice montate pe o ramă metalică de susținere;
- un pilon vertical central cu sistemul de orientare la partea superioară;
- mecanismul de acționare al sistemului de orientare controlat software;
- sistemul de conversie a energiei din continuu în alternativ;
- fundația de beton pentru o susținere foarte bună a întregului ansamblu.



Fig. 33 - Tracker cu orientare după două axe montaj pe un pilon

Orientarea trackerelor solare se face cu sisteme electrice sau cu sisteme hidraulice. Transmisia mișcării de rotație/translație se face prin intermediul roților dintate sau hydraulic, cu pistoane. Aceste modalități au dezavantajul că se pot bloca, mai ales în perioada de iarnă, cauzând scăderea producției de energie.

Toate sistemele cu tracker montat pe pilon au prevăzută protecția activă la vânt puternic atunci când viteza vântului depășește 60-70 km/h, la care sistemul ia automat poziția orizontală. Acest lucru duce automat la scăderea producției de energie și nu este recomandat a se utiliza în zone cu vânturi și furtuni frecvente.

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

În figura 34 este prezentat un model de astfel de tracker, in cadrul proiectului se va folosi un sistem bazat pe tarusi introdusi in pamant.

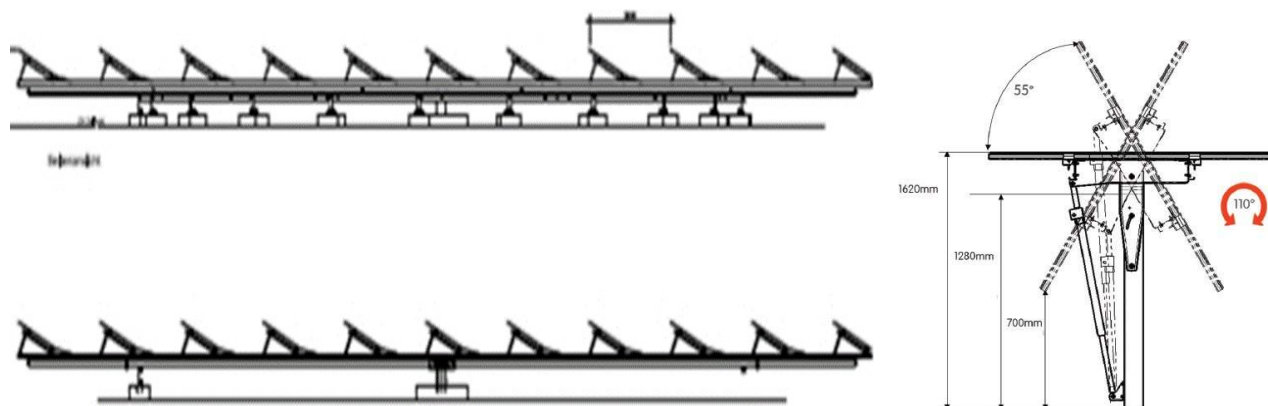
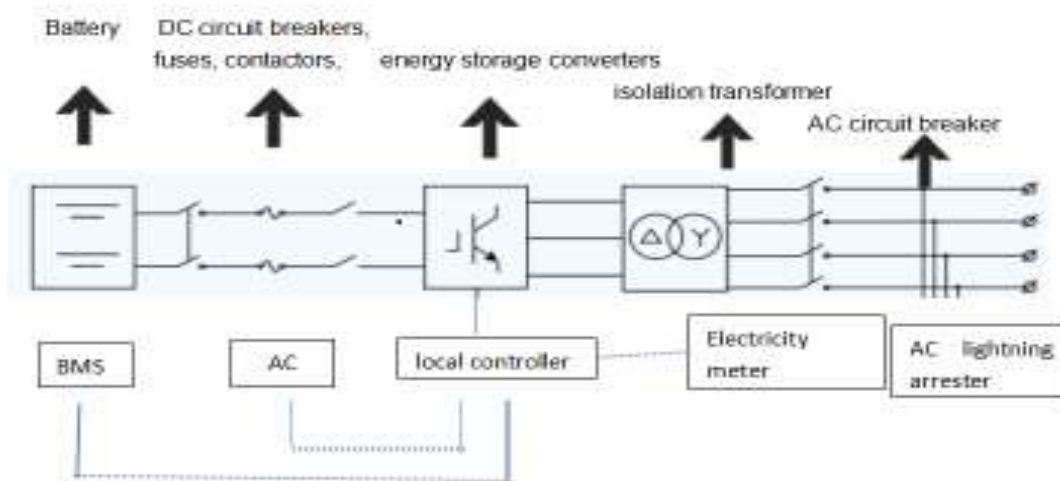


Fig. 34 - Tracker cu orientare după două axe, rotativ, montaj pe sol și sistemul utilizat in cadrul investitiei

D. STOCARE IN BATERII

Bateriile vor fi conectate astfel incat sa respectam domeniul de tensiune al inverterului.

Bateriile vor fi depozitate intr-un container de climatizare



E. POSTURILE DE TRANSFORMARE ÎN ANVELOPE PTAB 0.4/20kV

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, amplasata pe o fundație de beton;
- Echipamentele de medie tensiune;
- Echipamentele de joasă tensiune;

- *Transformatorul de putere;*

Posturile de transformare în anvelope vor fi prevăzute, cu un spațiu pentru montarea de echipamente de telecomandă 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 acționare și supraveghere de la distanță.

Anvelope prefabricate

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

- *cabină pentru echipamentele de medie și joasă tensiune,*
- *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 și ușoară, din metal sau beton. Cabina prefabricată va fi executată din planșeu și pereți prefabricați și placa de fund turnată după montare. Panta acoperișului, va fi de minim 2% și va permite scurgerea apei, fără să fie necesară streșină.

*Ușile, din oțel zincat sau aluminiu, sunt robuste și astfel construite încât să asigure un grad de rezistență mare la coroziune. Fiecare ușă va fi prevăzută cu ramă și feronerie și va avea una sau două grile de ventilație (funcție de gradul de ventilație care trebuie asigurat pentru aparataj) montate în partea superioară și cea inferioară a ușii. Pardoseala va prezenta o înclinație pentru evacuarea apei care poate să intre accidental (furtuni, ploi torențiale îndelungate, etc.). *

Ușile vor fi dotate un sistem solid de închidere. În cazul ușii în 2 canate, ușa mică va avea dispozitiv interior care blochează deschiderea ei. Ușile se vor deschide spre exterior și se vor rabata complet pe planul peretelui.

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

Echipamentul de medie tensiune din postul de transformare va fi pentru tensiunea de 20 kV. Celulele vor fi cu izolație 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 etanș cu izolație în ulei, în cuvă etanșă, amplasat în compartiment dedicat, de echipamentele de medie și joasă 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 supraîncălzire care va deconecta întrerupătoarele de medie tensiune din celulele trafo*

Tablourile de distribuție JT cu plecări de joasă tensiune

Configurația și echiparea vor fi conform schemei electrice monofilare și a specificațiilor de aparataj. PTAB va conține tablouri de distribuție de joasă tensiune.

Legarea la pământ

Postul de transformare în anvelopa de beton PTAB trebuie sa 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 si de pas la care sunt racordate următoarele elemente:

- *părțile metalice ale celulelor și elementelor de MT;*
- *cuvele transformatoarelor de putere de JT/MT;*
- *ecranele metalice si armaturile cablurilor de MT;*
- *părțile metalice ale tablourilor de JT;*
- *armatură metalică a anvelopei de beton a PTAB;*

Nulul transformatorului de putere JT/MT și nulul tablourilor de joasă tensiune se vor lega la o priza 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, 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 (îngrădiri de protecție, uși de acces, lămpuri de fixare, etc) la centura de împământare se va face în conformitate cu prevederile prescripțiilor în vigoare referitoare la realizarea prizelor 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 cursa 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.

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

Se va executa conform Avizului Tehnic de Racordare obținut.

G. MONITORIZARE ȘI CONTROL

Într-o centrală fotovoltaică este nevoie de supravegherea tuturor parametrilor de funcționare ai dispozitivelor aflate în componența centralei fotovoltaice (modulele fotovoltaice, invertoare, posturi de transformare, camere de supraveghere, contoare și aparate de măsură) pentru asigurarea randamentului maxim și prevenirea eventualelor disfuncționalități în sistem, așa cum este prezentat în figura 34.

Comunicarea între sistemul central și dispozitivele periferice se face prin diferite protocoale industriale. Există diferite sisteme și aplicații de monitorizare care realizează rapoarte despre energia produsă primind informații de la invertoare și sistemele de măsură care sunt conectate la rețeaua de comunicații.

Sistemul central actualizează în timp real datele care pot fi accesate fie local, la centrul de control și monitorizare al centralei, fie de la distanță prin intermediul internetului pe o pagină web.

În cazul apariției unor incidente sistemul poate trimite un mesaj către un telefon despre incidentul apărut.

Diagrama sistemului

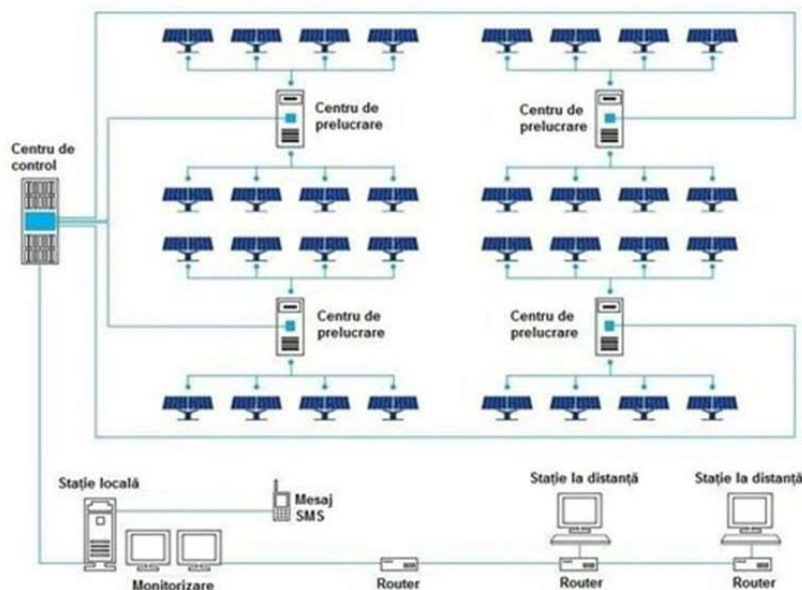


Fig. 34. Monitorizarea centralei fotovoltaice

Monitorizarea sistemelor fotovoltaice trebuie să fie sigură pentru a menține funcționarea centralei la capacitate maximă. Cea mai simplă metodă de monitorizare este citirea datelor de pe displayul inverterului, dar pentru monitorizări complexe datele sunt stocate și prelucrate, fiind nevoie de parametri externi: temperatura modului, temperatura mediului exterior, radiația solară, viteza vântului etc.

Controlul și monitorizarea la distanță se realizează prin porturi seriale, RS232 pentru monitorizare locală, RS 485 sau rețeaua electrică pentru interconectarea invertorilor. Un mod de monitorizare opțional poate fi cel prin satelit SPYCE (Satellite Photovoltaic Yield Control & Evaluation) care realizează detecția automată a unui incident reducându-se astfel timpul de intervenție pentru remedierea defecțiunii. Având o pagină web la aceasta poate fi conectat și SPYCE care pune la dispoziție date despre radiația solară, temperatură, referințe despre producția de energie. Datorită valorilor de iradiere primite de la sateliți și sistemului de detecție automat, sistemul este monitorizat în permanență, iar în caz de avarie se va trimite un email cu detalii despre defecțiunile apărute. Acest mod de monitorizare detectează probleme în sistem atât de natură tehnică (defecte ale echipamentelor, supraîncălzire etc.) cât și eventuale cauze de randament scăzut.

3.2 Descriere solutii tehnice propuse:

Instalația solară fotovoltaică propusă conține toate instalațiile necesare producerii de energie electrică și livrării în sistemul de distribuție a energiei electrice, începând de la sursele de energie electrică, cablurile necesare cu traseele aferente, inclusiv rețea electrică de joasă tensiune și sistemul de împământare.

Modulele fotovoltaice cu putere nominală instalată **540 Wp** vor fi montate conform descrierii soluțiilor alese, menționate mai sus.

Invertorile de putere trifazate unidirecționale se vor monta la exterior, sub structuri, pe care se vor instala modulele, prinse în spatele structurilor modulelor fotovoltaice. Secundarul (tensiune alternativă) invertorilor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în Tabloul electric distribuție

invertoare (TD-AC) al CEF, amplasat lângă invertoare și care se va monta asemănător cu invertoarele.

Suprafata Teren

Centrala fotovoltaică va fi instalată pe acoperisul clădirii și pe terenul proprietate private cu suprafața de 100.000 mp

Module fotovoltaice

Pentru captarea și transformarea energiei solare în energie electrică se vor utiliza modulele fotovoltaice având caracteristicile tehnice conform **Anexa 1 – Fișă tehnică modul fotovoltaic, model AC-540MH/144V**

Invertoare de putere

Pentru transformarea tensiunii de utilizare a modulelor fotovoltaice – tensiune continuă – în tensiune alternativă, tensiune de utilizare pentru consumatorii racordați la barele centralei se vor utiliza invertoare de putere trifazate unidirecționale având caracteristicile tehnice conform – **Anexa 2 - Fișă tehnică inverter trifazat de putere SolarEdge SE100K**

Optimizatoare de putere

Folosit pentru maximizarea puterii generate de modulele fotovoltaice, marind eficiența sistemului cât și eficientizarea protecțiilor. Se montează câte 1 optimizator pentru 2 module PV, având caracteristicile tehnice conform – **Anexa 3 - Fișă tehnică Optimizator de putere P950 Landscape**

Tablourile de distribuție al curentului alternativ (TD-AC) cuprind:

- Aparatele de comutație aferente circuitelor invertoarelor de putere trifazate unidirecționale, cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit;
- Aparat de comutație protecție circuit general instalație electrică fotovoltaică cu rol de protecție la suprasarcină și scurtcircuit și separare vizibilă.

Stocare:

Pentru variantele de CEF propuse în acest studiu, avem două tipuri de Sistem stocare:

- A. KIT CellCube DC-Hardware, 500 kW/ 2000 kWh.

Anexa 4 - Fișă tehnică Sistem Stocare CellCube 500kW

- B. SCALEBLOC ENERGY 68.5 kWh - 2MWh

Anexa 5 - Fișă tehnică Sistem Stocare ScaleBloc Energy 68.5kWh

Rețele de cabluri electrice

Conexiunile seriilor de module fotovoltaice la primarul (tensiune continuă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se realizează la tensiune continuă prin pozarea în pământ a cablurilor. Conexiunile cablurilor se vor realiza utilizând conectorii incluși în furnitura echipamentului. Secundarul (tensiune alternativă) invertoarelor de putere trifazate unidirecționale se vor racorda în tabloul TD-AC aferent instalației solare fotovoltaice prin instalarea în pământ a cablurilor de energie AC.

Cablurile de energie AC se vor instala în pământ până la tabloul de distribuție invertoare și de acolo către stațiile intermediare de medie tensiune.

Racordarea circuitului general aferent instalației solare fotovoltaice la postul de transformare, se va realiza prin instalarea cablului de energie AC prin pământ. Soluția 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.

Racordarea la rețeaua electrică 20kV:

Soluția de conectare la rețeaua de distribuție/transport este stabilită în studiul de soluție și avizul tehnic de racordare.

Punctul de conexiuni

Punctul de conexiuni proiectat va fi amplasat pe proprietatea delimitată conform Planului de Incadrare în Zona atașat acestei documentații. Acesta va fi echipat cu anvelopa de metal/beton cu 2 compartimente pentru exploatare din interior și anume:

Un compartiment în care sunt montate celulele de medie tensiune, dulapul SCADA, dulapul de telecomunicații și dulapul de servicii auxiliare c.a. și c.c.

Un compartiment în care este montat transformatorul de servicii interne. Punctul de conexiuni proiectat va fi alcătuit din:

- *Fundație beton, prevăzută cu:*
 - *Orificii pentru acces cabluri;*
 - *Orificii pentru cabluri circuite secundare și fibra optică;*
- *Cabina (anvelopa) din metal/beton cu pereți între 40 și 100 mm grosime;*
- *Clasa termică anvelopei 10K;*
- *Grad de Protecție IP64.*

Punctul de conexiune va fi echipat după cum urmează:

- *celula de intrare în postul de transformare (evacuare în SEN) echipată cu separator de sarcină 630 A, cutit de legare la pământ ;*
- *celula de linie ieșire echipată cu separator de sarcină 630 A acționare motorizată ;*
- *celula de transformator echipată cu întrerupător debrosabil în vid, 630 A, 16 kA ;*
- *transformator 20/0.4 kV-1600 kVA ;*
- *tablou de distribuție de joasă tensiune.*

Măsură energiei electrice se realizează prin:

Contor trifazat el.cls.0.2s, montaj indirect compatibil Converge proiectat, (TC 100/5/5/5 A, clasă 0.2S și TT 20/1.73/0.1/1.73/0.1/1.73 kV, clasă 0.2 proiectate).

Asigurarea utilităților:

- *Comunicații - se va prevedea o legătură telefonică și internet, prin serviciu de telefonie mobilă;*
- *Alimentarea cu energie electrică pentru servicii interne - se va monta un post de transformare 4 kVA, 20/0,23kV racordat la celula TSI a punctului de conexiune proiectat*

Scenarii propuse:

Pentru realizarea centralei fotovoltaice din județul Maramureș, s-au studiat două variante tehnologice de realizare a centralei fotovoltaice:

Scenariul	Tehnologia panourilor	Tehnologia de stocare	Puterea (MW)	Suprafața teren (mp)	Costurile investiției (mii Euro)	Productia anuală de energie

Scenariul A	<i>Half-Cut Monocrystalin</i>	<i>CellCube-DC-Hardware, 500 kW</i>	9.463	72000	10 669.36	13177 MWh/an
Scenariul B	<i>Half-Cut Monocrystalin</i>	<i>SCALEBLOC ENERGY 2MWh</i>	9.463	72000	17 801.11	13762 MWh/an

3.3 Scenariul A - centrală fotovoltaică de 9.463 MWp si stocare in baterii tip CellCube-DC-Hardware, 500 kW, cu panouri fotovoltaice tip Half-Cut Monocrystalin, montate pe acoperisul fabricii si in incinta, pe structura metalica fixa:

A) Amenajare teren:

- *Curatarea totala a terenului, iar acest lucru presupune inlaturarea crengilor, buturugilor, pietrelor, ierbii, sau orice alt lucru care nu permite ca pamantul sa fie gol.*
- *Se vor inlatura resturile vegetale de pe teren si se va curata.*
- *Indepartarea stratului vegetal pe traseul proiectat al drumurilor si al posturilor de transformare*
- *Pamantul care rezulta dupa inlaturarea acestui strat este necesar sa fie depozitat in afara perimetrului pe care urmeaza sa fie construit*
- *Aducerea pamantului la acelasi nivel in functie de cotele prevazute in planul proiectului.*
- *Trasarea pozitiiilor proiectate*

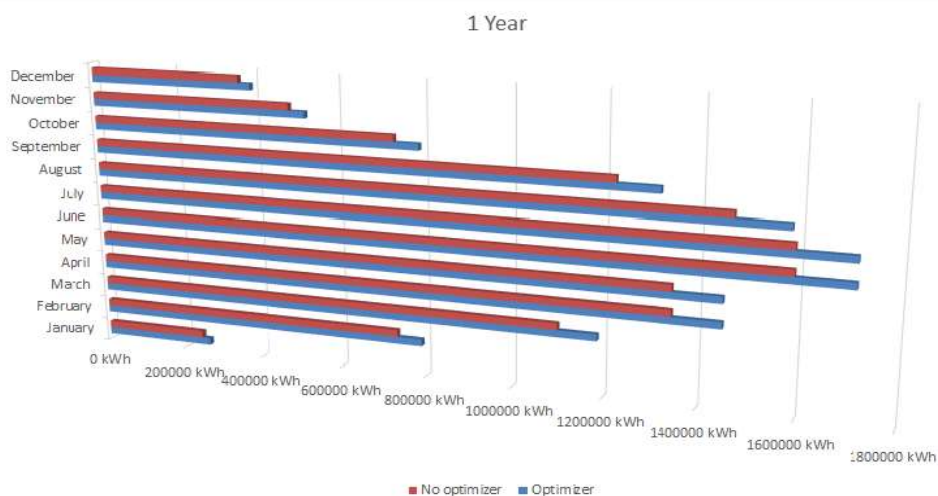
B) Lucrari civile:

- *Se va monta pe perioada lucrarilor o Organizare de Santier Completa*
- *Se vor realiza alei de acces conform Planului de Situatie*
- *Montaj sistem supraveghere video*

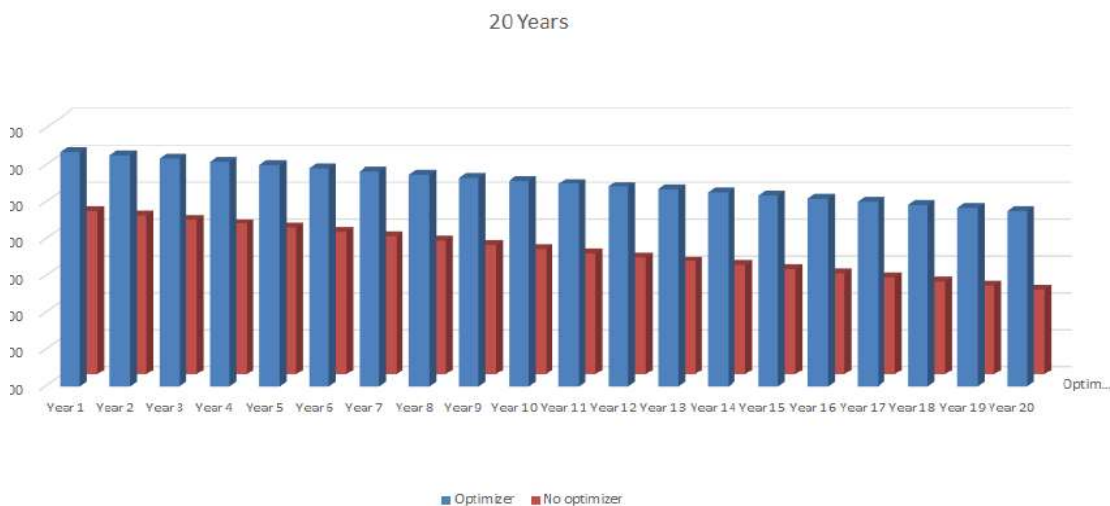
C) Construcție centrală fotovoltaică:

- *Centrala fotovoltaică va avea o putere debitata de 9.463MWp*
- *Este compusa din 17525 module PV de 540w*
- *Modulele se vor monta pe structuri metalice fixe, pe acoperis si la sol*
- *Pe acoperis modulele PV sunt asezate in siruri individuale cu distanta intre siruri*
- *Distanta pe axa N-S, dintre sirurile de Grupuri PV, montate la sol este de minim 3.6m.*
- *Structurile metalice vor fi legate la sistemul de impamantare.*
- *La fiecare 2 Module PV se va monta cate un Optimizator de Putere. In total de 8763 buc.*
- *Se vor monta 95 Invertoare trifazate de 100 KkW*
- *Se va monta sistem de stocare in baterii CellCube DC-Hardware, 500 kW/ 2000 kWh*
- *Se vor monta Tablourile de distributie al curentului alternativ (TD-AC)*
- *Se vor monta PTAB-uri cu transformator de MT/JT 1600kVA*
- *Se vor monta aparent, cabluri de Curent Continuu intre module PV si Invertoare*
- *Se vor monta ingropat, cabluri de Curent Alternativ 400v, intre Invertoare si TD-AC*
- *Se vor monta ingropat, cabluri de Curent Alternativ 400v, intre TD-AC si TR*
- *Se vor monta ingropat, cabluri de MT intre PTAB-uri si Punctul de Conexiuni*
- *Montare Sistem de monitorizare si control a centralei fotovoltaice*

Yearly Energy Production Dumbravita



20 Year Energy Production Dumbravita



Greenhouse Gas Equivalencies Calculator CO₂ - Dumbravita -



9,338 Metric Tons of Carbon Dioxide (CO₂) equivalent

This is equivalent to greenhouse gas emissions from:

2,012 gasoline-powered passenger vehicles driven for one year	23,179,603 miles driven by an average gasoline-powered passenger vehicle
---	--

This is equivalent to CO₂ emissions from:

1,050,783 gallons of gasoline consumed	917,319 gallons of diesel consumed
10,331,991 pounds of coal burned	124 tanker trucks' worth of gasoline
1,176 homes' energy use for one year	1,817 homes' electricity use for one year
51.6 railcars' worth of coal burned	21,620 barrels of oil consumed
381,327 propane cylinders used for home barbecues	0.002 coal-fired power plants in one year
0.023 natural gas-fired power plants in one year	1,135,936,620 number of smartphones charged

- using www.epa.gov for 13,177,000 kWh avoided in one year

Productie anuala 13177 MWh/an

Total productie estimata pe 20 ani – 250132.59 MWH

Reducerea gazelor cu effect de seră:

-scăderea Total estimată pe o perioada de 20 ani (echivalent tone CO₂) **154506.9**

- scăderea anuală estimată (echivalent tone CO₂) **8139.433**

3.4 Scenariul B - centrală fotovoltaică de 9.463 MWp si stocare in baterii cu panouri fotovoltaice din siliciu cristalin pe sistem de montare reglabil pe o axa N-S:

A) Amenajare teren:

- curatarea totala a terenului, iar acest lucru presupune inlaturarea crengilor, buturugilor,

pietrelor, ierbii, sau orice alt lucru care nu permite ca pamantul sa fie gol.

- *Se vor inlatura resturile vegetale de pe teren si se va curata.*
- *Indepartarea stratului vegetal pe traseul proiectat al drumurilor si al posturilor de transformare*
- *Pamantul care rezulta dupa inlaturarea acestui strat este necesar sa fie depozitat in afara perimetrului pe care urmeaza sa fie construit*
- *aducerea pamantului la acelasi nivel in functie de cotele prevazute in planul proiectului.*
- *Trasarea pozitiiilor proiectate*

B) Lucrari civile:

- *Se va monta pe perioada lucrarilor o Organizare de Santier Completa*
- *Se vor realiza drumuri de acces conform Planului de Situatie*
- *Montaj sistem supraveghere video*

C) Construcție centrală fotovoltaică:

- *Centrala fotovoltaică va avea o putere debitata de 9.463 MWp*
- *Este compusa din 17525 module PV de 540w*
- *Modulele se vor monta pe acoperis in structura metalica fixa si la sol, pe structuri metalice reglabile pe o axa N-S, in functie de anotimp, inclinate la 20 grade vara si la 50 grade iarna.*
- *Structurile metalice vor fi legate la sistemul de impamantare.*
- *Distanța pe axa N-S, dintre sirurile de Grupuri PV, este de minim 3.6m.*
- *Se vor monta 32 Invertoare trifazate de 27 KkW, cate 1 inverter la 2 Grupuri PV*
- *Se vor monta Tablourile de distributie al curentului alternativ (TD-AC)*
- *Se va monta sistem de stocare in baterii litiu-ion de 2000KWh*
- *Se vor monta un PTAB cu transformator MT/JT 1600kVA*
- *Se vor monta aparent, cabluri de Curent Continuu intre module PV si Invertoare*
- *Se vor monta ingropat, cabluri de Curent Alternativ 400v, intre Invertoare si TD-AC*
- *Se vor monta ingropat, cabluri de Curent Alternativ 400v, intre TD-AC si TR*
- *Se vor monta ingropat, cabluri de MT intre PTAB-uri si Punctul de Conexiuni*
- *Montare Sistem de monitorizare si control a centralei fotovoltaice*

Productie anuala 13762 MWh/an

Total productie estimata pe 20 ani – 261237.36 MWH

Reducerea gazelor cu effect de seră:

-scăderea Total estimată pe o perioada de 20 ani (echivalent tone CO2) 161366.3

- scăderea anuală estimată (echivalent tone CO2) 8500.78

3.5 Grafice orientative de realizare a investiției

Scenariu A

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12

1	Lucrări de racordare	x	x	x	x								
2	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x		x	x		
4	PIF										x		
5	Obținerea certificatului de racordare										x	x	
6	Întocmire raport audit											x	x

Scenariul B

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Lucrări de racordare	x	x	x	x								
2	Livrare echipamente		x	x	x	x	x						
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x		x	x		
4	PIF										x		
5	Obținerea certificatului de racordare										x	x	
6	Întocmire raport audit											x	x

Durata de execuție a obiectivului de investiții (perioada, exprimată în luni, cuprinsă între data stabilită de investitor pentru începerea lucrărilor de execuție și comunicată executantului și data încheierii procesului-verbal privind admiterea recepției la terminarea lucrărilor) este de 12 luni calendaristice.

3.6 Costurile estimative ale investiției

DEVIZ GENERAL privind cheltuielile necesare realizării Varianta A

In mii lei/mii euro la cursul **4.98 lei/euro** din data de **20/04/2022**

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare (cu TVA)	
		Mii lei	Mii euro	Mii lei	Mii lei	Mii euro
1	2	3	4	5	6	7

CAPITOL 1 Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1	Obtinerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	49,80	10,00	9,46	59,26	11,90
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	24,90	5,00	4,73	29,63	5,95
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	373,50	75,00	70,96	444,46	89,25
TOTAL CAPITOL 1		448,20	90,00	85,16	533,36	107,10
CAPITOL 2 Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
TOTAL CAPITOL 2		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITOL 3 Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica						
3.1	Studii	243,02	48,80	46,17	289,20	58,07
3.1.1	Studii de teren	9,96	2,00	1,89	11,85	2,38
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	33,86	6,80	6,43	40,30	8,09
3.1.3	Alte studii specifice	199,20	40,00	37,85	237,05	47,60
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	49,80	10,00	9,46	59,26	11,90
3.3	Expertizare tehnica	129,48	26,00	24,60	154,08	30,94
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	649,48	130,42	123,40	772,89	155,20
3.5.1	Tema de proiectare	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
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	14,94	3,00	2,84	17,78	3,57
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	2,08	0,42	0,40	2,48	0,50
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	134,46	27,00	25,55	160,01	32,13
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	498,00	100,00	94,62	592,62	119,00
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7.2	Auditul financiar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.8	Asistenta tehnica	298,80	60,00	56,77	355,57	71,40
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	249,00	50,00	47,31	296,31	59,50
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	124,50	25,00	23,66	148,16	29,75
3.8.1.2	pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de cate Inspectoratul de Stat in Constructii	124,50	25,00	23,66	148,16	29,75
3.8.2	Dirigentie de santier	49,80	10,00	9,46	59,26	11,90
TOTAL CAPITOL 3		1.370,59	275,22	260,41	1.631,00	327,51
CAPITOL 4 Cheltuieli pentru investitia de baza						
4.1	Constructii si instalatii	21.369,66	4.291,10	4.060,24	25.429,90	5.106,41

4.1.1	1 CEF Dumbravita	21.369,66	4.291,10	4.060,24	25.429,90	5.106,41
	01 Constructii Civile	11.005,33	2.209,90	2.091,01	13.096,34	2.629,79
	02 Instalatii Electrice	5.195,20	1.043,21	987,09	6.182,28	1.241,42
	4 PT si stocare	2.492,65	500,53	473,60	2.966,26	595,63
	03 PV	2.676,49	537,45	508,53	3.185,02	639,56
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	29.237,32	5.870,95	5.555,09	34.792,42	6.986,43
4.3.1	1 CEF Dumbravita	29.237,32	5.870,95	5.555,09	34.792,42	6.986,43
	AXIprem Modul PV AXI XXL-HC-504MH	16.981,72	3.409,98	3.226,53	20.208,25	4.057,88
	INVSE Inverter SE100k Solar Edge	2.617,85	525,67	497,39	3.115,24	625,55
	SistBat Energy Storage System CELLCUBE® FB 500-2000	7.205,76	1.446,94	1.369,09	8.574,85	1.721,86
	PwrOpt POWER OPTIMIZER P950 LANDSCAPE	2.432,00	488,35	462,08	2.894,07	581,14
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
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		50.606,99	10.162,05	9.615,33	60.222,32	12.092,83
CAPITOL 5 Alte cheltuieli						
5.1	Organizare de santier	54,78	11,00	10,41	65,19	13,09
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	29,88	6,00	5,68	35,56	7,14
5.1.2	Cheltuieli conex organizarii santierului	24,90	5,00	4,73	29,63	5,95
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	124,50	25,00	0,00	124,50	25,00
5.2.1	Comisiunile si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	24,90	5,00	0,00	24,90	5,00
5.2.2	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	24,90	5,00	0,00	24,90	5,00
5.2.3	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	24,90	5,00	0,00	24,90	5,00
5.2.4	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	24,90	5,00	0,00	24,90	5,00
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	24,90	5,00	0,00	24,90	5,00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	498,00	100,00	94,62	592,62	119,00
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	0,50	0,10	0,09	0,59	0,12
TOTAL CAPITOL 5		677,78	136,10	105,12	782,90	157,21
CAPITOL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste						
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	4,98	1,00	0,95	5,93	1,19
6.2	Probe tehnologice si teste	24,90	5,00	4,73	29,63	5,95
TOTAL CAPITOL 6		29,88	6,00	5,68	35,56	7,14
TOTAL PV UCA Dumbravita		53.133,43	10.669,36	10.071,70	63.205,13	12.691,79
TOTAL Constructii+Montaj		21.847,74	4.387,10	4.151,07	25.998,82	5.220,65

DEVIZ GENERAL privind cheltuielile necesare realizarii Varianta B

In mii lei/mii euro la cursul **4.98 lei/euro** din data de **20/04/2022**

Nr.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)		TVA	Valoare (cu TVA)	
		Mii lei	Mii euro	Mii lei	Mii lei	Mii euro
1	2	3	4	5	6	7
CAPITOL 1						
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului						
1.1	Obtinerea terenului	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1.2	Amenajarea terenului	49,80	10,00	9,46	59,26	11,90
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si aducerea terenului la starea initiala	24,90	5,00	4,73	29,63	5,95
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	373,50	75,00	70,96	444,46	89,25
TOTAL CAPITOL 1		448,20	90,00	85,16	533,36	107,10
CAPITOL 2						
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii						
TOTAL CAPITOL 2		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

CAPITOL 3

Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica

3.1	Studii	243,02	48,80	46,17	289,20	58,07
3.1.1	Studii de teren	9,96	2,00	1,89	11,85	2,38
3.1.2	Raport privind impactul asupra mediului	33,86	6,80	6,43	40,30	8,09
3.1.3	Alte studii specifice	199,20	40,00	37,85	237,05	47,60
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	49,80	10,00	9,46	59,26	11,90
3.3	Expertizare tehnica	209,16	42,00	39,74	248,90	49,98
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.5	Proiectare	694,30	139,42	131,92	826,22	165,91
3.5.1	Tema de proiectare	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
3.5.3	Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	14,94	3,00	2,84	17,78	3,57
3.5.4	Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	2,08	0,42	0,40	2,48	0,50
3.5.5	Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	179,28	36,00	34,06	213,34	42,84
3.5.6	Proiect tehnic si detalii de executie	498,00	100,00	94,62	592,62	119,00
3.6	Organizarea procedurilor de achizitie	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7	Consultanta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7.1	Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.7.2	Auditul financiar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3.8	Asistenta tehnica	627,48	126,00	119,22	746,70	149,94
3.8.1	Asistenta tehnica din partea proiectantului	537,84	108,00	102,19	640,03	128,52
3.8.1.1	pe perioada de executie a lucrarilor	308,76	62,00	58,66	367,42	73,78
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	229,08	46,00	43,53	272,61	54,74
3.8.2	Dirigentie de santier	89,64	18,00	17,03	106,67	21,42
TOTAL CAPITOL 3		1.823,77	366,22	346,52	2.170,28	435,80

CAPITOL 4

Cheltuieli pentru investitia de baza

4.1	Constructii si instalatii	53.046,21	10.651,85	10.078,78	63.124,99	12.675,70
4.1.1	2 CEF Dumbravita	53.046,21	10.651,85	10.078,78	63.124,99	12.675,70
	01 Constructii Civile	24.249,71	4.869,42	4.607,44	28.857,15	5.794,61
	02 Instalatii Electrice	5.398,09	1.083,95	1.025,64	6.423,73	1.289,91
	4 PT si stocare	16.178,04	3.248,60	3.073,83	19.251,87	3.865,84
	03 PV	7.220,36	1.449,87	1.371,87	8.592,23	1.725,35
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	32.324,92	6.490,95	6.141,73	38.466,65	7.724,23
4.3.1	2 CEF Dumbravita	32.324,92	6.490,95	6.141,73	38.466,65	7.724,23
	AXIprem Modul PV AXI XXL-HC-504MH	18.760,51	3.767,17	3.564,50	22.325,01	4.482,93

	INVSE Inverter SE100k Solar Edge	2.913,18	584,97	553,50	3.466,68	696,12
	SistBat Energy Storage System CELLCUBE® FB 500-2000	7.934,70	1.593,31	1.507,59	9.442,29	1.896,04
	PwrOpt POWER OPTIMIZER P950 LANDSCAPE	2.716,53	545,49	516,14	3.232,67	649,13
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
4.5	Dotari	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.6	Active necorporale	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL CAPITOL 4		85.371,12	17.142,80	16.220,51	101.591,64	20.399,93
CAPITOL 5 Alte cheltuieli						
5.1	Organizare de santier	74,70	15,00	14,19	88,89	17,85
5.1.1	Lucrari de constructii si instalatii aferente organizarii de santier	49,80	10,00	9,46	59,26	11,90
5.1.2	Cheltuieli conexe organizarii santierului	24,90	5,00	4,73	29,63	5,95
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	199,20	40,00	0,00	199,20	40,00
5.2.1	Comisiunile si dobanzile aferente creditului bancii finantatoare	39,84	8,00	0,00	39,84	8,00
5.2.2	Cota aferenta ISC pentru controlul calitatii lucrarilor de constructii	39,84	8,00	0,00	39,84	8,00
5.2.3	Cota aferenta ISC pentru controlul statului in amenajarea teritoriului, urbanism si pentru autorizarea lucrarilor de constructii	39,84	8,00	0,00	39,84	8,00
5.2.4	Cota aferenta Casei Sociale a Constructorilor - CSC	39,84	8,00	0,00	39,84	8,00
5.2.5	Taxe pentru acorduri, avize conforme si autorizatia de construire/desfiintare	39,84	8,00	0,00	39,84	8,00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	547,80	110,00	104,08	651,88	130,90
5.4	Cheltuieli pentru informare si publicitate	0,50	0,10	0,09	0,59	0,12
TOTAL CAPITOL 5		822,20	165,10	118,37	940,57	188,87
CAPITOL 6 Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste						
6.1	Pregatirea personalului de exploatare	29,88	6,00	5,68	35,56	7,14
6.2	Probe tehnologice si teste	154,38	31,00	29,33	183,71	36,89
TOTAL CAPITOL 6		184,26	37,00	35,01	219,27	44,03
TOTAL PV UCA Dumbravita		88.649,55	17.801,11	16.805,57	105.455,11	21.175,73
TOTAL Constructii+Montaj		53.544,21	10.751,85	10.173,40	63.717,61	12.794,70

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 necesității promovării acestei investiții s-a realizat ținând cont, în cazul ambelor scenarii identificate, de următoarele aspecte:

- *Utilizarea tehnologiilor regenerabile de ultimă generație cu implementarea unui nou sistem de gestionare a energiei, care va îmbunătăți performanța proiectului și va optimiza utilizarea sistemelor de distribuție și transport al energiei electrice;*
- *Durata de viață utilă a investiției poate fi ușor extinsă, dincolo de durata sa de 20 de ani, cu operațiuni sigure;*
- *Reducerea consumului de combustibili fosili;*
- *Reducerea poluării aerului, cu impact pozitiv imediat asupra aerului/calității vieții;*
- *Contribuție substanțială în reducerea gradului de încălzire globală;*
- *Crearea de noi locuri de muncă, în fazele de dezvoltare ale proiectului;*
- *Oferă rezultate orare pentru rețeaua națională conform notificărilor, cu un grad ridicat de predictibilitate;*
- *Capacitate fermă orară livrată rețelei naționale conform notificărilor de producție;*

*Scenariile luate în considerare sunt cele descrise la capitolul 3, respectiv **Scenariul A– sistem de montaj fix și Scenariul B – sistem de montaj fix pe acoperis și mobil la sol.***

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

*Perioada de referință este reprezentată de perioada de execuție a lucrărilor, ideal fiind considerată o perioadă de **12 luni** calendaristice.*

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

Se vor avea în vedere măsuri speciale pentru creșterea rezistenței componentelor constructive ale proiectelor la schimbările climatice, condiții meteorologice extreme și alte dezastre naturale – pe baza evaluărilor privind influența schimbărilor climatice asupra proiectului de investiții.

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

1. **Identificarea riscurilor** se va realiza în cadrul ședințelor lunare de progres de către membrii echipei de proiect. Identificarea riscurilor trebuie să includă riscuri care pot apărea pe parcursul întregului proiect: financiare, tehnice, organizaționale, cu privire la resursele umane implicate, precum și riscuri externe (politice, de mediu, legislative). Identificarea riscurilor va fi actualizată la fiecare ședință lunară.
2. **Evaluarea probabilității de apariție a riscului.** Riscurile identificate vor fi caracterizate în funcție de probabilitatea lor de apariție și impactul acestora asupra proiectului.

3. Identificarea măsurilor de reducere sau evitare a riscurilor:

Risc	Probabilitate de apariție	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potențiale de modificare ale soluției tehnice	Scăzut	- asistenta tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului; - acoperirea cheltuielilor cu eventuala nouă soluție tehnică din sumele cuprinse la cheltuielile diverse și neprevăzute.
Întârziere a lucrărilor datorită alocărilor defectuoase de resurse din partea executantului	Scăzut	- prevederea în caietul de sarcini a unor cerințe care să asigure performanța tehnică și financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.); - impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.
Nerespectarea clauzelor contractuale a unor contractanți / subcontractanți	Scăzut	- stipularea de garanții de bună execuție și penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante.
Cresterea termenelor de livrare a echipamentelor datorita ofertei limitate de productie si a cererii foarte mari	Ridicat	- Încheierea de contracte și plasarea de comenzi pentru proiect cât de repede posibil. Urmărirea îndeaproape a statusului comenzilor și pastrarea unei relații strânse cu furnizorii.
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini și responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	- stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe de post; - numirea în echipa de proiect a unor persoane cu experiență în implementarea unor proiecte similare; - motivarea personalului cuprins în echipa de proiect.
Riscuri financiare și economice		
Capacitatea insuficientă de finanțare și cofinanțare la timp a investiției	Mediu	- alocarea și rezervarea bugetului integral necesar realizării proiectului în bugetul consiliului local.
Creșterea inflației	Scăzut	- realizarea bugetului în funcție de preturile existente pe piață; - cheltuielile generate de creșterea inflației vor fi suportate de către beneficiar din bugetul propriu.
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: - condițiile de climă și temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	- planificare corespunzătoare a lucrărilor; - alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițiile climatice
Riscurile de accidente majore și/sau dezastre relevante pentru proiectul în cauză, inclusiv cele cauzate de schimbările climatice, conform informațiilor științifice	Mediu	- Alimentarea cu carburanți a utilajelor și mijloacelor de transport utilizate la realizarea proiectului realizându-se distribuție sau prin unități specializate autorizate și tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor - Încheierea de polite de asigurare de viață.
Riscurile pentru sănătatea umană de exemplu, din cauza contaminării apei sau a poluării atmosferice:	Scăzut	- Managementul propus prin proiect privind colectarea și evacuarea apelor uzate menajere generate în timpul realizării proiectului, privind utilizarea unor mijloace de transport, a unor utilaje specifice având verificarea periodică stabilită prin lege la zi, repararea acestora în unități service specializate și întreținerea acestora în condiții optime de funcționare conduce la un nivel al emisiilor sub limita admisă de legislația în vigoare conduc la un risc minor.
Riscuri politice: - schimbarea conducerii companiei	Scăzut	- - proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii.

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

Planificarea corectă a etapelor proiectului încă din faza de elaborare a acestuia, precum și monitorizarea

continuă pe parcursul implementării asigură evitarea riscurilor care pot influența major proiectul.

4.3. Situația utilităților și analiza de consum:

- necesarul de utilități și de relocare/protejare, după caz;
Nu sunt necesare relocari de utilitati

- soluții pentru asigurarea utilităților necesare.

Utilitatiile necesare functionarii constau in alimentarea cu energie electrica. Se vor intocmi documentatii tehnice separate, in acord cu detinatorii retelelor respective.

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

- a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

Impactul social al proiectului este unul crescut, lucrarile avand efect imediat nu numai pentru locuitorii din localitatea Dumbravita, cisi pentru cei din afara acestuia, respectiv persoanele care tranzitează zona, prin efectele imediate ale proiectului, respectiv reducerea poluarii si imbunatatirea considerabila a calitatii energiei electrice.

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

In faza de executie a lucrarilor se estimeaza un necesar de forta de munca de 30 persoane, calificate si necalificate.

In faza de operare, pentru intretinerea parcului este necesara ocuparea de 9 noi locuri de munca.

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

S.C. Universal Alloy Corporation Europe S.R.L. detine Autorizatie de Mediu Integrata pentru activitatea curenta desfasurata de "Fabricarea profilelor extrudate din aluminiu pentru industria aeronautica" nr. 16/revizuita la data de 20.03.2017, valabila timp de 10 ani, pentru locatia din localitatea Dumbravita, judetul Maramures, locatia de implementare a parcului fotovoltaic propus pentru finantare.

Pentru proiectul „Construire parc fotovoltaic 9.463 MW, localitatea Dumbravita, judet Maramures”, a fost depusa cererea pentru evaluarea initiala a proiectului a fost inregistrata cu nr. 5812/18.05.2022 la Agentia de Mediu Maramures

Se aplică Criterii tehnice rezultate din Anexa DNSH la PNRR Componenta 6 Energie

Efecte ale proiectelor asupra mediului

	Riscuri legate de temperatură	Riscuri legate de vânt	Riscuri legate de ape	Riscuri legate de masa solidă
Cronice	N/A	N/A	N/A	N/A
Acute	Val de căldură	Ciclon, uragan, taifun	Secetă	Avalanșă
	Val de frig/inghet	Furtună (melciv, viscole și furtuni de praful și de nisip)	Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă gheață)	Alunecare de teren
	Incendiu forestier	Tornadă	Inundație (coastieră, fluvială, pluvială, subterană)	Subsidență
			Golirea bruscă a lacurilor glaciare	

În etapa de operare și de dezafectare a capacităților/instalațiilor, potențialele surse de poluare a solului/subsolului vor fi similare cu cele din etapa de construcție/montaj, lucrările fiind realizate cu aceleași tipuri de utilaje.

Se estimează că proiectul nu va conduce la o creștere semnificativă a poluanților în sol/subsol.

În perioada de construire/ montaj, condițiile de contractare a lucrărilor vor include măsuri specifice pentru gestionarea deșeurilor generate la fața locului, pentru a evita poluarea solului.

Materiile prime/echipamentele/instalațiile vor fi depozitate pe amplasamentul organizărilor de șantier în cantități reduse, prin gestiunea clară a necesităților pentru fiecare etapă. Acestea vor fi transportate etapizat și puse imediat în operă, reducând la minim efectele negative cauzate de transportul acestora.

În etapa de operare și de dezafectare a capacităților/instalațiilor, potențialele surse de poluare a solului/subsolului vor fi similare cu cele din etapa de construcție/montaj, lucrările fiind realizate cu aceleași tipuri de utilaje.

Se estimează că proiectul nu va conduce la o creștere semnificativă a poluanților în sol/subsol.

d) Zgomot și vibrații

În perioada de execuție a lucrărilor proiectate, sursele de zgomot vor avea caracter și durată temporare, se vor manifesta local și intermitent și vor fi reprezentate în principal de:

- traficul auto din zona organizărilor de șantier și de pe drumurile de acces către fronturile de lucru; activitățile din fronturile de lucru, de excavare, de manevrare a materialelor/echipamentelor/instalațiilor, respectiv de încărcare și descărcare a acestora;
- funcționarea utilajelor antrenate în procesul de construcție/montaj.

Pe baza concluziilor evaluărilor impactului asupra mediului, dar și a condiționărilor din documentațiile de urbanism și de amenajare a teritoriului, vor fi implementate măsurile necesare de atenuare a efectelor investițiilor asupra acestui obiectiv de mediu.

În timpul execuției lucrărilor și exploatării obiectivului se vor respecta prevederile STAS SR 10009/2017 - Acustica – limite admisibile ale nivelului de zgomot din mediul ambiant.

Se estimează că proiectul nu va conduce la o creștere semnificativă a nivelului poluării fonice.

e) Protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor:

Proiectul nu va afecta: terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității sub pământ, terenuri care să fie recunoscute că au o valoare ridicată a biodiversității și terenuri care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) și nici terenuri forestiere (acoperite sau nu de arbori), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau integral sau destinate să fie acoperite de arbori.

Având în vedere cele de mai sus, se apreciază că proiectul nu va avea un impact semnificativ asupra acestui obiectiv de mediu, luând în considerare atât efectele directe, cât și pe cele primare indirecte, de pe parcursul duratei de viață a investițiilor.

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

Menționarea beneficiilor de natură socială și de mediu este esențială pentru descrierea impactului proiectului asupra comunității beneficiare. Aceste beneficii sunt directe, imediat după finalizarea execuției lucrărilor se vor putea observa îmbunătățiri majore în ceea ce privește reducerea poluării și aspectul vizual al zonei.

4.6. Analiza economică

Identificarea și definirea obiectivelor

Investitia Construire Centrala Fotovoltaica 9.46 MW, loc Dumbravita, Judetul Maramures, se ridica la un total de cca 10.669.36 mii Euro fara TVA in varianta A fixa, respectiv cca. 17.801.11 mii Euro in varianta B mobila, aceste variante constau in instalarea unui parc solar fotovoltaic cu o putere instalata totala de 9.46

MW, in zona administrativa a Mun. Dumbravita, Judetul Maramures.

Proiectul este prevazut a fi implementat pe o suprafata de aproximativ 100 000 mp, parțial pe acoperișul halelor de producție din situl industrial și parțial la sol în incinta aparținând beneficiarului. Potentialul energetic solar electric este destul de mare si promitator (pentru Romania), proximitatea față de activitatea industrială mare consumatoare de energie a beneficiarului, accesul rutier excellent si distanta minima fata LEA 20kV aflata in estul terenului, au determinat utilizarea acestei locații pentru amplasarea parcului solar fotovoltaic.

Obiectivele specifice sunt:

Dezvoltarea unui parc solar fotovoltaic cu o putere instalata de cca. 9.46 MW, pe un teren in prezent neproductiv, cu o suprafata aproximativa de 10 ha.

Analiza optiunilor

În analizele ce vor urma se vor prezenta scenariile tehnico-economice de implementare a proiectului: **Construire Centrala Fotovoltaica 9.46 MW**, care reprezintă diverse alternative investiționale, dimensionate valoric, astfel:

- a. varianta fără investiție (proiect), care reprezintă previziunea pe orizontul explicit al activității curente;
- b. varianta cu investiție cu asistenta nerabursabila, care reprezintă previziunile pentru activitatea solicitantului după implementarea investiției (proiectului) în varianta cu asistență financiară nerambursabilă;

4.7. Analiza financiara

Premisele analizei financiare

In cazul acestei propuneri de proiect, s-a plecat de la ipoteza urmatoare: societatea Universal Alloy Corporation Europe SRL este simultan beneficiar si proprietar al investitiei.

Perioada de implementare a proiectului este de circa 12 luni.

Prezenta propunere de proiect este pentru o noua capacitate de productie de energie electrica valorificata pentru consumul propriu al ofertantului și alternativ valorificarea pe piață pentru consumul unor clienti persoane fizice precum si/sau al unor instituții și autorități care asigură servicii de interes public sau de interes economic general, pentru care suportă din bugetul propriu, direct sau prin subvenții, plata energiei electrice consumate și a iluminatului public.

In cadrul propunerii de proiect „Construire parc fotovoltaic 9.46MW, in Loc Dumbravita, judetul Maramures se vizează în principal auto-consumul iar alternativ injectarea în SEN a energiei produse.

Mentionam ca:

- În operarea proiectului se va absorbi producția de energie electrică în consumul propriu pe întreaga perioada de viața a proiectului iar surplusul, în cazul în care intervine, se va vinde pe piața de profil. S-a pornit de la premisa încheierii de contracte în compensare cu furnizorul local de energie, folosindu-se un preț fix de 100 EUR/MWh rezultat prin comparația dintre referința furnizată de EUROSTAT și cotațiile pe termen mediu și lung ale pieței OPCOM 2022 – 2027. Cursul Valutar folosit: 1 Euro = 4,98 RON pentru luna Ianuarie 2022.

Proiecțiile pe 20 ani ale ratei de retur a investiției pentru proiectul detinut Universal Alloy Corporation Europe S.R.L. au fost considerate în 2 scenarii:

Scenariul cu proiect pentru care s-au analizat variantele:

- A. Cu montaj pe sistem fix și stocare în baterii tip CellCube-DC-Hardware

- B. Cu montaj pe sistem fix pe acoperis si sistem mobil la sol

Scenariul contrafactual în care investiția nu ar mai fi realizată

Puterea instalata initiala a parcului fotovoltaic propus este de **9.463 MW** ce reprezinta o capacitate de productie initiala de cca. **13177 MWh** anual pentru varianta A cu montaj pe sistem fix și stocare in baterii tip CellCube-DC-Hardware și, respectiv cca. **13762 MWh** anual pentru scenariul B cu montaj pe sistem fix pe acoperis si sistem mobil la sol.

Capacitatea de productie este bazata pe simulari efectuate cu programul PVsyst.

Costurile de implementare fluctuează în funcție de o varietate de factori:

- prețurile de piață ale componentelor (module fotovoltaice, invertoare, cabluri, suporturi, baterii);
- tehnologia de realizare a modulelor fotovoltaice (c-Si, a-Si, CIS, CIGS, CdTe);
- modul de montare (poziție fixă, ajustată sezonier, cu urmărire continuă a soarelui);
- disponibilitatea componentelor pe plan local;
- distanța dintre locația de implementare a proiectului și producătorii de componente;
- costurile cu transportul;
- disponibilitatea specialiștilor în domeniu pe plan local;
- disponibilitatea forței de muncă bine pregătite pe plan local;
- disponibilitatea contractorilor cu experiență în proiecte similare pe plan local;
- cursul mediu de schimb RON/EUR de 4,98

Obiectivul analizei financiare

Obiectivul analizei financiare este de a calcula performanțele și sustenabilitatea financiară a investiției propuse și de a stabili cea mai bună structură de finanțare, inclusiv nivelul optim al intervenției cofinanțării din fonduri publice. Scopul principal îl constituie estimarea unui flux de numerar pe întreaga perioadă de referință care să facă posibilă determinarea cu acuratețe a indicatorilor de performanță.

Metoda folosită în ACB financiară este cea a „fluxului net actualizat”. Prin această metodă fluxurile non-monetare (amortizare, provizioane) nu sunt luate în considerare.

Analiza se efectuează în baza metodei incrementale, veniturile și costurile incrementale reprezentând diferența dintre valorile asociate proiecției scenariului “cu investiție” și cele asociate scenariului fără proiect. Datele care rămân constante în cele două scenarii nu se iau în considerare.

Indicatorii relevanți în analiza cost beneficiu a unei investiții sunt:

- Valoarea actuală netă

Aceasta se calculează pe baza formulei:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{V_i - C_i}{(1+r)^i} + \frac{VR}{(1+r)^i} - I_0$$

În care:

r =rata de actualizare (5%)

I_0 = investitia necesara pentru realizarea proiectului

V_i = venit operational in anul i ;

VR = valoarea reziduala;

C_i = cost operațional în anul i ;

n = durata de analiza a investiției

- Rata internă de rentabilitate (RIR):

Rata internă de rentabilitate (RIR) rezultă din ecuația de egalare a valorii actuale nete (VAN) cu zero. Altfel spus, aceasta este rata internă de rentabilitate minimă acceptată pentru proiect, o rată mai mică indicând faptul că veniturile nu vor acoperi cheltuielile.

- **Rata de actualizare**

În cazul proiectului am utilizat rata de actualizare de 5% în termeni reali, recomandată pentru analiza financiară a proiectelor cu fonduri europene.

- **Orizontul de timp**

Reprezintă numărul maxim de ani pentru care se fac previziuni în cadrul analizelor. În acest caz s-a ales ca orizont de timp 20 ani.

Scenariul contrafactual:

În acest scenariu, beneficiarul ar utiliza capitalul aferent investiției inițiale pentru construcția centralei fotovoltaice pentru dezvoltarea capacității sale de producție actuale prin extinderea instalațiilor de extrudare a aluminiului existente, folosind același amplasament și ar realiza un flux de numerar net anual suplimentar de 5 777 mii lei anual (estimat pe baza performanțelor economice actuale ale ofertantului), rezultând un flux net de numerar actualizat pe întreaga perioadă de proiecție **FNAc = 18 868 mii LEI**.

Scenariul cu proiect:

Proiecțiile financiare reprezintă principalele cheltuieli și venituri legat de implementarea proiectului.

Cheltuieli:

- cheltuieli de capital sau cheltuielile investiționale ;
- cheltuielile de operare și întreținere;
- cheltuieli cu personalul;
- cheltuieli de mentenanță incluzând servicii externe, consumuri materiale, redevențe și asigurări ;

Venituri:

- veniturile generate prin realizarea investiției sunt obținute din vanzarea energiei electrice produse de parcul fotovoltaic;
- pretul de cost intern al energiei electrice a fost considerat 498 lei/MWh fara TVA corespunzător unei cotații de 100 EUR/MWh rezultat prin comparația dintre referința furnizată de EUROSTAT și cotațiile pe termen mediu și lung ale pieții OPCOM 2022 – 2027. Astfel, pentru cele două variante constructive ale parcului au fost obținute următoarele date;

Indicatori	Varianta A – 13177 MWh	Varianta B – 13762 MWh
Flux de numerar actualizat LEI	58,147,193	73,808,109.0
Investiție inițială LEI	53,133,430	88,649,550.0
Flux net de numerar actualizat FNAp LEI	5,013,763	-14,841,441.0
Flux net de numerar incremental (FNAp – FNAc) LEI	-13,854,606.4	-33,709,810.30
RRF/C înainte de finanțarea EU	2,85 %	1,38 %

Din analiza scenariilor se desprind următoarele concluzii:

- Varianta B are avantajul unei producții ușor mai mari 13 762 MWh/an > 13 177 MWh/an;
- o rată internă de rentabilitate mai redusă 1,38 % > 2,85 %;
- totodată însă, investiția inițială este considerabil mai mare (cu cca. 66%) ceea ce prin sporirea necesarului de finanțare și intervenția unui cost de dobândă mult mai ridicat înlătură atractivitatea financiară a Variantei B pentru beneficiar.
- Varianta A are o VANF/C înainte de finanțarea publică negativă prin comparație cu scenariul contrafactual (-13,854,606.4, LEI și o rată RRF/C de 2,85 %. Prin intervenția unei finanțări publice solicitate de 14,137,722 LEI (echivalentul a 2,838,900 EUR respectiv 300,000 EUR/MW instalat) se observă că proiectul devine rentabil, demonstrând necesitatea sprijinului public pentru această investiție.
- VANF/C pentru Varianta A fără comparație cu scenariul contrafactual este de 5 014 mii LEI cu o RIR

(rata internă de rentabilitate) de 6 % ceea ce demonstrează profitabilitatea și atractivitatea proiectului pentru beneficiar, chiar în condițiile în care parte din investiție ar fi susținută prin creditare.

Avand in vedere aceste informatii scenariul recomandat de elaborator este Scenariul A.

Estimare venituri și cheltuieli anuale pentru scenariul cu proiect Varianta A

ANUL DE FUNCȚIONARE	Declin eficiență panouri %	ENERGIE GENERATA	FLUX DE NUMERAR DIN VÂNZARE (LEI 498/MW)	CHELTUIELI ANUALE - SALARII	CHELTUIELI ANUALE - MENTENANȚĂ, redevențe, asigurări	VALOARE REZIDUALĂ	FLUX NET DE NUMERAR
1	99.5%	13,111,115.0	6,529,335.3	474,876.0	1,643,400.0		4,411,059.3
2	99.0%	13,045,230.0	6,496,524.5	474,876.0	1,643,400.0		4,378,248.5
3	98.5%	12,979,345.0	6,463,713.8	474,876.0	1,643,400.0		4,345,437.8
4	98.0%	12,913,460.0	6,430,903.1	474,876.0	1,643,400.0		4,312,627.1
5	97.5%	12,847,575.0	6,398,092.4	474,876.0	1,643,400.0		4,279,816.4
6	97.0%	12,781,690.0	6,365,281.6	474,876.0	1,643,400.0		4,247,005.6
7	96.5%	12,715,805.0	6,332,470.9	474,876.0	1,643,400.0		4,214,194.9
8	96.0%	12,649,920.0	6,299,660.2	474,876.0	1,643,400.0		4,181,384.2
9	95.5%	12,584,035.0	6,266,849.4	474,876.0	1,643,400.0		4,148,573.4
10	95.0%	12,518,150.0	6,234,038.7	474,876.0	1,643,400.0		4,115,762.7
11	94.5%	12,452,265.0	6,201,228.0	474,876.0	1,643,400.0		4,082,952.0
12	94.0%	12,386,380.0	6,168,417.2	474,876.0	1,643,400.0		4,050,141.2
13	93.5%	12,320,495.0	6,135,606.5	474,876.0	1,643,400.0		4,017,330.5
14	93.0%	12,254,610.0	6,102,795.8	474,876.0	1,643,400.0		3,984,519.8
15	92.5%	12,188,725.0	6,069,985.1	474,876.0	1,643,400.0		3,951,709.1
16	92.0%	12,122,840.0	6,037,174.3	474,876.0	1,643,400.0		3,918,898.3
17	91.5%	12,056,955.0	6,004,363.6	474,876.0	1,643,400.0		3,886,087.6
18	91.0%	11,991,070.0	5,971,552.9	474,876.0	1,643,400.0		3,853,276.9
19	90.5%	11,925,185.0	5,938,742.1	474,876.0	1,643,400.0		3,820,466.1
20	90.0%	11,859,300.0	5,905,931.4	474,876.0	1,643,400.0	17,000,000.0	20,787,655.4
FLUX NET DE NUMERAR ACTUALIZAT LEI							58,147,193
INVESTITIE INITIALA LEI							53,133,430
VANF/C AL PROIECTULUI							5,013,763

Estimare venituri și cheltuieli anuale pentru scenariul cu proiect Varianta B

ANUL DE FUNCȚIONARE	Declin eficiență panouri %	ENERGIE GENERATA	FLUX DE NUMERAR DIN VÂNZARE (LEI 498/MW)	CHELTUIELI ANUALE - SALARII	CHELTUIELI ANUALE - MENTENANȚĂ, redevențe, asigurări	VALOARE REZIDUALĂ	FLUX NET DE NUMERAR
1	99.5%	13,693,190.00	6,819,208.62	474,876.00	836,640.00		5,507,692.6
2	99.0%	13,624,380.00	6,784,941.24	474,876.00	836,640.00		5,473,425.2
3	98.5%	13,555,570.00	6,750,673.86	474,876.00	836,640.00		5,439,157.9
4	98.0%	13,486,760.00	6,716,406.48	474,876.00	836,640.00		5,404,890.5
5	97.5%	13,417,950.00	6,682,139.10	474,876.00	836,640.00		5,370,623.1
6	97.0%	13,349,140.00	6,647,871.72	474,876.00	836,640.00		5,336,355.7
7	96.5%	13,280,330.00	6,613,604.34	474,876.00	836,640.00		5,302,088.3
8	96.0%	13,211,520.00	6,579,336.96	474,876.00	836,640.00		5,267,821.0
9	95.5%	13,142,710.00	6,545,069.58	474,876.00	836,640.00		5,233,553.6
10	95.0%	13,073,900.00	6,510,802.20	474,876.00	836,640.00		5,199,286.2
11	94.5%	13,005,090.00	6,476,534.82	474,876.00	836,640.00		5,165,018.8
12	94.0%	12,936,280.00	6,442,267.44	474,876.00	836,640.00		5,130,751.4
13	93.5%	12,867,470.00	6,408,000.06	474,876.00	836,640.00		5,096,484.1
14	93.0%	12,798,660.00	6,373,732.68	474,876.00	836,640.00		5,062,216.7
15	92.5%	12,729,850.00	6,339,465.30	474,876.00	836,640.00		5,027,949.3
16	92.0%	12,661,040.00	6,305,197.92	474,876.00	836,640.00		4,993,681.9
17	91.5%	12,592,230.00	6,270,930.54	474,876.00	836,640.00		4,959,414.5
18	91.0%	12,523,420.00	6,236,663.16	474,876.00	836,640.00		4,925,147.2
19	90.5%	12,454,610.00	6,202,395.78	474,876.00	836,640.00		4,890,879.8
20	90.0%	12,385,800.00	6,168,128.40	474,876.00	836,640.00	22,672,495.1	27,529,107.5
FLUX NET DE NUMERAR ACTUALIZAT LEI							73,808,109.0
INVESTITIE INITIALA LEI							88,649,550.00
VANF/C AL PROIECTULUI							- 14,841,441.00

Cheltuieli:

Pentru determinarea viabilității financiare a proiectului, pentru Varianta A s-a derulat o proiecție a fluxurilor reale de numerar, neactualizate, pentru care s-au luat în considerare următoarele ipoteze:

- Finanțarea investiției inițiale din finanțare acordată în cadrul grupului (resurse proprii) în sumă de 39 Mil lei (echivalent a 7,831 mii EUR);
- Finanțare publică a investiției inițiale în sumă de 14,137,7 mii lei (echivalentul a 2,839 mii EUR).

Proiecția fluxurilor reale de numerar obținută se prezintă în tabelul următor:

ANUL DE FUNCȚIONARE	SOLD INITIAL AL PERIOADEI LEI	FLUX DE NUMERAR DIN VÂNZARE /DECONTARE INTERNĂ (LEI 498/MW)	CHELTUIELI ANUALE - SALARII	CHELTUIELI ANUALE - MENTENANȚĂ	FLUX NET DE NUMERAR DIN EXPLOATARE	CONTRIBUTIE PROPRIE - SURSE INTERNE	CONTRIBUTIE FINANȚARE PUBLICĂ	Rambursare finanțare intragrup	Dobândă finanțare intragrup 3.5%	FLUX NUMERAR DIN ACTIV. FINANȚARE	COSTURI LUCRĂRI INVESTITIE /ÎNLOCUIRE ECHIPAMENTE	NUMERAR LA FINELE PERIOADEI
0	-				-	39,000,000	14,137,722			53,137,722	53,133,430	4,292
1	4,292	6,529,335	474,876	879,667	5,174,792			3,500,000	1,365,000	- 4,865,000		314,084
2	314,084	6,496,525	474,876	879,667	5,141,981			3,500,000	1,242,500	- 4,742,500		713,565
3	713,565	6,463,714	474,876	879,667	5,109,171			3,500,000	1,120,000	- 4,620,000		1,202,736
4	1,202,736	6,430,903	474,876	879,667	5,076,360			3,500,000	997,500	- 4,497,500		1,781,596
5	1,781,596	6,398,092	474,876	879,667	5,043,549			3,500,000	875,000	- 4,375,000		2,450,145
6	2,450,145	6,365,282	474,876	879,667	5,010,738			3,500,000	752,500	- 4,252,500		3,208,383
7	3,208,383	6,332,471	474,876	879,667	4,977,928			3,500,000	630,000	- 4,130,000		4,056,311
8	4,056,311	6,299,660	474,876	879,667	4,945,117			3,500,000	507,500	- 4,007,500		4,993,928
9	4,993,928	6,266,849	474,876	879,667	4,912,306			3,500,000	385,000	- 3,885,000		6,021,234
10	6,021,234	6,234,039	474,876	879,667	4,879,496			3,500,000	262,500	- 3,762,500		7,138,230
11	7,138,230	6,201,228	474,876	879,667	4,846,685			3,500,000	140,000	- 3,640,000		8,344,915
12	8,344,915	6,168,417	474,876	879,667	4,813,874			500,000	17,500	- 517,500		12,641,289
13	12,641,289	6,135,607	474,876	879,667	4,781,063					-		17,422,352
14	17,422,352	6,102,796	474,876	879,667	4,748,253					-		22,170,605
15	22,170,605	6,069,985	474,876	879,667	4,715,442					-		26,886,046
16	26,886,046	6,037,174	474,876	879,667	4,682,631					-		31,568,678
17	31,568,678	6,004,364	474,876	879,667	4,649,820					-		36,218,498
18	36,218,498	5,971,553	474,876	879,667	4,617,010					-		40,835,508
19	40,835,508	5,938,742	474,876	879,667	4,584,199					-		45,419,707
20	45,419,707	5,905,931	474,876	879,667	4,551,388					-		49,971,095

- Se observă că fluxurile de numerar nete cumulate neactualizate sunt pozitive pe toată durata de proiecție și vor permite susținerea tuturor cheltuielilor de operare și funcționare a investiției, precum și orice alte obligații financiare asumate.

4.8. Analiza de riscuri si măsuri de prevenire/diminuare a riscurilor

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

Risc	Probabilitate de apariție	Măsuri
Riscuri tehnice		
Potențiale de modificare ale soluției tehnice	Scăzut	- asistenta tehnică din partea proiectantului pe perioada execuției proiectului; - acoperirea cheltuielilor cu noua soluție 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 cerințe care să asigure performanța tehnică și financiară a firmei contractante (personal suficient, lucrările similare realizate etc.); - impunerea unor clauze contractuale preventive în contractul de lucrări: penalizări, garanții de bună execuție etc.

Nerespectarea clauzelor contractuale unor contractanți / subcontractanți	Scăzut	- stipularea de garanții de buna execuție și penalități în contractele comerciale încheiate cu societăți contractante.
Riscuri organizatorice		
Neasumarea unor sarcini și responsabilități în cadrul echipei de proiect	Scăzut	- stabilirea responsabilităților membrilor echipei de proiect prin realizarea unor fișe 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. - Urmărirea indeaproape a statusului comenzilor si pastrarea unei relatii stranse cu furnizorii.
Riscuri financiare si economice		
Capacitatea insuficientă de finantare și cofinantare la timp a investiției	Mediu	- alocarea și rezervarea bugetului integral necesar realizării proiectului în bugetul consiliului local.
Creșterea inflației	Mediu	- realizarea bugetului în funcție de preturile existente pe piață; - cheltuielile generate de creșterea inflației 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. - Contracte de mentenanta pe termen lung.
Riscuri externe		
Riscuri de mediu: - condițiile de climă și temperatură nefavorabile efectuării unor categorii lucrări	Mediu	- planificare corespunzătoare a lucrărilor; - alegerea unor soluții de execuție care să țină cont cu prioritate de condițiile 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 tehnologiile utilizate conduc la un risc de accident minor - Incheierea de polite de asigurare de viata.
Riscurile pentru sanatatea umana de exemplu, din cauza contaminarii apei sau a poluarii atmosferice:	Scăzut	- Managementu 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.
Riscuri politice: - schimbarea conducerii companiei	Scăzut	- Proiectul devine obligație contractuală din momentul semnării contractului. Nerespectarea acestuia este sancționată conform legii.

Prețul de achiziție al modulelor fotovoltaice are impactul cel mai important asupra proiectului.
La creșterea costului achiziției modulelor fotovoltaice, componenta esențială a centralei, cu 16%,

investiția nu mai este viabilă economic. Acest risc poată să apară, conjunctural, la o criză a prețului petrolului și implicit a energiei electrice, având în vedere că la producerea siliciului se consumă multă energie. De asemenea, negocierea prețului de achiziție trebuie să fie în bugetul alocat.

Riscul de operare este generat fie de o proiectare defectuoasă, fie de achiziția unor module fotovoltaice de la un producător puțin credibil, fie de execuția defectuoasă a lucrărilor de montaj. În cele mai multe situații, fabricanții de module fotovoltaice au livrat puteri mai mici decât cele prevăzute în contract, deși valorile nominale înscrise în fișele tehnice erau în limite acceptabile. Riscul se poate evita cu un caiet de sarcini bine întocmit și control de calitate și cantitate sever. La montaj, personalul tehnic de specialitate trebuie să fie bine instruit ca să poată face selecția potrivită a modulelor la alcătuirea șirurilor serie și apoi legarea în paralel a șirurilor de module. Dacă puterea nominală este mai mică cu 9,5%, investiția nu mai este justificată economic.

Costurile de operare sunt extrem de mici la tehnologia fotovoltaică, întrucât rata de apariție a defectelor este extrem de scăzută, iar costurile de personal sunt foarte mici, procentual.

Riscul de venit are impact mai mic asupra indicatorilor analizei economice. O tonă de CO₂ economisită la producerea energiei electrice are un impact, la nivel social, relativ constant. Venitul din exploatare are impact asupra viabilității financiare. Riscul de venit/economii este limitat oarecum, întrucât prețul energiei este controlat de ANRE și OPCOM. Riscul de finalizare are impact foarte important asupra justificării economice.

Depășirea termenului de realizare cu 10,5 luni, face proiectul nejustificabil economic. Pentru evitarea riscului, se impune un management eficient al resurselor și urmărirea graficului de execuție a lucrărilor, cu luarea măsurilor corespunzătoare, la momentul potrivit.

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

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

Din punct de vedere tehnic, desi scenariile propuse aduc aproximativ acelasi rezultat, consideram scenariul 1 ca fiind mai buniar din punct de vedere financiar costul de implementare a proiectului fiind mai mic si beneficiile aproximativ egale comparativ cu Scenariul 2

Comparatie financiara		
Indicatori	Varianta A – 13177 MWh	Varianta B – 13762 MWh
Investiție inițială LEI	53,133,430	88,649,550
Flux net de numerar actualizat FNAP	5,013,763	-14,841,441
Flux net de numerar incremental (FNAP – FNAC)	-13,854,606.4	-33,709,810.30
RRF/C înainte de finanțarea EU	2,85 %	1,38 %

Compararea scenariilor din punct de vedere al sustenabilitatii:

Din punct de vedere al sustenabilitatii, ambele scenarii se considera sustenabile.

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.

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

Scenariul recomandat este Scenariul A, acesta avand performante tehnice relativ egale cu Scenariul B factorul de decizie fiind costul investitiei mult mai mic.

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

a) obținerea și amenajarea terenului;

Terenul pe care se propun lucrarile din prezenta documentatie este al investitorului.

Suprafata terenului este de 100 000 mp.

În prezenta documentație au fost tratate exclusiv suprafetele aflate in administrarea beneficiarului, fiind exceptate zonele aflate in administrarea altor instituții și proprietățile private.

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Alimentarea cu apa: nu este cazul

Evacuarea apelor uzate: nu este cazul

Energie termica: nu este cazul

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;

Se poate observa in descrierea tehnica din cap. 3.2.

d) probe tehnologice și teste.

Probe si teste aferente punerii in functiune, referitoare la marimile electrice conform normelor ANRE in vigoare.

5.4. Principalii indicatori tehnico-economici aferenți obiectivului de investiții:

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 totala a obiectivului de investitii pentru scenariul A este de 53,133.43 mii lei fara TVA, respectiv 63,205.13 mii lei cu TVA din care constructii montaj (C+M): 21,847.74 lei fara TVA respectiv 25,998.82 lei cu TVA.

a) 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;

Panouri solare 540W: 17525buc. Invertoare 100kW: 95buc.

Oprimizator de Putere: 8763 buc

Sistem stocare in baterii: KIT CellCube DC-Hardware, 500 kW/ 2000 kWh

Aria totala proiectata pe acoperis si la sol este:100 000mp.

Indicatorii de performanță ai parcului se prezintă astfel:

	Varianta A	Varianta B
I.1 Capacitate suplimentară operațională instalată	9.463 MW	9.463 MW
I.2 Reducerea gazelor cu effect de seră: scăderea anuală estimată (echivalent tone CO ₂)	10294	10751
I.3 Producția brută de energie (mii tep/an)	1133.01	1050.98
I.4 Producția totală de energie (20 ani)	250132.59 MWh	232023.274 MWh

b) indicatori financiari, socioeconomici, de impact, de rezultat/operare, stabiliți în funcție de specificul și țința fiecărui obiectiv de investiții;

Menționarea beneficiilor de natură socială și de mediu este esențială pentru descrierea impactului proiectului asupra comunității beneficiare. Aceste beneficii sunt directe, proiectul reprezentând o consolidare a resurselor energetice de care obiectivul industrial va putea dispune, crearea de noi locuri de muncă legate de funcționarea obiectivului de investiții și îmbunătățirea aspectului vizual al zonei.

c) durata estimată de execuție a obiectivului de investiții

Proiectul va fi executat în termen de 12 luni.

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

Materialele, echipamentele și aparatajul folosit corespund normelor tehnice în vigoare pentru linii electrice aeriene și subterane de joasă tensiune, medie tensiune și înaltă tensiune. Conexiunile între instalația producătorului și RET este controlată în toate situațiile, de întrerupătoare capabile să întrerupă curentul maxim de scurtcircuit în punctul de racordare.

În soluțiile tehnice de racordare s-a ținut seama de următoarele:

- configurația, parametrii tehnici și încărcarea RED și RET din zona analizată;
- parametrii energetici pe care trebuie să îi îndeplinească parcul electric fotovoltaic atât în cazul în care distribuția energiei se face pe medie tensiune cât și pe înaltă tensiune trebuie să se încadreze între parametrii actuali ai rețelelor electrice existente;
- noii parametrii energetici ai unui punct de consum existent care se redefinesc;
- cerințele legale privind zonele de protecție și de siguranță RED și RET coroborate cu condițiile de mediu, dotare tehnico-edilitară și limitele de proprietate;
- parametrii de compatibilitate electromagnetică ai consumatorilor existenți în interacțiune cu cei ai noului consumator (descrierea regimului deformant introdus în rețea de noul producător și a măsurilor de neutralizare a acestora dacă este cazul);
- previzibilitatea obținerii avizelor, acordurilor, autorizațiilor legale necesare pentru ocuparea cu instalații electrice a unui amplasament sau pentru modificarea RET existentă.

- *modul de functionare, în regim insularizat, al producătorului, prin care acesta să asigure numai alimentare cu energie electrică a propriilor instalații de utilizare; Standardul IEEE 519-2014 "Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems" specifică limitele nivelului armonicilor de curent și tensiune în punctul comun de cuplare, cel de delimitare dintre beneficiar și furnizor. Conform acestui standard distorsiunea armonică totală de curent și tensiune este limitată la valoarea de 2.5%.*

Distorsiuni armonice:

- *Armonici totale ale curentului < 2.5%*
- *Armonici totale ale tensiunii < 2.5%*
- *Factor de putere > 0,9*

Mod de contorizare a energiei:

- *contorizarea în toate soluțiile se va face cu ajutorul unui contor electronic cu dublu sens, prin intermediul transformatorilor de curent și tensiune cu posibilitatea transmiterii datelor la distanță, prin soluții conforme Codului de măsurare.*

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.

Finanțarea implementării sistemelor de producere a energiei electrice și/sau termice și reducerea facturilor la energie, se poate face în următoarele moduri:

- Obținerea de finanțare nerambursabilă din fonduri structurale;*
- Finanțare nerambursabilă din fonduri europene;*
- Fonduri proprii și creditare.*

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Nr. 11 din 26.01.2022

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

Extras CF nr. 50544, cu nr. cadastral 64254

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

Autorizație Integrată de Mediu existentă nr. 16, revizuită la data de 20.03.2022.

Cererea pentru evaluarea inițială a proiectului a fost înregistrată cu nr. 5812/18.05.2022 la Agenția de Mediu Maramureș

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților

În lucru

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

In lucru

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

N/A.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Entitatea responsabila cu implementarea investitiei este S.C. Universal Alloy Corporation Europe SRL

Denumirea întreprinderii: UNIVERSAL ALLOY CORPORATION EUROPE SRL

Data înregistrării întreprinderii: 03.01.2008

Nr. de înmatriculare la oficiul registrului comerțului: J24/1/2008

Codul de identificare fiscală: RO23000336

Adresa: sat Dumbrăvița, Comuna Dumbrăvița, nr.244A Jud. Maramureș

Telefon: 0262 202 330, Fax: 0362 418 988

E-mail: office.ro@universalalloy.com

Forma juridică: societate cu răspundere limitata (SRL)

Capitalul social: 40.000 lei

Obiectul principal de activitate: Cod CAEN: 3030 - Fabricarea de aeronave și nave spațiale

Scurta descriere a Grupului

Montana Tech Components AG (MTC) a fost înființată în 2006 de către acționarul său principal dl. Michael Tojner și este un grup tehnologic și inovator de companii producătoare din industrii precum energie, componente pentru industria aerospațială, echipamente pentru industria metalurgică și componente industriale, care se concentrează pe tehnologiile principale selectate și pe inovările de vârf în industriile viitorului, facilitând astfel o creștere accelerată pe piețele globale.

Montana Tech Components AG avea la 31 decembrie 2020 peste 10.689 de angajați în toate filialele sale din lume, localizate în Europa, America de Nord și de Sud și Asia, după cum este prezentat în figura de mai jos.

Figura 1.1-1 Locațiile grupului

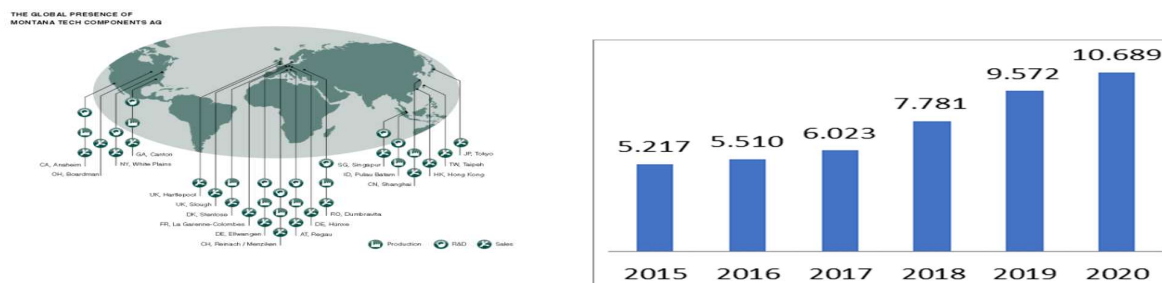


Figura 1.1-2 Angajații la nivel de grup 2015-2020

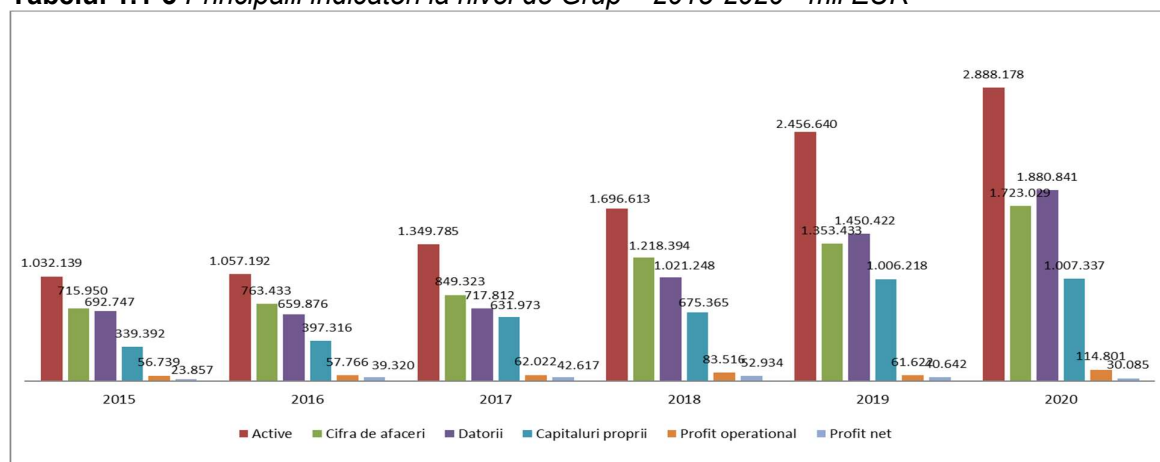
Sursa: Grupul UACE

Legenda: The Global Presence of Montana TechComponents AG = Prezența Globală a Montana TechComponents AG; Production = producție; R&D = cercetare & dezvoltare; Sales = vânzări.

Bilanțul financiar al Montana TechComponents Group arată în mod clar angajamentul pentru creștere și concentrarea pe procese și afaceri cu valoare adăugată. În plus, accentul pe creștere oferă posibilitatea

reinvestirii capitalului generat. Veniturile din dividende nu constituie preocuparea principală a grupului, în stadiul actual de evoluție.

Tabelul 1.1-3 Principalii indicatori la nivel de Grup – 2015-2020 - mii EUR



Sursa: Montana Tech Components AG Consolidated Financial Statements 2015-2020

UACE în România

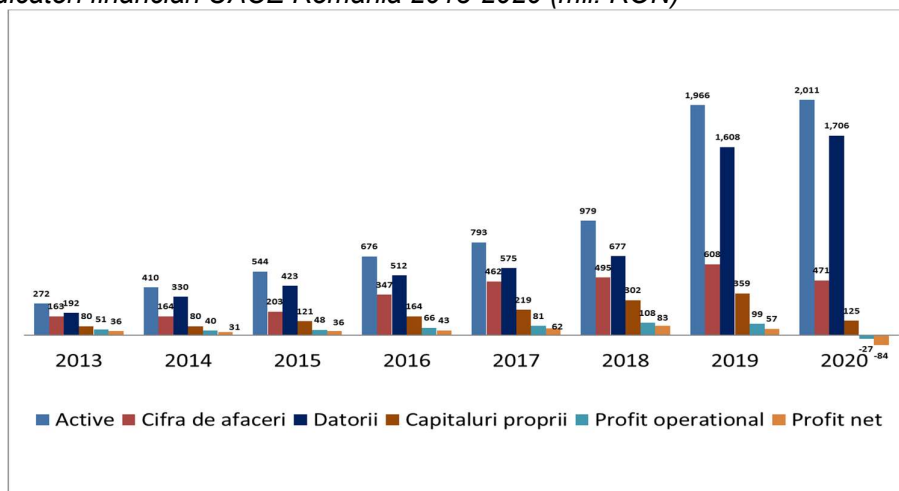
Universal Alloy Corporation Europe(UACE), a fost înființată în anul 2008, și-a început activitatea în România la Dumbrăvița în anul 2010 și este prima fabrică producătoare de profile extrudate dure din aluminiu pentru industria aeronautică dintr-o țară din Europa de Est. UACE produce în prezent o varietate de produse din aluminiu pentru industria aeronautică, precum extruziuni ușoare din aluminiu, extruziuni din titan, extruziuni grele și bare din aluminiu de 6-10 inch, desfășurându-și activitatea în următoarele 3 locații:

- **Dumbrăvița** – prima fabrică din România amplasată în Dumbrăvița, la 14 km sud de Baia Mare, în județul Maramureș pe o suprafață de 100.000 mp, proprietate deținută de companie. Fabrica de la Dumbrăvița produce extruziuni ușoare din aluminiu și bare din aluminiu de mici dimensiuni.
- **Tăuții-Măgherauș** – a doua fabrică situată la aproximativ 22 km de fabrica existentă din Dumbrăvița și la aproximativ 13 km de Baia Mare, cu o suprafață de aproximativ 400.000 mp, unde se produc extruziuni ușoare și componente prelucrate din titan și aluminiu pentru importanți producători din industria aeronautică (Boeing și Airbus).
- **Medieșul Aurit** – în această locație, aflată la aproximativ 42 km de orașul Baia Mare, unde se află o nouă unitate de producție pentru extruziuni grele din aluminiu și bare din aluminiu (investiție în curs de implementare) folosite în industria aeronautică, rezultată în urma unei investiții de aproximativ 47 mil. EUR.

Investițiile UACE în România, au creat un Centru Tehnologic Global de excelență, ce cuprinde următoarele activități: topirea de profile, extrudarea de profile, prelucrarea, tratarea suprafețelor și capacități de asamblare a componentelor. Astfel, prin activitatea curentă fabricile UACE din Dumbrăvița, Tăuții-Măgherauș și Medieșul Aurit, produc prin intermediul celor 5 activități desfășurate următoarele categorii principale de produse din aluminiu și titan: bare din aluminiu 6-17 inch, profile extrudate (ușoare și grele) și componente pentru industria aerospațială (ansambluri de produse).

Principalii indicatori financiari ai UACE România în ultimii cinci ani de activitate, sunt prezentați în figura de mai jos.

Figura 1.3.1-2 Indicatori financiari UACE România 2013-2020 (mil. RON)



Sursă: UACE

În anii 2011, 2012, 2015, 2019 și 2020 UACE a primit premiul "Furnizor de top Airbus" pentru performanțele de calitate și livrare, fiind una dintre cele 8 companii din întreaga lume care a primit acest premiu din partea Airbus. Distincția acordată recunoaște performanțele industriale superioare în domeniul materialelor și structurilor aerospațiale ale companiilor furnizoare. De asemenea, în aprilie 2015 UAC a primit premiul „Furnizorul Anului pentru anul 2014” din partea Boeing, din partea Airbus „Furnizorul Anului pentru anul 2015” și din partea Spirit Aerosystems „Furnizorul Anului pentru anul 2019” pentru performanțe și contribuții excepționale.

S.C. Universal Alloy Corporation Europe SRL va fi unicul investitor pentru implementarea proiectului propus pentru finanțare.

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

Graficul de implementare a investiției cu esalonarea investiției pe ani se prezintă astfel:

Nr. Crt.	ACTIVITATE	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	L10	L11	L12
1	Lucrări de racordare	x	x	x									
2	Livrare echipamente		x	x	x								
3	Montaj sistem fotovoltaic				x	x	x	x	x	x	x		
4	PIF										x		
5	Obținerea certificatului de racordare										x	x	
6	Întocmire raport audit											x	x

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

Se va respecta și actualiza strategia de exploatare/operare conform prevederilor legale în vigoare la momentul recepției lucrărilor și a documentației prezentată de Constructor după finalizarea lucrărilor.

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Pentru implementarea proiectului S.C. Romconstruct A G S.R.L. dispune de o Unitate de Implementare (UIP) formata din:

- 1 Manager proiect – va coordona implementarea proiectului in conformitate cu bugetul si calendarul de implementare propuse in prezentul Studiu si in Formularul de oferta.
Daniel VARZARU - Director de Dezvoltare si Relatii Guvernamentale
- 1 Manager Adjunct - *Nicolae VERDES - Director Tehnic*
- 1 Responsabil financiar – va coordona activitatile necesare eficientizarii activitatii de contabilitate si raportare financiara catre directorul executiv, finantatori si parteneri
Simona BRANDUSE - Manager Financiar Contabil
- 1 Responsabil achizitii – va coordona activitatile necesare eficientizarii activitatii de contabilitate si raportare financiara catre directorul executiv, finantatori si parteneri
- 1 Responsabil tehnic – cadru tehnic (instalator acreditat ANRE) care va coordona impelmentarea sistemului de productie a energiei regenerabile cf. proiectului propus

8. Concluzii și recomandări

Centrala fotovoltaică va avea o putere nominală de 9.463 MWp ce va fi instalată pe un teren privat aparținând de S.C. Universal Alloy Corporation Europe S.R.L.

- Panouri fotovoltaice să fie din siliciu monocristalin, care au un randament de conversie mai mare de 13,5%, echipate cu diode de bypass;
- Modulele fotovoltaice vor fi de tip monocristalin cu o putere de 540 Wp pentru a asigura necesarul de energie;
- Centrala va fi formată din sisteme mobile de fixare a panourilor solare montat pe acoperis si la sol.
- Invertoarele pentru conversia curentului electric din curent continuu, în curent alternativ, sunt trifazate cu puterea de 100 kW (95 de invertoare). În plus pentru montarea și înlocuirea acestora necesită efort și costuri minime. Acestea vor fi de cea mai bună calitate și vor avea un randament mai mare de 93%.
- Vor fi montate un nr de 8763 optimizatoare de putere.
- Cazurile de umbră vor fi evitate prin poziționarea structurilor la o distanță de 4 m una față de celălalt și la o distanță minimă de 1 m de gard. Calculele au fost efectuate pentru înălțimea minimă a soarelui la zenit (18,5) pe parcursul întregului an, înălțime minimă ce se obține în timpul solstițiului de iarnă la 22 decembrie;
- Ramele modulelor fotovoltaice trebuie să fie rigide pentru a evita ruperea sau spargerea acestora prin tensionare;
- Suprafața este protejată cu paratrăsnete, conform normelor CEI;
- Centrala fotovoltaică are o clădire în care sunt montate aparatele de comutație, sistemul de achiziție a datelor, de monitorizare a centralei, un birou, un atelier și o magazie. Clădirea este poziționată în partea de nord a centralei.
- Centrala are 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 a arhiva evoluția datelor parametrilor;
- Centrala este 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 structurile de montare pentru asigurarea mentenanței corespunzătoare iar în cazul unei defecțiuni să se poată interveni cu promptitudine;

Impactul asupra mediului:

Proiectul nu va prezenta niciun impact semnificativ pentru mediul înconjurător la locul amplasării. Impactul vizual asupra comunităților locale va fi, de asemenea, neglijabil. Situl este suficient de departe de orice așezări din zonă, situate la mai mult de 1 km de cea mai apropiată locuință.

Centrala fotovoltaică nu reprezintă prin construcție sau operare o sursă de poluare a apelor sau a aerului sau o sursă de poluare cu radiații. Întreaga activitate de construcție și exploatare a centralei fotovoltaice se va încadra în limitele principiului Declarației de la Stockholm, în sensul că activitatea nu va produce pagube mediului.

Realizarea proiectului și funcționarea centralei fotovoltaice nu produc fenomene cu impact negativ în ceea ce privește aspectele de mediu definitorii precum populația, flora, fauna, solul, apa, aerul. Întrucât centrala nu generează niciun tip de poluant gazos, lichid, solid ori pulverulent, prezența acesteia nu va afecta ecosistemele acvatic și terestre din zonă.

Pentru echipamentele utilizate în cadrul acestui proiect se impun următoarele cerințe tehnice, cf. Ghiului solicitantului programului de finanțare PNRR – C6 – I1 – Sprijinirea investițiilor în noi capacități de producere a energiei electrice din surse regenerabile.

a. Eficiența panourilor trebuie să fie:

- > 19% pentru panouri monocristaline din siliciu;

Panouri fotovoltaice Axiltec AXIpremium XXL HC – eficiența 20.89% - **CONFORM**

- > 18% pentru panouri policristaline din siliciu;
- > 12% pentru panouri subțiri sau semitransparente;

b. Condiții standard de testare (STC):

- radiație solară 1000 W/m²; - CONFORM
- masa aerului AM 1,5; - CONFORM
- temperatura celulei 25°C. – CONFORM

c. Invertoare:

- conforme cu prevederile Ordinelor ANRE nr. 228/2018 și nr. 132/2020; - CONFORM
- eficiență europeană: > 97% - SE100K 98.1% - CONFORM

d. Sisteme de stocare:

- Fără tehnologii pe bază de plumb, NiCd sau NiMH – CellCube DC-Hardware – CONFORM

Proiectat
Ing. Vicentiu DRAGAN

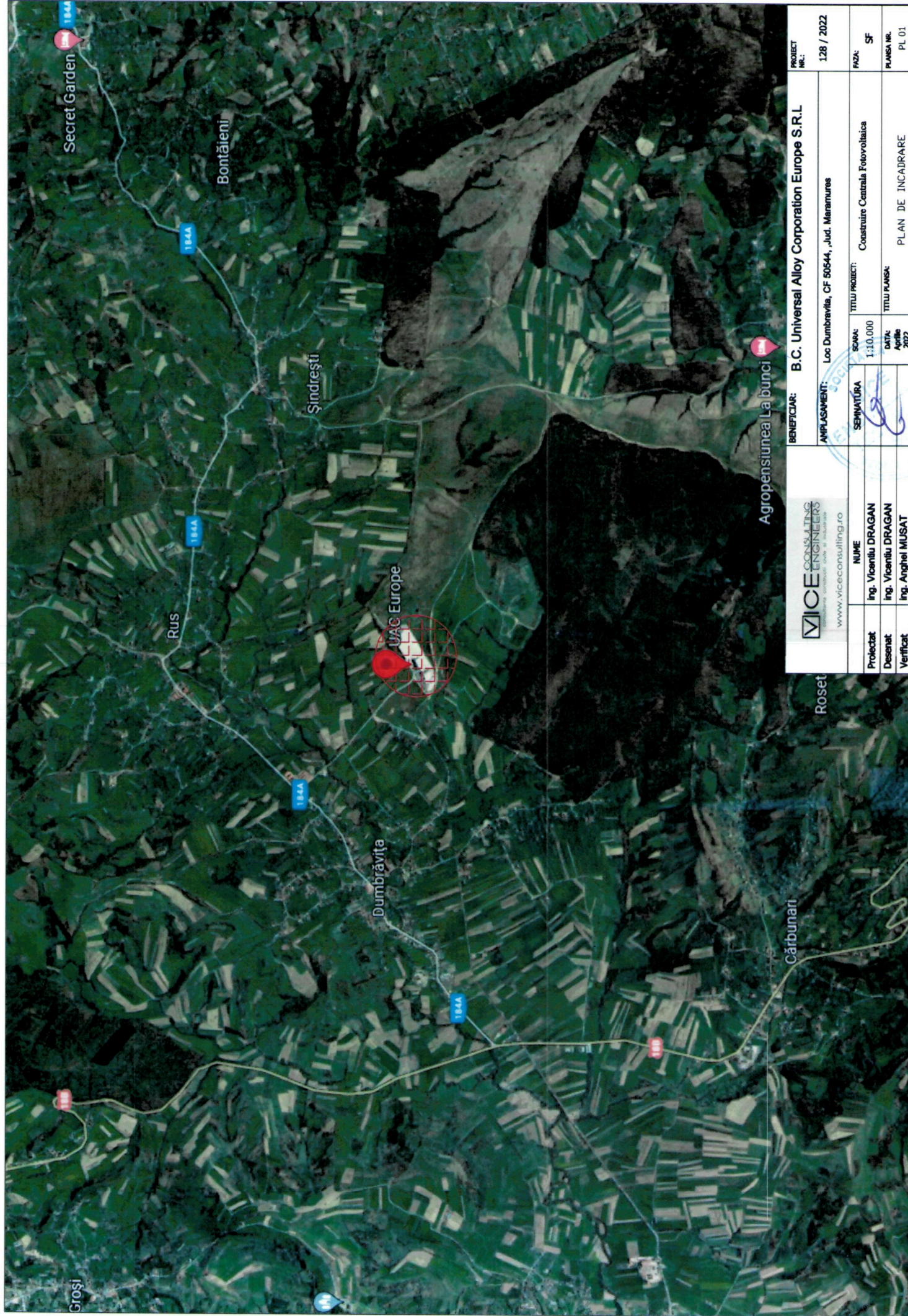


Proiect **UAC**
Locatie **Dumbravita**

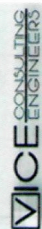
		VAR A	VAR B
Prod Proiectata		13177	13762
AN 0		13177	13762
An 1	0,50%	13111,115	13693,19
An 2	0,50%	13045,55943	13624,72405
An 3	0,50%	12980,33163	13556,60043
An 4	0,50%	12915,42997	13488,81743
An 5	0,50%	12850,85282	13421,37334
An 6	0,50%	12786,59856	13354,26647
An 7	0,50%	12722,66556	13287,49514
An 8	0,50%	12659,05224	13221,05767
An 9	0,50%	12595,75697	13154,95238
An 10	0,50%	12532,77819	13089,17762
An 11	0,50%	12470,1143	13023,73173
An 12	0,50%	12407,76373	12958,61307
An 13	0,50%	12345,72491	12893,82
An 14	0,50%	12283,99628	12829,3509
An 15	0,50%	12222,5763	12765,20415
An 16	0,50%	12161,46342	12701,37813
An 17	0,50%	12100,6561	12637,87124
An 18	0,50%	12040,15282	12574,68188
An 19	0,50%	11979,95206	12511,80847
An 20	0,50%	11920,0523	12449,24943
TOTAL PROD	20 ani	250132,5926	261237,3635 MWh

Producția brută de energie (mii tep/an)	1133,018	1183,319003 TEP/an	VAR A	VAR B
Reducerea gazelor cu effect de seră: scăderea Total estimată pe o perioada de 20 ani (echivalent tone CO2)			154506,9	161366,3
Reducerea gazelor cu effect de seră: scăderea anuală estimată (echivalent tone CO2)			8139,433	8500,787





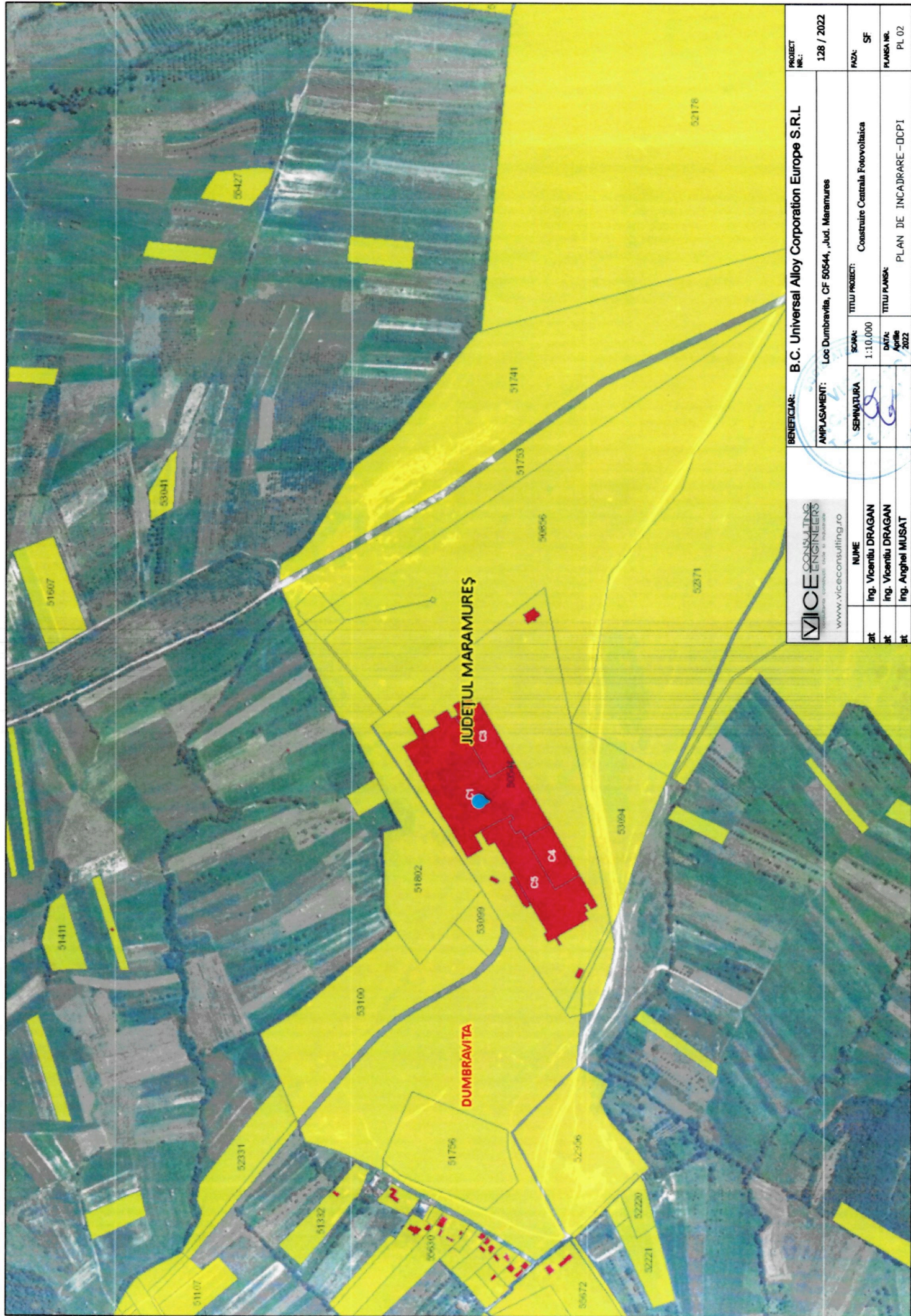
BENEFICIAR: B.C. Universal Alloy Corporation Europe S.R.L.		PROJECT NR.: 128 / 2022	
AMPLASAMENT: Loc Dumbrăvița, CF 50544, Jud. Maramureș			
PROIECTAT	SEMNAȚURA	SCALA: 1:10.000	TITLU PROIECT: Construire Centrală Fotovoltaică
DESENAT	DATA: Aprilie 2022	TITLU PLANȘA: PLAN DE ÎNCADRARE	PLAȘA NR. PL 01
VERIFICAT			



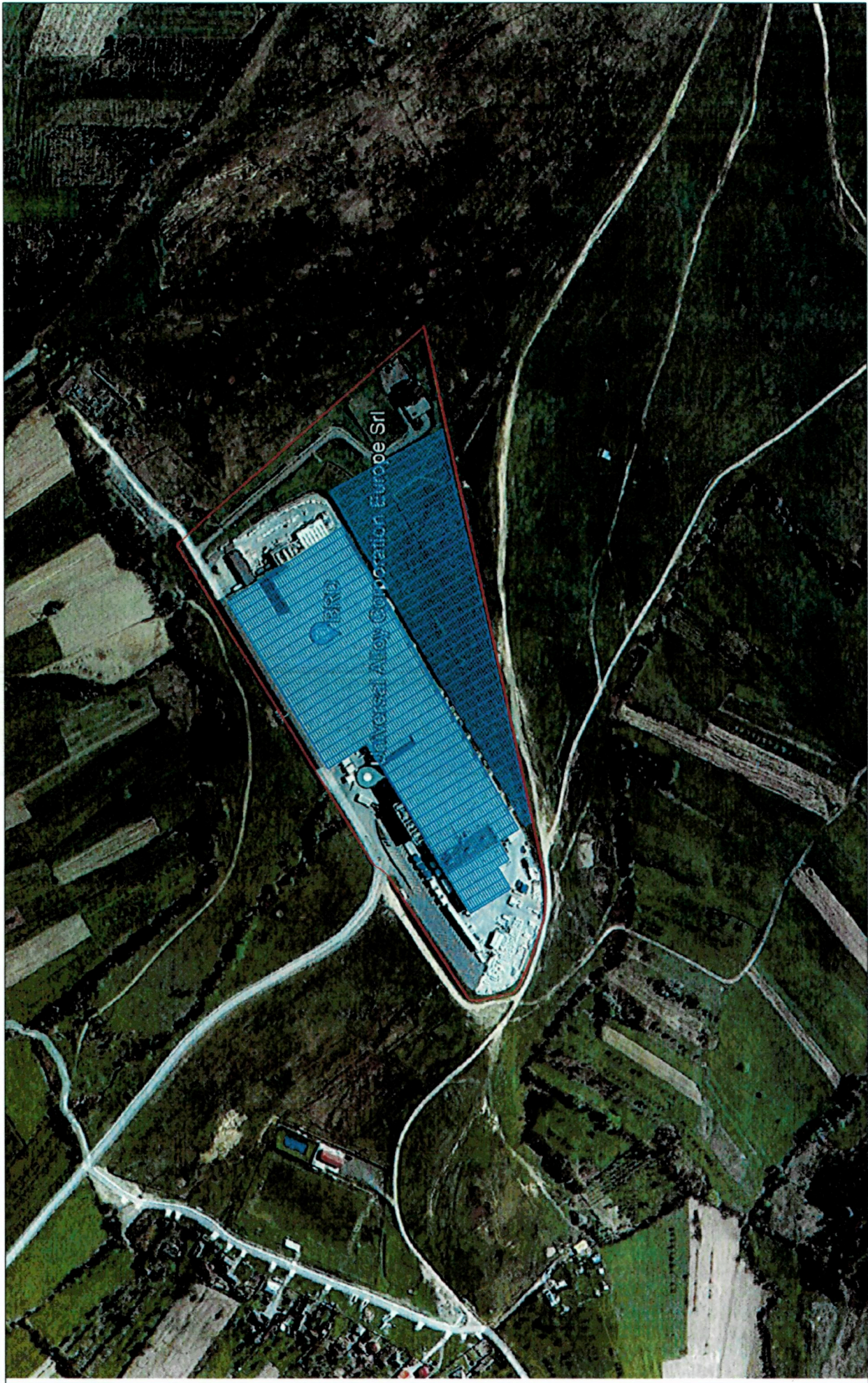
www.viceconsulting.ro

NUME	PROIECTAT
Ing. Vicențiu DRAGAN	
Ing. Vicențiu DRAGAN	
Ing. Anghel MUSAT	

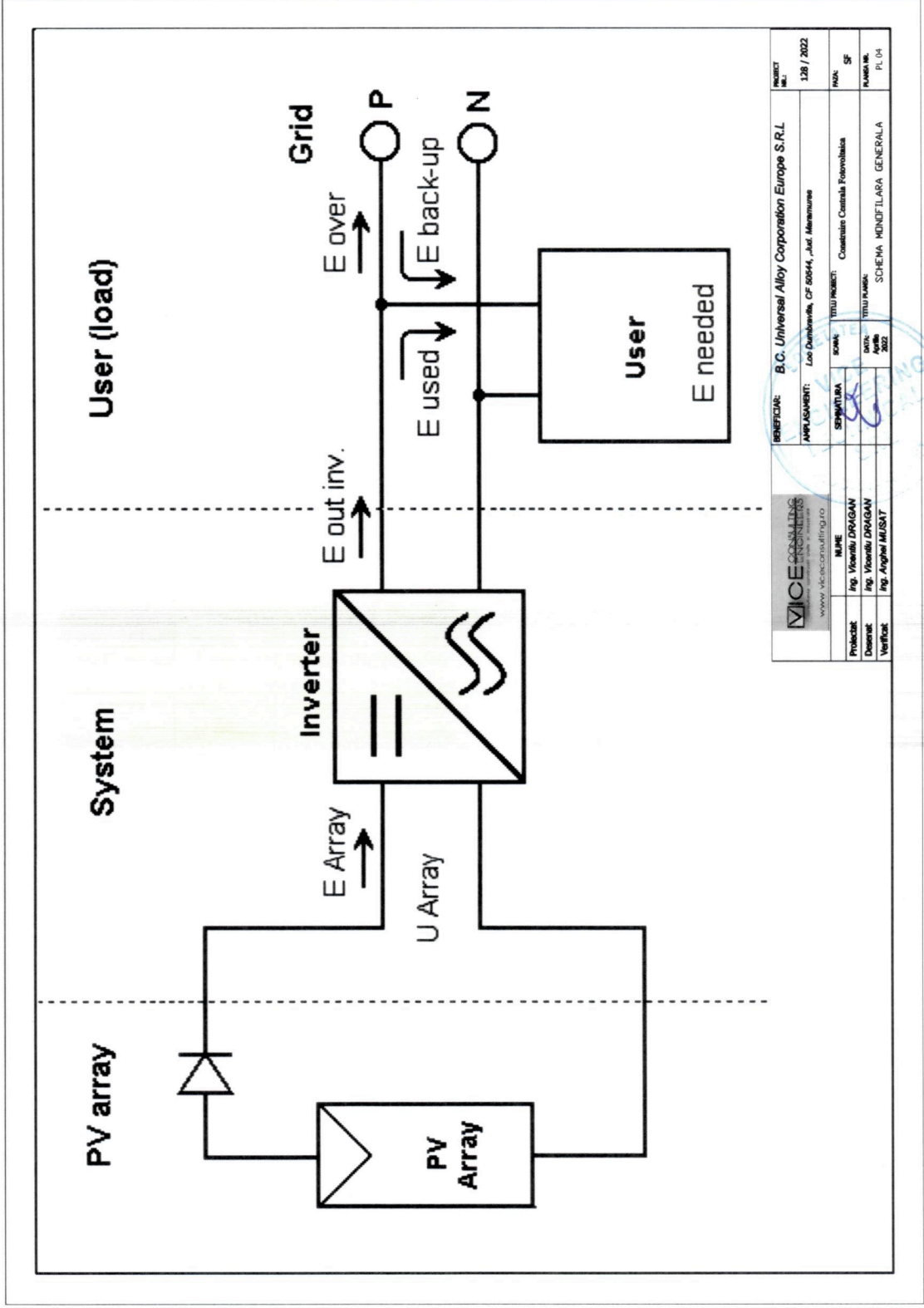
Roset



BENEFICIAR: B.C. Universal Alloy Corporation Europe S.R.L.		PROJECT NR.: 128 / 2022	
AMPLASAMENT: Loc Dumbravita, CF 50544, Jud. Maramures		FAZA: SF	
SEMNATURA		TITLU PROIECT: Construire Centrala Fotovoltaica	
SCALA: 1:10.000		PLANSĂ NR. PL 02	
DATA: Aprilie 2022		TITLU PLANSĂ: PLAN DE INCADRARE - OCPI	
NUME		Ing. Vicentiu DRAGAN	
Ing. Vicentiu DRAGAN		Ing. Vicentiu DRAGAN	
Ing. Anghel MUSAT		Ing. Anghel MUSAT	



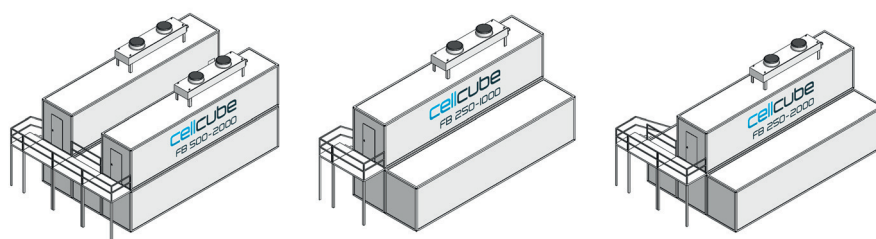
B.C. Universal Alloy Corporation Europe S.R.L		PROJECT NR.: 128 / 2022	
AMPLASAMENT: Loc Dumbravita, CF 50544, Jud. Mearamures			
PROIECTAT	NUME	SCALA: 1:10.000	TITLU PROIECT: Construire Centrala Fotovoltaica
DENESAT	Ing. Vicentiu DRAGAN	DATA: Aprilie 2022	TITLU PLANSA: PLAN DE SITUATIE
VERIFICAT	Ing. Anghel MUSAT		PLANSA NR. PL 03



BENEFICIAR: B.C. Universal Alloy Corporation Europe S.R.L.		PROJECT NO.:	128 / 2022
APPROVAL: Loc. Dumbrăvești, CF 50044 „Județ. Mehedința			
SEMPERITURA		SOME: TITIU PUMBA	DATA: 12/01/2022
Projectat: Ing. Viorel DRAGAN		PANA: SF	
Desenat: Ing. Viorel DRAGAN		PANA NR.:	
Verificat: Ing. Anghel MUSA		PL. 04	

DATA SHEET

FB 250 / FB 500 Series Release 4.00



TECHNICAL DATA	FB 500-2000	FB 250-1000	FB 250-2000
----------------	-------------	-------------	-------------

Power and energy¹

Rated charge / discharge power	468 / 532 kW	234 / 266 kW	
Max charge / discharge power	936 / 798 kW	468 / 399 kW	
Capacity ² @ rated power	2,128 kWh	1,064 kWh	2,128 kWh
Typ. number of cycles	> 20,000 @ 100% discharge		

DC connections

DC voltage range	530 ... 910 V		
Max. DC current	2x 762 A	762 A	

Auxiliary supply

AC connection	400 V, 50 Hz / 60 Hz, 3P+N+PE, TN-S-grid		
Self-consumption (max. / average)	40 kVA / 16 kVA	20 kVA / 8 kVA	

Discharge time at % of rated power³

150%	2 hours @ 798 kW	2 hours @ 399 kW	4 hours @ 399 kW
100%	4 hours @ 532 kW	4 hours @ 266 kW	8 hours @ 266 kW
50%	10 hours @ 266 kW	10 hours @ 133 kW	20 hours @ 133 kW

Time to recharge after discharge of rated energy

Up to 200% of rated power	5.0 hours	5.0 hours	10.0 hours
Up to 100% of rated power	6.3 hours	6.3 hours	13 hours

Noise emission

Sound pressure level (distance 10 m)	< 45 dB(A)		
--------------------------------------	------------	--	--

Standards and codes

IEC/EN 62932, UL 1973 (pending)

¹ Data enable CellCube auxiliary supply and compensate AC-efficiency-losses (assumed efficiency = 96.8%)

² All data measured at an electrolyte temperature of 30°C (86 °F)

³ Approximate discharge time (starting from SoC=100%) at continuous power.

Actual times may vary depending on operating conditions. Remaining energy capacity delivered at derated power.

TECHNICAL DATA

FB 500-2000

FB 250-1000

FB 250-2000

Mechanical data

Enclosure type	40' ISO HC-containers		
Footprint (w/o stairs) L x W	12.2 m x 4.9 m (40.0 ft x 16.1 ft)	12.2 m x 4.9 m (40.0 ft x 16.1 ft)	12.2 m x 7.4 m (40.0 ft x 24.3 ft)
Height w/o cooling system	5.9 m (19.4 ft)		
Height with cooling system	7.5 m (24.6 ft)		

Weight empty

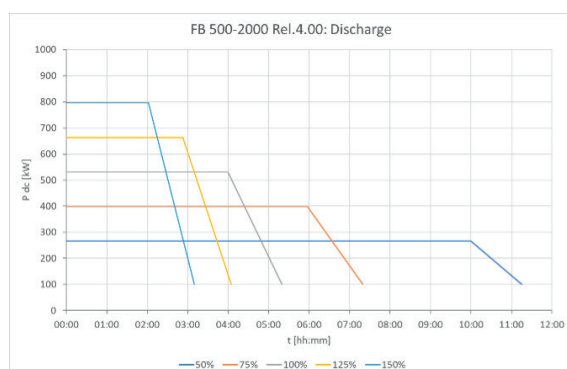
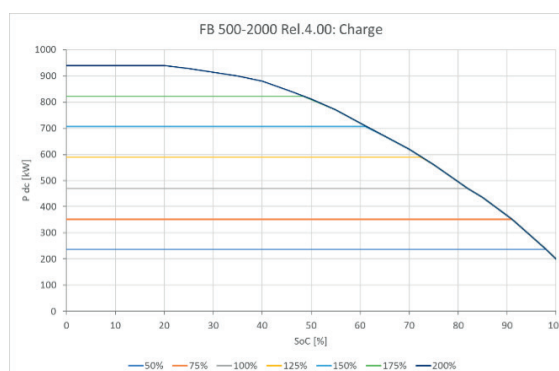
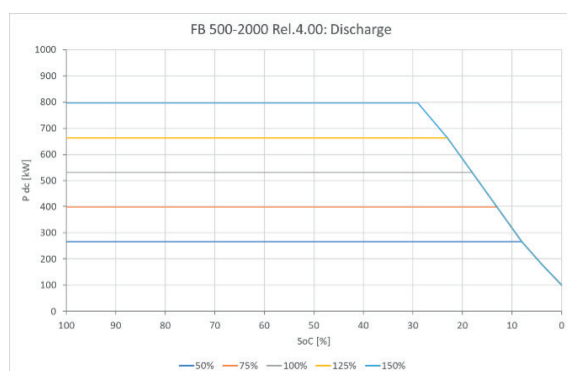
Power unit	2x 20 t (2x 44,000 lbs)	20 t (44,000 lbs)	20 t (44,000 lbs)
Energy unit	3x 10 t (3x 22,000 lbs)	2x 10 t (2x 22,000 lbs)	3x 10 t (3x 22,000 lbs)

Weight filled with electrolyte

Power unit	2x 20 t (2x 44,000 lbs)	20 t (44,000 lbs)	20 t (44,000 lbs)
Energy unit	3x 75 t (3x 165,000 lbs)	40 t + 75 t (88,000 lbs + 165,000)	3x 75 t (3x 165,000 lbs)
Protection rating	IP 54 / NEMA 3		
Ambient temperature (storage and operation) ⁴	Average daily temperature from -15 °C to + 45 °C (+5 °F to 113 °F)		

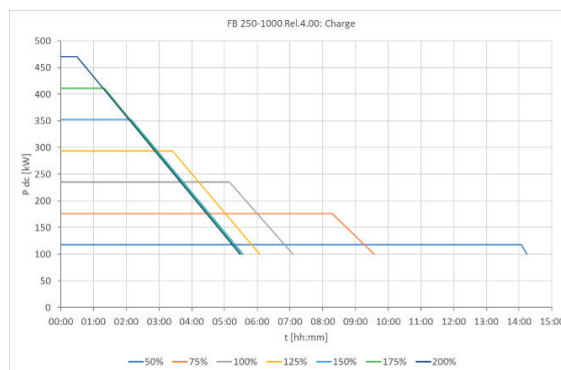
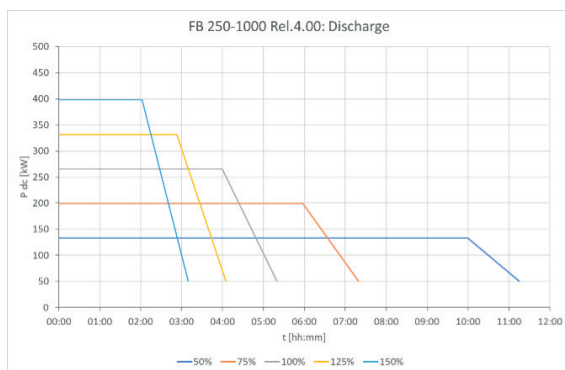
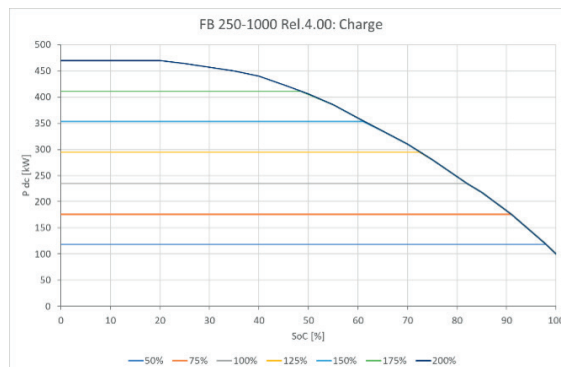
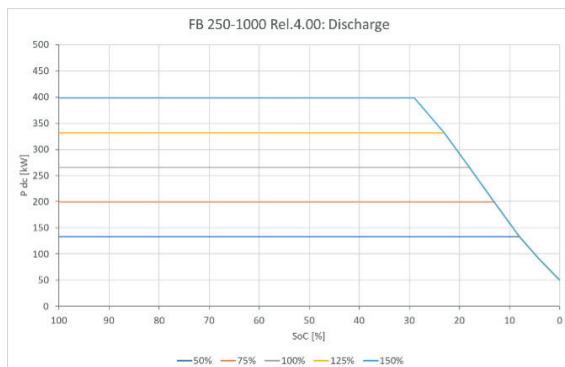
CHARACTERISTICS

FB 500-2000

⁴ active temperature management system is also available for extended climate conditions

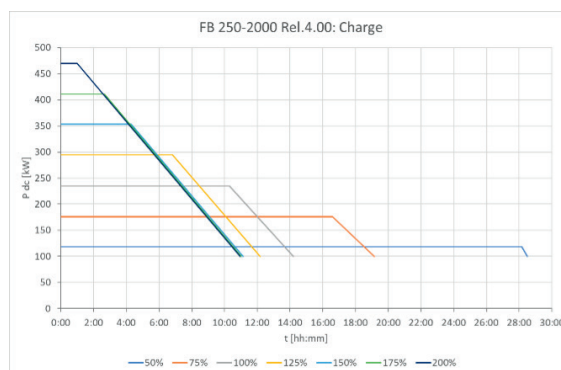
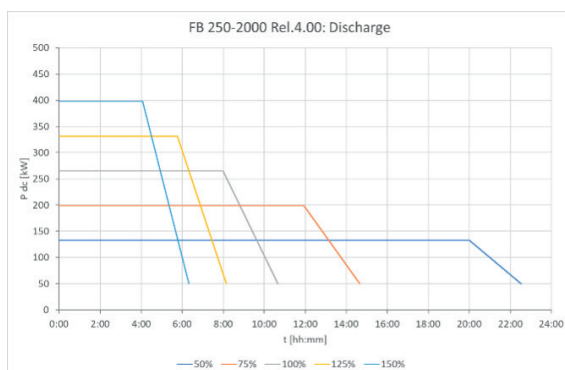
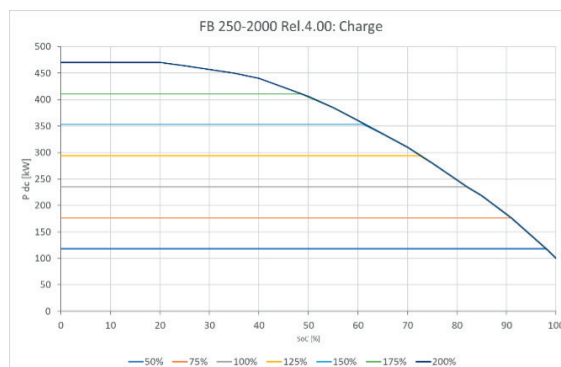
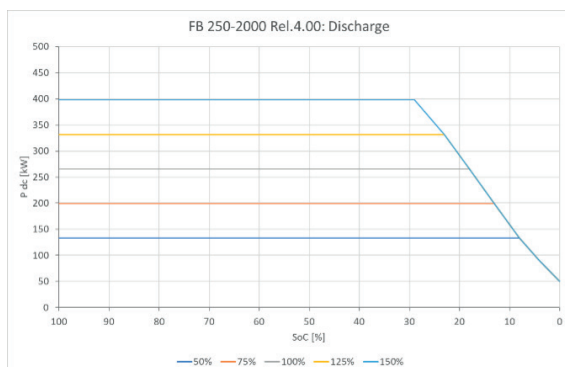
CHARACTERISTICS

FB 250-1000



CHARACTERISTICS

FB 250-2000



Three Phase Inverters with Synergy Technology for the 277/480V Grid

SE66.6K / SE100K



INVERTERS

Specifically designed to work with power optimizers

- Easy two-person installation – each unit mounted separately, equipped with cables for simple connection between units
- Balance of System and labor reduction compared to using multiple smaller string inverters
- Independent operation of each unit enables higher uptime and easy serviceability
- No wasted ground area: wall/rail mounted or horizontally mounted under the modules (10° inclination)
- Built-in module-level monitoring with Ethernet or cellular GSM
- Fixed voltage inverter for superior efficiency (98.1%) and longer strings
- Integrated Connection Unit with optional integrated DC Safety Switch – eliminates the need for external DC isolators
- Built-in RS485 Surge Protection, to better withstand lightning events
- Advanced safety features - integrated arc fault protection and rapid shutdown

Three Phase Inverter with Synergy Technology for the 277/480V Grid

SE66.6K / SE100K

SE66.6K		SE100K	
OUTPUT			
Rated AC Power Output	66600	100000	VA
Maximum AC Power Output	66600	100000	VA
AC Output Voltage — Line to Line / Line to Neutral (Nominal)	480/277		Vac
AC Output Voltage — Line to Line Range; Line to Neutral Range	432 - 528 / 249.3 - 304.7		Vac
AC Frequency	50/60 ± 5		Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase) @277V	80	120	A
Grids Supported — Three Phase	3 / N / PE (WYE with Neutral)		V
Maximum Residual Current Injection ⁽¹⁾	250 per unit		mA
Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	Yes		
INPUT			
Maximum DC Power (Module STC), Inverter / Unit	90000 / 45000	135000 / 45000	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes		
Maximum Input Voltage	1000		Vdc
Nominal DC Input Voltage	850		Vdc
Maximum Input Current	80	120	Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes		
Ground-Fault Isolation Detection	350kΩ Sensitivity per Unit ⁽²⁾		
Maximum Inverter Efficiency	98.1		%
European Weighted Efficiency	98		%
Nighttime Power Consumption	< 12		W
ADDITIONAL FEATURES			
Supported Communication Interfaces ⁽³⁾	RS485, Ethernet, GSM plug-in (optional)		
RS485 Surge Protection	Built-in		
Rapid Shutdown	Optional ⁽⁴⁾ (Automatic upon AC Grid Disconnect)		
CONNECTION UNIT			
DC Disconnect (optional)	1000V / 2 x 40A	1000V / 3 x 40A	
STANDARD COMPLIANCE			
Safety	IEC-62109, AS3100		
Grid Connection Standards ⁽⁵⁾	VDE-AR-N-4105, G59/3, AS-4777,EN 50438 , CEI-021,VDE 0126-1-1, CEI-016, BDEW		
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 , IEC61000-3-11, IEC61000-3-12		
RoHS	Yes		
INSTALLATION SPECIFICATIONS			
Number of units	2	3	
AC Output Cable	Cable gland — diameter 22-32; PE gland diameter 10-16	Cable gland — diameter 20-38; PE gland diameter 10-16	mm
DC Input ⁽⁶⁾	6 strings, 4-10mm² DC wire, gland outer diameter 5-10mm / 3 MC4 pairs per unit	9 strings, 4-10mm² DC wire, gland outer diameter 5-10mm / 3 MC4 pairs per unit	
AC Output Wire	Aluminum or Copper; L, N: Up to 70, PE: Up to 35	Aluminum or Copper; L, N: Up to 95, PE: Up to 50	mm²
Dimensions (H x W x D)	Primary Unit: 940 x 315 x 260; Secondary Unit: 540 x 315 x 260		mm
Weight	Primary Unit: 48; Secondary Unit 45		kg
Operating Temperature Range	-40 to +60 ⁽⁷⁾		°C
Cooling	Fan (user replaceable)		
Noise	< 60		dBA
Protection Rating	IP65 — Outdoor and Indoor		
Mounting	Bracket provided		

⁽¹⁾ If an external RCD is required, its trip value must be ≥ 300mA per unit (≥ 600mA for SE66.6K; ≥ 900mA for SE100K)

⁽²⁾ Where permitted by local regulations

⁽³⁾ Refer to Datasheets -> Communications category on Downloads page for specifications of optional communication options: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

⁽⁴⁾ Inverter with rapid shutdown part number: SE100K-RWRP0BNU4; Available for SE100K

⁽⁵⁾ For all standards refer to Certifications category on Downloads page: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

⁽⁶⁾ The DC input type, MC4 or glands, and DC switch depends on the part number ordered. Inverter with glands and DC switch P/N: SExxK-xx0P0BNG4, inverter with glands and without DC switch P/N: SExxKxx0P0BNA4, inverter with MC4 and with DC switch P/N: SExxK-xx0P0BNU4, inverter with MC4 and without DC switch P/N: SExxK-xx0P0BNU4

⁽⁷⁾ For power de-rating information refer to: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>



525 - 545 Wp

AXITEC
high quality german solar brand

AXIpremium XXL HC

High performance solar module
144 halfcell, monocrystalline

The advantages:



15 years Manufacturer's warranty



High module performance through
Half-Cut-technology and selected materials



Guaranteed positive power tolerance
from 0-5 Wp by individual measurement



100 % visual electroluminescence inspection
in production



High stability due to innovative frame design

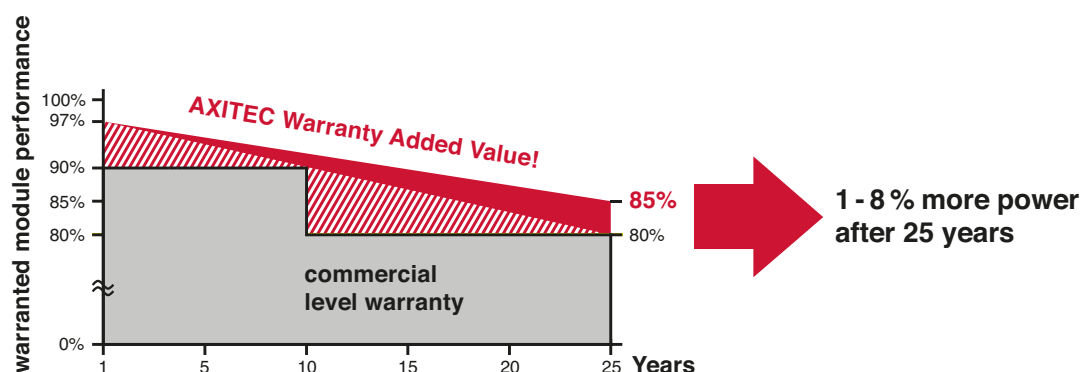


High quality junction box
and connector systems



Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90 % of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85 % of the nominal performance



AXIpremium XXL HC 525 - 545 Wp

Electrical data (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m², spectrum AM 1.5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P _{mp}	Nominal voltage U _{mp}	Nominal current I _{mp}	Short circuit current I _{sc}	Open circuit voltage U _{oc}	Module conversion efficiency
AC-525MH/144V	525 Wp	41.25 V	12.73 A	13.66 A	49.10 V	20.31 %
AC-530MH/144V	530 Wp	41.40 V	12.81 A	13.73 A	49.25 V	20.51 %
AC-535MH/144V	535 Wp	41.55 V	12.88 A	13.79 A	49.40 V	20.70 %
AC-540MH/144V	540 Wp	41.70 V	12.95 A	13.85 A	49.55 V	20.89 %
AC-545MH/144V	545 Wp	41.85 V	13.03 A	13.91 A	49.70 V	21.09 %

Design

Frontside	3.2 mm hardened, low-reflection white glass
Cells	144 monocrystalline high efficiency cells
Backside	Composite film
Frame	35 mm silver aluminium frame

Mechanical data

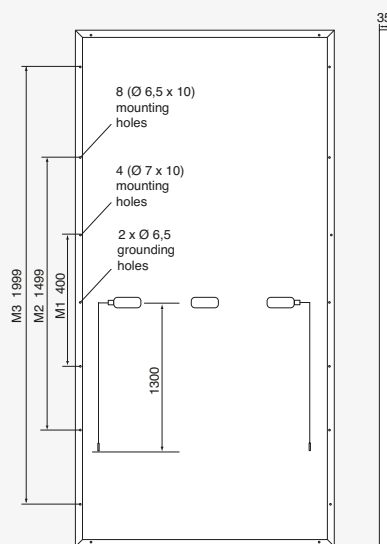
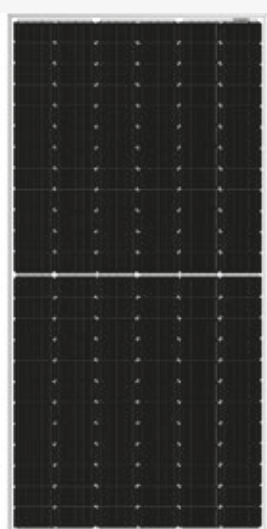
L x W x H	2279 x 1134 x 35 mm
Weight	28.5 kg with frame

Mechanical load

Design load (pressure/suction)	3600 Pa / 1600 Pa
Test load (pressure/suction)	5400 Pa / 2400 Pa

Power connection

Socket	Protection Class IP68
Wire	approx. 1.3 m, 4 mm ²
Plug-in system	Plug/socket IP68, Stäubli EVO2 / EVO2 pluggable



All dimensions in mm

Limit values

System voltage	1500 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Reverse current feed IR	25.0 A

Permissible operating temperature -40°C to 85°C / -40°F to 185°F

(No external voltages greater than U_{oc} may be applied to the module)

* NOCT, irradiance 800 W/m²; AM 1.5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

Temperature coefficients

Voltage U _{oc}	-0.28 %/K
Current I _{sc}	0.045 %/K
Output P _{mp}	-0.35 %/K

Low-light performance (Example for AC-545MH/144V)

I-U characteristic curve	Current I _{pp}	Voltage U _{pp}
200 W/m ²	2.66 A	40.28 V
400 W/m ²	5.37 A	40.74 V
600 W/m ²	8.03 A	41.06 V
800 W/m ²	10.61 A	41.41 V
1000 W/m ²	13.03 A	41.85 V

Packaging

Module pieces per pallet	30
Module pieces per HC-container	600

Power Optimizer

P605 / P650 / P701 / P730 / P800p / P801 / P850 /
P950 / P1100

POWER OPTIMIZER



PV power optimization at the module level

The most cost-effective solution for commercial and large field installations

- Specifically designed to work with SolarEdge inverters
- Up to 25% more energy
- Superior efficiency (99.5%)
- Balance of System cost reduction; 50% less cables, fuses and combiner boxes, over 2x longer string lengths possible
- Fast installation with a single bolt
- Advanced maintenance with module-level monitoring
- Module-level voltage shutdown for installer and firefighter safety
- Use with up to two PV modules connected in series or in parallel

Power Optimizer

P605 / P650 / P701 / P730 / P801

Power Optimizer Model (Typical Module Compatibility)	P605 (for 1 x high power PV modules)	P650 (for up to 2 x 60-cell PVmodules)	P701 (for up to 2 x 60/120-cell PV modules)	P730 (for up to 2x 72-cell PVmodules)	P801 (for up to 2 x 72/144-cell PV modules)	
---	---	---	--	--	--	--

INPUT

Rated Input DC Power ⁽¹⁾	605	650	700*	730**	800	W
Connection Method	Single input for series connected modules					
Absolute Maximum Input Voltage (Voc at lowest temperature)	65	96		125		Vdc
MPPT Operating Range	12.5 - 65	12.5 - 80		12.5 - 105		Vdc
Maximum Short Circuit Current per Input (Isc)	14.1	11	11.75	11**	12.5***	Adc
Maximum Efficiency	99.5					%
Weighted Efficiency	98.6					%
Overvoltage Category	II					

OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING SOLAREEDGE INVERTER)

Maximum Output Current	15					Adc
Maximum Output Voltage	80					Vdc

OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM SOLAREEDGE INVERTER OR SOLAREEDGE INVERTER OFF)

Safety Output Voltage per Power Optimizer	1 ± 0.1					Vdc
---	---------	--	--	--	--	-----

STANDARD COMPLIANCE

EMC	FCC Part 15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3					
Safety	IEC62109-1 (class II safety)					
RoHS	Yes					
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05					

INSTALLATION SPECIFICATIONS

Compatible SolarEdge Inverters	Three phase inverters SE16K & larger				
Maximum Allowed System Voltage	1000				Vdc
Dimensions (W x L x H)	129 x 153 x 52 / 5.1 x 6 x 2	129 x 153 x 42.5 / 5.1 x 6 x 1.7		129 x 153 x 49.5 / 5.1 x 6 x 1.9	mm / in
Weight	1064 / 2.3	834 / 1.8		933 / 2.1	gr / lb
Input Connector	MC4 ⁽²⁾				
Input Wire Length	0.16 / 0.52			0.16 / 0.52 , 0.9 / 2.95 ⁽³⁾	m / ft
Output Connector	MC4				
Output Wire Length	Portrait orientation: 1.4 / 4.5	Portrait orientation: 1.2 / 3.9	-	Portrait orientation:1.2 / 3.9	m / ft
	-	Landscape orientation: 1.8 / 5.9		Landscape orientation: 2.2 / 7.2	
Operating Temperature Range ⁽⁴⁾	-40 to +85/ -40 to +185				°C / °F
Protection Rating	IP68 / NEMA6P				
Relative Humidity	0 - 100				%

* For P701 models manufactured after work week 06/2020, the rated DC input is 740W

** For P730 models manufactured after work week 06/2020, the rated DC input is 760W and the maximum Isc per input is 11.75A

*** For P801 models manufactured in work week 40/2020 or earlier, the maximum Isc per input is 11.75A

(1) Rated power of the module at STC will not exceed the Power Optimizer "Rated Input DC Power". Modules with up to +5% power tolerance are allowed

(2) For other connector types please contact SolarEdge

(3) Longer inputs wire length are available for use with split junction box modules. (For 0.9m/2.95ft order P730-xxxLxxx)

(4) For ambient temperature above +70°C / +158°F power de-rating is applied. Refer to Power Optimizers [Temperature De-Rating Technical Note](#) for more details

PV System Design Using a SolarEdge Inverter ⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾		230/400V Grid SE16K, SE17K, SE25K*, SE33.3K*		230/400V Grid SE27.6K*		230/400V Grid SE30K*		277/480V Grid SE33.3K*, SE40K*		
Compatible Power Optimizers		P605	P650, P701, P730, P801	P605	P650, P701, P730, P801	P605	P650, P701, P730, P801	P605	P650, P701, P730, P801	
Minimum String Length	Power Optimizers	14	14	14	14	15	15	14	14	
	PV Modules	14	27	14	27	15	29	14	27	
Maximum String Length	Power Optimizers	30	30	30	30	30	30	30	30	
	PV Modules	30	60	30	60	30	60	30	60	
Maximum Continuous Power per String		11250		11625		12750		12750		W
Maximum Allowed Connected Power per String ⁽⁸⁾ (Permitted only when the difference in connected power between strings is 2,000W or less)		13500		13500		15000		15000		W
Parallel Strings of Different Lengths or Orientations		Yes								

* The same rules apply for Synergy units of equivalent power ratings, that are part of the modular Synergy Technology inverter

(5) P650/P701/P730/P801 can be mixed in one string only with P650/P701/P730/P801. P605 cannot be mixed with any other power optimizer in the same string

(6) For each string, a Power Optimizer may be connected to a single PV module if 1) each Power Optimizer is connected to a single PV module or 2) it is the only Power Optimizer connected to a single PV module in the string

(7) For SE16K and above, the minimum STC DC connected power should be 11KW

(8) To connect more STC power per string, design your project using [SolarEdge Designer](#)

Power Optimizer

P800p / P850 / P950 / P1100

PowerOptimizer Model (Typical Module Compatibility)	P800p (for up to 2 x 96-cell 5" PV modules)	P850 (for up to 2 x highpower or bi- facial modules)	P950 (for up to 2 x highpower or bi- facial modules)	P1100 (for up to 2 x highpower or bi- facial modules)	
INPUT					
Rated Input DC Power ⁽¹⁾	800	850	950	1100	W
Connection Method	Dual input for independently connected ⁽⁷⁾	Single input for series connected modules			
Absolute Maximum Input Voltage (Voc at lowest temperature)	83	125			Vdc
MPPT Operating Range	12.5 - 83	12.5 - 105			Vdc
Maximum Short Circuit Current per Input (Isc)	7	14.1*		14.1	Adc
Maximum Efficiency	99.5				%
Weighted Efficiency	98.6				%
Overvoltage Category	II				
OUTPUT DURING OPERATION (POWER OPTIMIZER CONNECTED TO OPERATING SOLAREDGE INVERTER)					
Maximum Output Current	18	18			Adc
Maximum Output Voltage	80				Vdc
OUTPUT DURING STANDBY (POWER OPTIMIZER DISCONNECTED FROM SOLAREDGE INVERTER OR SOLAREDGE INVERTER OFF)					
Safety Output Voltage per Power Optimizer	1 ± 0.1				Vdc
STANDARD COMPLIANCE					
EMC	FCC Part 15 Class B, IEC61000-6-2, IEC61000-6-3				
Safety	IEC62109-1 (class II safety)				
RoHS	Yes				
Fire Safety	VDE-AR-E 2100-712:2013-05				
INSTALLATION SPECIFICATIONS					
Compatible SolarEdge Inverters	Three phase inverters SE16K & larger			Three phase inverters SE25K & larger	
Maximum Allowed System Voltage	1000				Vdc
Dimensions (W x L x H)	129 x 168 x 59 / 5.1 x 6.61 x 2.32	129 x 162 x 59 / 5.1 x 6.4 x 2.32			mm / in
Weight	1064 / 2.3	1064 / 2.3			gr / lb
Input Connector	MC4 ⁽²⁾				
Input Wire Length	0.16 / 0.52	0.16 / 0.52, 0.9 / 2.95, 1.3 / 4.26, 1.6 / 5.24 ⁽³⁾	0.16 / 0.52, 1.3 / 4.26, 1.6 / 5.24 ⁽³⁾	0.16 / 0.52, 1.3 / 4.26 ⁽³⁾	m / ft
Output Connector	MC4				
Output Wire Length	Portrait orientation: 1.2 / 3.9			2.4 / 7.8	m / ft
	Landscape orientation: 1.8 / 5.9	Landscape orientation: 2.2 / 7.2			
Operating Temperature Range ⁽⁴⁾	-40 to +85 / -40 to +185				°C / °F
Protection Rating	IP68 / NEMA6P				
Relative Humidity	0 - 100				%

* For P850/P950 models manufactured in work week 06/2020 or earlier, the maximum Isc per input is 12.5A. The manufacture code is indicated in the Power Optimizer's serial number example: S/N SJ0620A-xxxxxxx (work week 06 in 2020)

(1) Rated power of the module at STC will not exceed the Power Optimizer "Rated Input DC Power". Modules with up to +5% power tolerance are allowed

(2) For other connector types please contact SolarEdge

(3) Longer inputs wire length are available for use with split junction box modules

(For 0.9m/2.95ft order P801/P850-xxxLxxx. For 1.3m/2.95ft order P850/P950/P1100 -xxxLxxx. For 1.6m/5.24ft order P850/P950 xxxYxxx)

(4) For ambient temperature above +70°C / +158°F power de-rating is applied. Refer to Power Optimizers Temperature De-Rating Technical Note for more details

PV System Design Using a SolarEdge Inverter ⁽⁵⁾⁽⁶⁾⁽⁷⁾		230/400V Grid SE16K, SE17K	230/400V Grid SE25K*	230/400V Grid SE27.6K*	230/400V Grid SE30K*	230/400V Grid SE33.3K*	277/480V Grid SE33.3K*, SE40K*	
Compatible Power Optimizers		P800p, P850, P950	P800p, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100	P800p, P850, P950, P1100	
Minimum String Length	Power Optimizers	14	14	14	15	14	14	
	PV Modules	27	27	27	29	27	27	
Maximum String Length	Power Optimizers	30	30	30	30	30	30	
	PV Modules	60	60	60	60	60	60	
Maximum Continuous Power per String		13500	13500	13950	15300	13500	15300	W
Maximum Allowed Connected Power per String ⁽⁸⁾ (Permitted only when the difference in connected power between strings is 2,000W or less)		1 string - 15750	1 string - 15750	1 string - 16200	1 string - 17550	2 strings or less - 15750	2 strings or less - 17550	W
		2 strings or more - 18500	2 strings or more - 18500	2 strings or more - 18950	2 strings or more - 20300	3 strings or more - 18500	3 strings or more - 20300	
Parallel Strings of Different Lengths or Orientations		Yes						

* The same rules apply for Synergy units of equivalent power ratings, that are part of the modular Synergy Technology inverter

(5) P800p/P850/P950/P1100 can be mixed in one string only with P800p/P850/P950/P1100

(6) For each string, a Power Optimizer may be connected to a single PV module if 1) each Power Optimizer is connected to a single PV module or 2) it is the only Power Optimizer connected to a single PV module in the string

(7) For SE16K and above, the minimum STC DC connected power should be 11KW

(8) To connect more STC power per string, design your project using [SolarEdge Designer](#)

SolarEdge is a global leader in smart energy technology. By leveraging world-class engineering capabilities and with a relentless focus on innovation, SolarEdge creates smart energy solutions that power our lives and drive future progress.

SolarEdge developed an intelligent inverter solution that changed the way power is harvested and managed in photovoltaic (PV) systems. The SolarEdge DC optimized inverter maximizes power generation while lowering the cost of energy produced by the PV system.

Continuing to advance smart energy, SolarEdge addresses a broad range of energy market segments through its PV, storage, EV charging, UPS, and grid services solutions.

 SolarEdge

 @SolarEdgePV

 @SolarEdgePV

 SolarEdgePV

 SolarEdge

 www.solaredge.com/corporate/contact

solaredge.com

© SolarEdge Technologies, Ltd. All rights reserved. SOLAREGE, the SolarEdge logo, OPTIMIZED BY SOLAREGE are trademarks or registered trademarks of SolarEdge Technologies, Inc. All other trademarks mentioned herein are trademarks of their respective owners. Date: 11/2021 DS-000012-2.6-ENG Subject to change without notice.

Cautionary Note Regarding Market Data and Industry Forecasts: This brochure may contain market data and industry forecasts from certain third-party sources. This information is based on industry surveys and the preparer's expertise in the industry and there can be no assurance that any such market data is accurate or that any such industry forecasts will be achieved. Although we have not independently verified the accuracy of such market data and industry forecasts, we believe that the market data is reliable and that the industry forecasts are reasonable.