

2024/392292 – *Green SMEs*

Hidrogenul în sectorul IMM – producție

Studiu de fezabilitate

Noiembrie 2024

Acest document este elaborat în cadrul proiectului *Green SMEs* (2024/392292), de experți din cadrul parteneriatului alcătuit de:

- ✓ Consiliul Național al Întreprinderilor Private Mici și Mijlocii din România
- ✓ SMB Norge
- ✓ Patronatul Întreprinderilor Mici și Mijlocii București – Ilfov

Co-finanțat de un grant Islanda, Liechtenstein și Norvegia, prin Granturile EEA Grants România 2014-2021, în cadrul Programului pentru Cooperare Bilaterală în Tranziția Verde România.

Supported by a grant from Iceland, Liechtenstein and Norway through the EEA Grants Romania 2014-2021, in the frame of the Programme for Bilateral Cooperation in the Green Transition Romania.

STUDIU DE FEZABILITATE¹⁾

(A)PIESE SCRISE

1. Informații generale privind obiectivul de investiții

1.1.Denumirea obiectivului de investiții

„Hidrogenul in sectorul IMM- producție”

1.2.Ordonator principal de credite/investitor

1.3.Ordonator de credite (secundar/terțiar)

1.4.Beneficiarul investiției: *denumirea solicitantului si datele de identificare ale acestuia, cod CAEN, sediul, puncte de lucru etc.*

1.5.Elaboratorul studiului de fezabilitate

PIMM București – Ilfov

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

La această secțiune se va fundamenta necesitatea și oportunitatea investiției

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

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

Hidrogenul regenerabil este considerat un vector important în reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră, cu rol critic în tranziția energetică către “emisii net zero”. Ca parte a procesului de decarbonizare, a dezvoltării unui sistem solid de surse regenerabile de energie, hidrogenul poate fi un înlocuitor al combustibililor fosili utilizați în prezent de sectorul IMM, contribuind la reducerea emisiilor în sectoare vitale pentru economia României precum cel industrial și transporturi, dar și în

sectorul energetic și cel de încălzire. În atingerea obiectivelor de decarbonizare pentru anul 2030 și obținerea de beneficii economice din utilizarea hidrogenului în sectoarele cheie ale economiei, sunt necesare măsuri imediate pe întreg lanțul valoric al hidrogenului, în strânsă legătură cu securizarea oportunităților economice pentru zonele cu potențial de consum intensiv (ex. industria oțelului, a fertilizanților, a cimentului sau ca opțiune de stocare a energiei).

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

Prin implementarea proiectului se vor atinge următoarele obiective:

1. Atingerea obiectivelor Uniunii Europene privind producția de energie din surse regenerabile prevăzute în Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile;
2. Creșterea producției de energie electrică din surse regenerabile contribuind la obiectivele Pactului verde european ca strategie de creștere sustenabilă a Europei și combaterea schimbărilor climatice în concordanță cu angajamentele Uniunii de a pune în aplicare Acordul de la Paris și obiectivele de dezvoltare durabilă ale ONU;
3. Creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie solară;
4. Atingerea obiectivului privind neutralitatea climatică, prevăzut în Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de stabilire a cadrului pentru atingerea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 ("Legea europeană a climei"), referitor la asigurarea, până cel târziu în 2050 a unui echilibru la nivelul Uniunii între emisiile și absorbțiile de gaze cu efect de seră care sunt reglementate în dreptul Uniunii, astfel încât să se ajungă la zero emisii nete până la acea dată;
5. Creșterea ponderii energiei regenerabile în totalul consumului de energie primară, ca rezultat al investițiilor de creștere a puterii instalate de producere a hidrogenului verde.

Decarbonizarea efectivă a sectorului IMM implică utilizarea hidrogenului ca vector de energie și solicită un cadru juridic actualizat și prietenos, care trebuie ușor integrat în legislația actuală.

Energia și materiile prime utilizate pentru producerea hidrogenului sunt de preferat să fie locale. Producția locală de hidrogen poate sprijini gestionarea energiei regenerabile intermitente și, în același timp, ar putea să păstreze valoarea economică adăugată a sectorului IMM la nivel local sau regional evitând dependența energetică externă, bazată pe combustibili fosili.

Actele legislative europene, respectiv planurile și strategiile naționale relevante:

I. Europene: Europă neutră climatic (Strategia europeană pentru hidrogen)

1. Comunicatul Comisiei (COM(2020) 301 final), O strategie pentru hidrogen: pentru o
2. Pactul Ecologic European (European Green Deal)
3. Propunerea de Directivă a Parlamentului European și a Consiliului 2021/803 privind normele comune pentru piețele interne ale gazelor din surse regenerabile, gazelor naturale și hidrogenului
4. Directiva (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (RED II)
5. Propunerea de Directivă a Parlamentului European și a Consiliului de modificare a Directivei (UE) 2018/2001 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile
6. Propunerea de Regulament Delegat privind stabilirea unei metodologii a Uniunii care să stabilească norme detaliate pentru producerea de combustibili regenerabili lichizi și gazoși de origine nebiologică pentru transport și industrie
7. Propunerea de Regulament Delegat pentru stabilirea unui prag minim de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră provenite de la combustibili cu carbon reciclat și specificarea unei metodologii de evaluare a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră provenite din combustibili lichizi și gazoși de origine nebiologică pentru transport și din combustibili cu carbon reciclat
8. Propunerea de Regulament al Parlamentului European și al Consiliului privind asigurarea unor condiții de concurență echitabile pentru un transport aerian durabil COM(2021) 561 final (ReFuelEU Aviation)
9. Propunere de Regulament al Parlamentului European și al Consiliului privind utilizarea combustibililor din surse regenerabile și cu emisii scăzute de carbon în transportul maritim și de modificare a Directivei 2009/16/CE COM(2021) 562 final (FuelEU Maritime Initiative)

10. Comunicarea Comisiei REPowerEU Plan COM(2022) 230 final (REPowerEU)

11. Propunerea de Regulament al Parlamentului European și al Consiliului privind instalarea infrastructurii pentru combustibili alternativi și de abrogare a Directivei 2014/94/UE a Parlamentului European și a Consiliului COM(2021) 559 final (Regulamentul AFIR)

12. Regulamentul delegat (UE) 2022/1214 al Comisiei Europene II.

Legislație națională:

1. Planul Național de Redresare și Reziliență al României (PNRR)
2. Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice 2021-2030 (PNIESC)
3. Programul de guvernare 2021-2024
4. Strategia națională pentru dezvoltarea durabilă a României 2030
5. Strategia națională privind economia circulară
6. Strategia națională privind adaptarea la schimbările climatice pentru perioada 2022-2030, cu perspectiva anului 2050
7. Proiectul de Strategie națională de dezvoltare a domeniului nuclear în România pentru perioada 2021-2030, cu perspectiva 2050
8. Programul nuclear național
9. Strategia Națională de Cercetare, Inovare și Specializare Inteligentă 2022-2027

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

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

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

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

Strategia Energetică a României propune ținte concrete, stabilește direcții clare și definește reperele prin care România își va menține poziția de producător de energie în regiune și de actor activ și important în gestionarea situațiilor de stres la nivel regional. De asemenea, Strategia Energetică fundamentează poziționarea României în raport cu propunerile de reformă a pieței europene de energie, iar un loc important este destinat analizei contextului european și politicilor de creare a Uniunii Energetice din care România va face parte.

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

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

2.3. Analiza situației existente și identificarea deficiențelor

PIB-ul și creșterea potențială

Creșterea Produsului Intern Brut a rămas puternică în 2019, aproape de nivelul din anul precedent. PIB-ul real a crescut cu 3,9 % în 2019, ca urmare a nivelului ridicat al cheltuielilor efectuate de consumatori și al revigorării investițiilor. După ce a scăzut în 2018, formarea brută de capital fix a contribuit pozitiv la creșterea economică în 2019, fiind susținută în principal de sectorul construcțiilor, aflat în plină expansiune. Exporturile nete au avut în continuare o contribuție negativă la creștere în condițiile în care cererea externă mai slabă a încetinit avântul exporturilor, iar importurile au fost în continuare susținute de o cerere internă puternică.

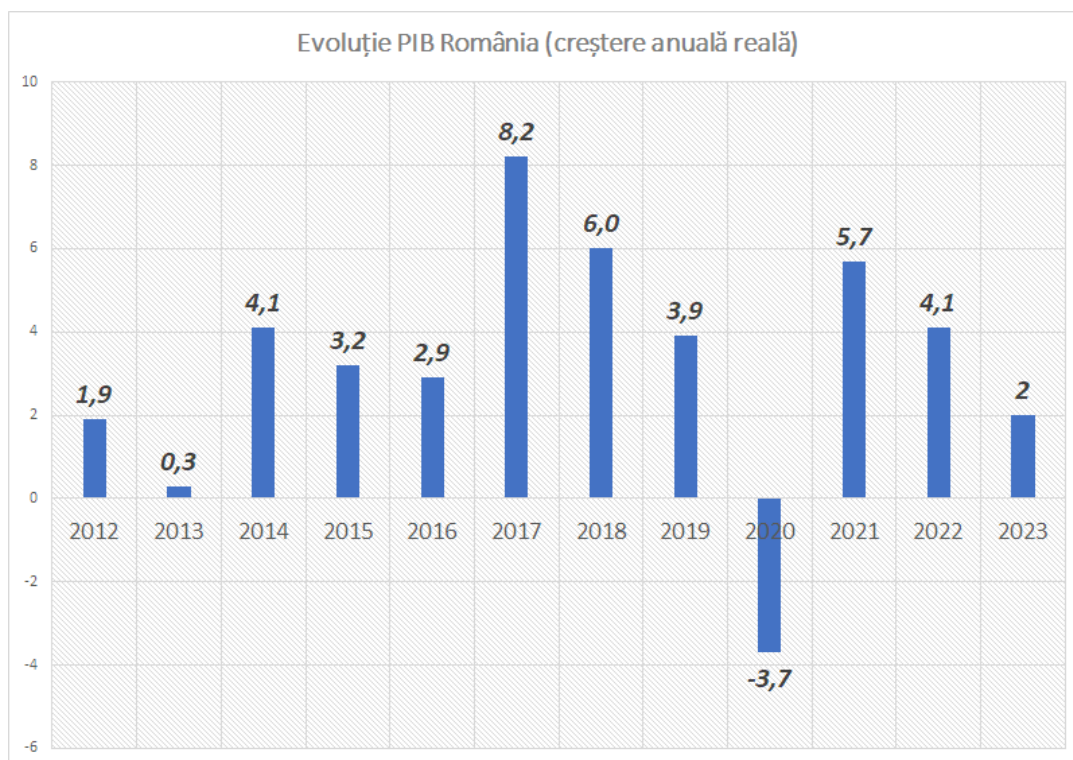
Se așteaptă o încetinire progresivă a creșterii pe termen mediu. A avut loc o încetinire a creșterii PIB-ului real în 2020 și în 2021, cheltuielile de consum fiind principalul motor al creșterii. Se preconizează că exporturile nete vor continua să aibă un efect de frânare a creșterii economice, dar într-o mai mică măsură decât în 2019. Nu în ultimul rând, se preconizează că investițiile vor continua să aibă o contribuție pozitivă la creștere, deși nivelul acestora va fi mai scăzut în următorii ani, fiind susținute de sectorul construcțiilor și de absorbția accelerată a fondurilor UE.

Producția industrială a intrat într-o fază de contracție în 2019. Între sfârșitul anului 2017 și sfârșitul anului 2018, rata de creștere a producției industriale a scăzut cu aproape 10 puncte procentuale și a devenit negativă în trimestrul al doilea (T2) al anului 2019. Productivitatea industriei prelucrătoare a scăzut cu 1,6 % în cursul primelor trei trimestre ale anului 2019. Producția de bunuri de consum a scăzut tot mai mult în fiecare lună începând din septembrie 2018, în timp ce producția de bunuri de capital a intrat într-o fază de contracție în aprilie 2019. La sfârșitul T3-2019, s-au pierdut peste 70 000 de locuri de muncă în industria prelucrătoare comparativ cu trimestrul corespunzător din 2018. Gradul de utilizare a capacității în industria prelucrătoare a început să scadă în T4-2018.

Creșterea potențială este determinată, în mare parte, de productivitatea totală a factorilor și riscă să fie afectată de tendințele demografice. Creșterea potențială a PIB-ului a scăzut ușor în 2019 și va continua să scadă și ulterior. Se preconizează că productivitatea totală a factorilor va încetini, dar va rămâne principalul factor care contribuie la creșterea economică. Conform previziunilor, contribuția acumulării de capital la creștere va rămâne, în linii mari, stabilă. Pe de altă parte, se preconizează că forța de muncă, care are o contribuție deja modestă la creștere, va continua să scadă, în principal din cauza declinului constant al populației în vârstă de muncă.

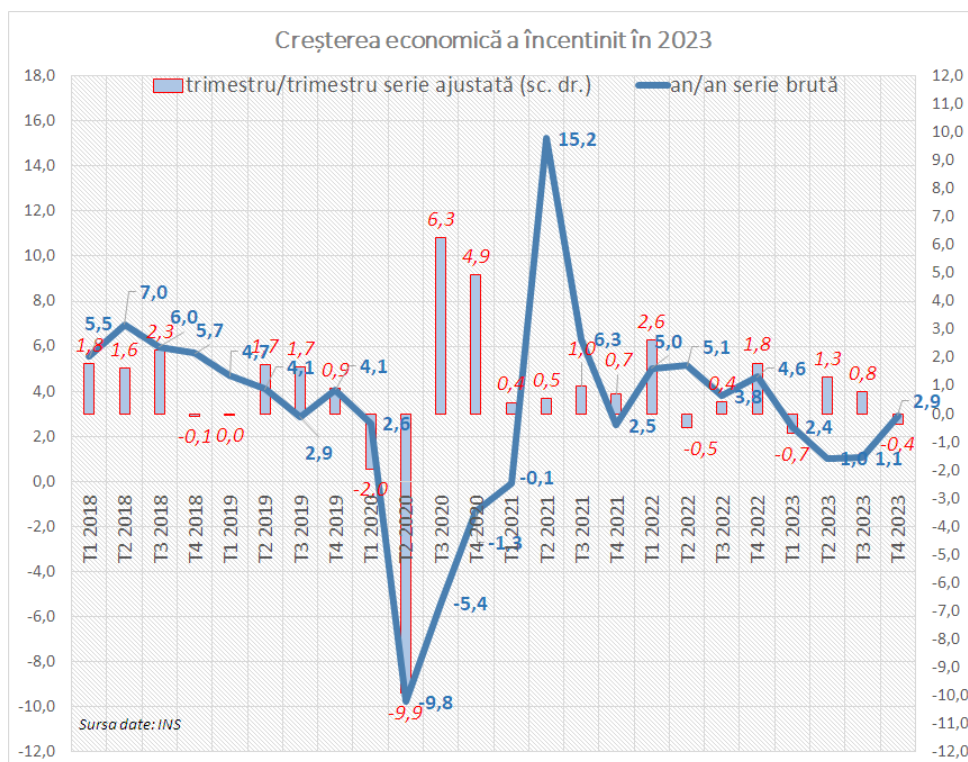
Produsul Intern Brut al României, adică valoarea adăugată care se produce în țară, a ajuns la 1.600 miliarde lei în 2023, conform celor mai recente date statistice publicate de Institutul Național de Statistică (INS). Este cel mai mare nivel din istorie, iar PIB-ul a crescut de 2,5 ori numai în ultimii 10 ani, de la 640 mld. lei în 2013, la peste 1.600 miliarde lei în 2023.

Economia României a înregistrat o creștere reală de 2,1% în 2023, adică avansul Produsului Intern Brut minus inflație, care umflă PIB-ul. În euro, PIB-ul României a ajuns la 320 mld. în 2023, iar în 2024, conform prognozelor, ar trebui să treacă de 350 miliarde.



Disparitățile regionale

PIB-ul pe cap de locuitor continuă să se apropie de media UE, însă disparitățile regionale persistă. Disparitățile în materie de venituri sunt printre cele mai mari din UE, în principal din cauza diferențelor mari dintre regiunea București-Ilfov și restul țării. În cinci dintre cele opt regiuni de dezvoltare ale României (regiunile NUTS 2), PIB-ul pe cap de locuitor a crescut mai repede decât media UE, în timp ce în cele trei regiuni cu nivelul de sărăcie cel mai ridicat s-a înregistrat o scădere a PIB-ului pe cap de locuitor. În regiunea capitalei, PIB-ul pe cap de locuitor reprezintă 144 % din media UE și a crescut cel mai rapid în ultimii șase ani. Cu un PIB egal cu 67 % din media UE, regiunea Vest este pe locul doi între regiunile din România ca nivel al PIB-ului pe cap de locuitor. În celelalte regiuni din România, PIB-ul pe cap de locuitor variază între 39 % și 60 % din media UE.



Demografia

Populația României a scăzut în ultimele decenii și se preconizează că va scădea în continuare. Populația a scăzut cu 3,8 milioane de locuitori față de 1990 și se preconizează că, pe fondul schimbărilor demografice, inclusiv al emigrării în număr mare a populației, va ajunge la 15 milioane până în 2070 față de nivelul actual de 19,4 milioane. Prin urmare, se preconizează că raportul de dependență dintre populația vârstnică și cea activă, și anume raportul dintre persoanele cu vârste de peste 65 de ani și populația în vârstă de muncă (15–64 ani), se va dubla, ajungând de la 26,3 % în 2016 la 52,8 % în 2070. Aceasta înseamnă că, pentru fiecare persoană în vârstă de peste 65 de ani, numărul persoanelor în vârstă de muncă corespunzătoare ar urma să scadă de la aproape patru la doar două. Îmbătrânirea populației are un impact negativ asupra adecvării pensiilor și asupra cheltuielilor viitoare cu asistența medicală, precum și asupra viabilității pe termen lung a finanțelor publice.

Factori politici, instituționali și de reglementare

În contextul eforturilor politice de susținere a investițiilor în producția de energie din surse regenerabile și datorită transformărilor structurale din economie către sectoare de producție și servicii cu intensitate energetică mai scăzută, România se află pe traiectoria corectă pentru îndeplinirea Țintelor energie – climă pentru 2020. Comisia Europeană avertizează însă că, în contextul politicilor actuale, Țintele de energie regenerabilă, reducere de emisii și eficiență energetică pentru 2030 sunt provocatoare, chiar și în contextul unor ambiții de politici și programe, conform variantei nerevizuite

a Planului Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice, care necesită investiții în sectorul energetic de 22 de miliarde EUR în perioada 2021-2030.

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

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

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

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

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

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

Se va pune accent pe necesitatea și oportunitatea realizării proiectului

Piața de aprovizionare/desfacere, concurența și strategia de piață ce va fi aplicată pentru valorificarea produselor/serviciilor obținute prin implementarea proiectului

Neutralitatea sectorului IMM în emisiile de gaze cu efect de seră a fost definită ca o țintă pentru 2050 și pentru Uniunea Europeană, un deziderat stipulat în cadrul Pactul Verde European. El reprezintă un angajament legal, un set de inițiative care vizează ușurarea tranziției Europei către o

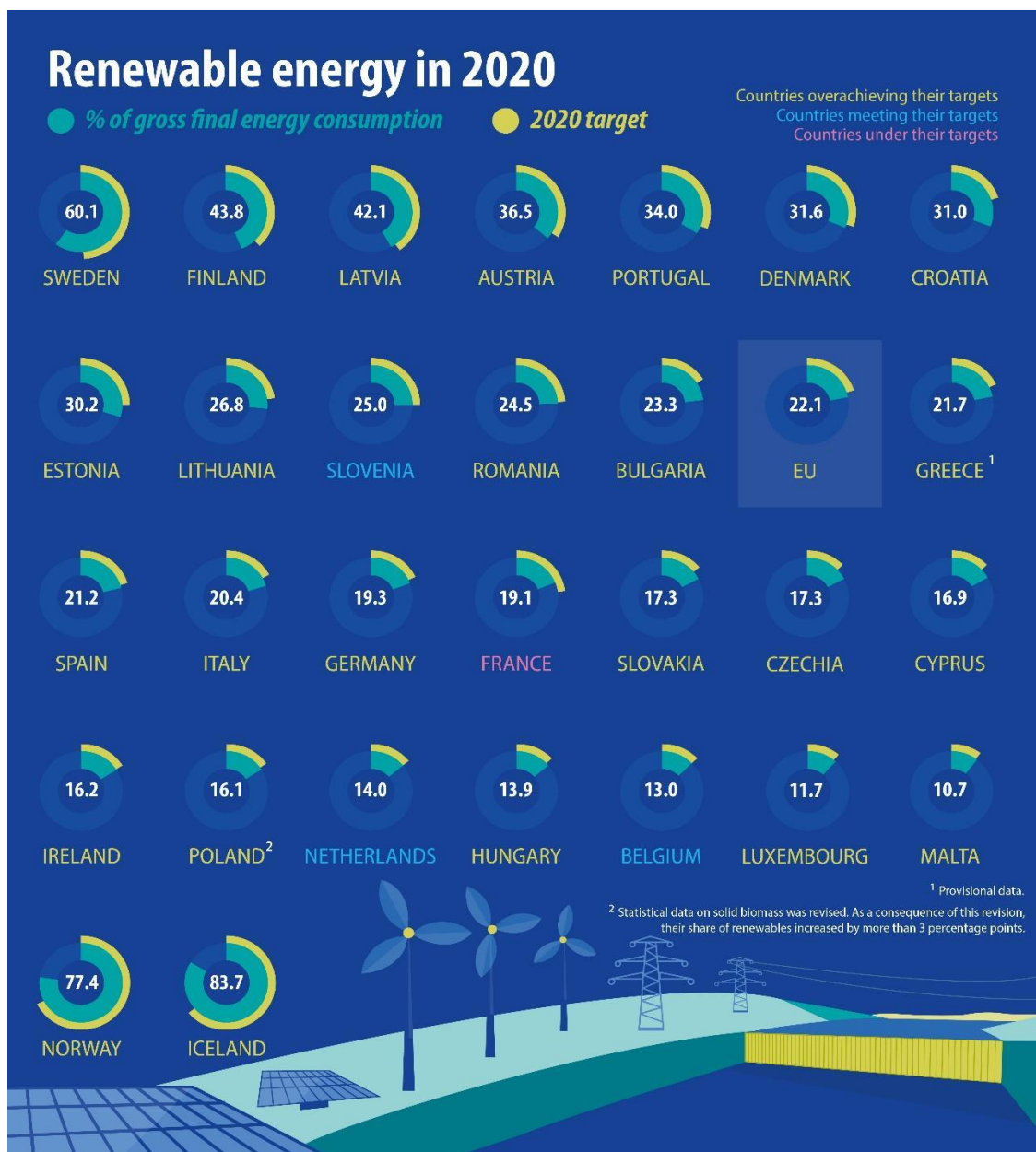
economie curată și circulară prin utilizarea eficientă a resurselor, restaurarea biodiversității și reducerea poluării sub toate formele.

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

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

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

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



ec.europa.eu/eurostat

Sursa: Site Eurostat

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

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

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

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

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

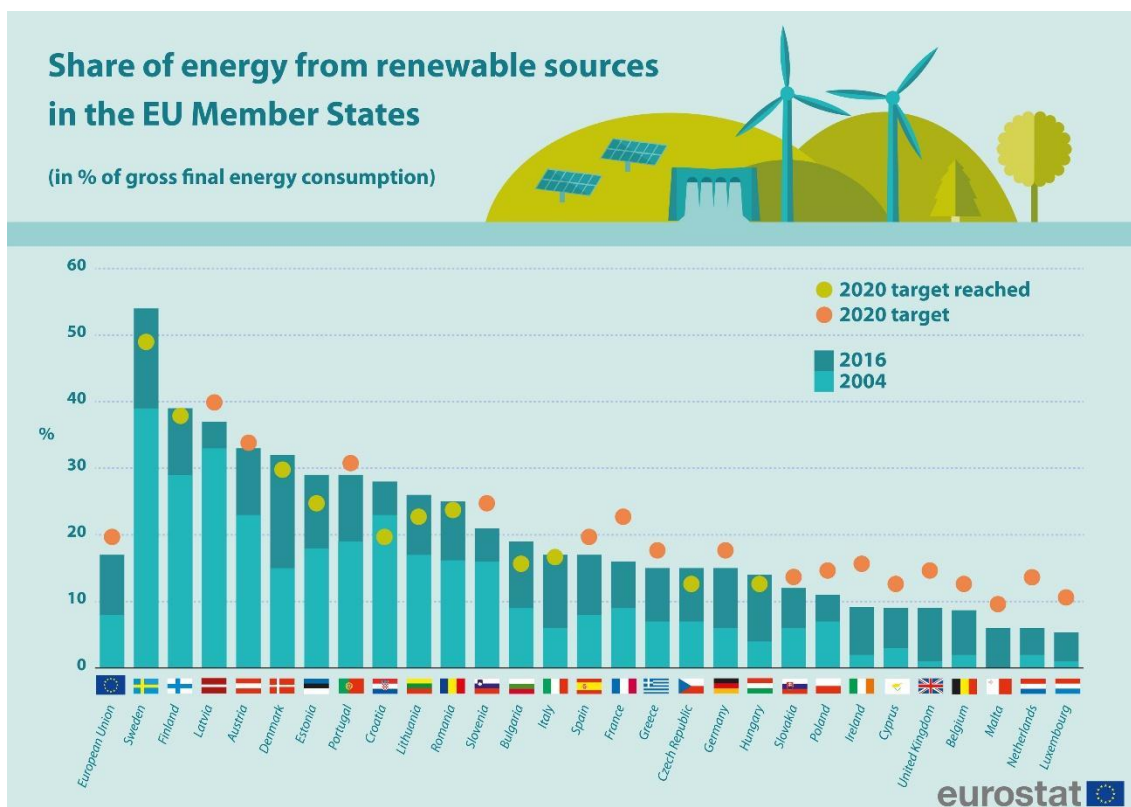
Energia din surse regenerabile în UE a crescut puternic în ultimii ani. Mai concret, ponderea energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie a ajuns la o valoare aproape dublă în ultimii ani, de la aproximativ 8,5% în 2004 până la 17,0% în 2016.

Această evoluție pozitivă a fost determinată de obiectivele obligatorii din punct de vedere juridic de creștere a ponderii energiei din surse regenerabile prevăzute de Directiva 2009/28/CE

privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile. Deși UE în ansamblul său este pe cale să își îndeplinească obiectivele pentru 2020, unele state membre vor trebui să depună eforturi suplimentare pentru a-și îndeplini obligațiile în ceea ce privește cele două obiective principale: ponderea globală a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie (a se vedea graficul de mai jos) și ponderea specifică a energiei din surse regenerabile în transporturi.

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

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



Sursa: Site Eurostat

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

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

Întrucât potențialul de exploatare a surselor de energie regenerabilă era utilizat sub capacitatea optimă în Comunitate și era necesară accelerarea atingerii Țintelor asumate în urma Protocolului de la Kyoto, la începutul anilor 2000 a fost emisă prima directivă ce reglementează

energia electrică provenită din surse regenerabile, Directiva numărul 2001/77/EC, denumită și “RES Directive”).

Prin acest act normativ a fost stabilită o țintă orientativă de 12% din consumul național brut, care trebuie să provină din energie Regenerabilă, iar componenta electricitate a acestei ținte a fost stabilită la 22,1% din consumul comunitar total de electricitate până în 2010, cota care trebuia să fie produsă din surse de energie Regenerabile.

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

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

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

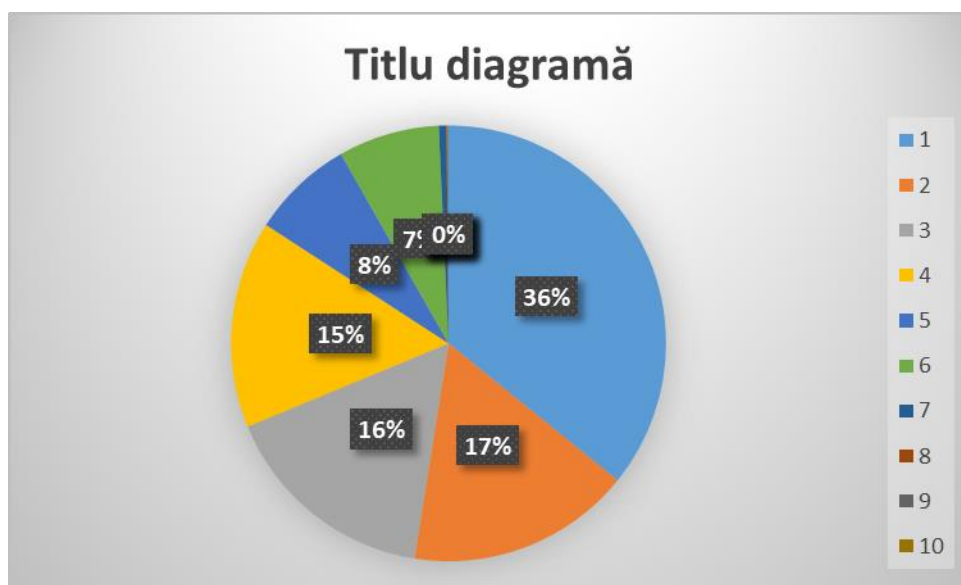
România a atins în 2020 obiectivul de 24% din consumul de energie total provenit din surse regenerabile. Pentru 2030, noul obiectiv stabilit de guvernul român este de 30,7%, realizabil prin adăugarea a 7GW în capacitate regenerabilă.

Tip productie	Valoare /MW
Hidro	6644.43
Carbune	3092.2
Eolian	3014.91
Hidrocarburi	2853.73
Nuclear	1413
Solar	1393.14
Biomasa	106.896
Biogaz	16.967

Deseuri	6.03
Caldura reziduala	4.1
Geotermal	0.05
Total:	18.545.453

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

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



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

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

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

2.5. Obiective preconizate a fi atinse prin realizarea investiției

Proiectul de fata are ca scop justificarea si necesitatea utilizării capacități de producere a hidrogenului.

Obiectivul general al proiectului este de a pune în funcțiune o capacitate de producție hidrogen verde în instalații de electroliză va contribui la creșterea completivității sectorului IMM prin utilizarea unei capacități de energie din surse regenerabile - capacitatea electrolizoarelor pentru producția de hidrogen

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

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

3.1. Particularități ale amplasamentului:

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

In cadrul studiului am luat in analiza mai multe proiecte dezvoltate de sectorul IMM din Romania si am selectat următorul amplasament:

Suprafața terenului supus investiției:

– 1000 mp (măsurată: 1000 mp); atașat, categoria de folosință intravilan.

Regim juridic:

- teren situat în intravilanul UAT
- terenul nu figurează ca fiind în zonă cu interdicție de construire;
- terenul nu se află în zonă protejată sau în zonă de protecție a unui monument istoric.

Zona în care se desfășoară activitatea este zonă cu funcțiuni mixte, nu există vecinătăți reprezentate de așezări umane sub limita de distanță impusă de legislația în vigoare.

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

Am propus și analizat un amplasament aflat în intravilanul UAT cu următoarele vecinătăți:

- la Nord: teren arabil
- la Est: teren arabil
- la Sud: teren arabil
- la Vest: teren acces



Localizare proiect

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

Amplasamentul investiției este orientat pe direcția est

d) surse de poluare existente în zonă – nu este cazul

e) date climatice și particularități de relief;

Din punct de vedere meteo-climatic, zona aparține sectorului de climă temperat care este una continentală, verile sunt foarte calde și uscate, iar iernile geroase, marcate de viscole puternice, dar și de întreruperi frecvente provocate de advecțiile de aer cald și umed din Sud și Sud-Vest care determină intervale de încălzire și de topire a stratului de zăpadă. Temperatura medie anuală este de 10,5 °C, oscilând între 21,7 °C în luna Iulie și -3 ÷ -4 în luna Ianuarie. Adâncimea de îngheț în zona este de 0,90 m.. Clima este moderat-continentală, cu o temperatură medie anuală de 10-11°C; influențele vestice și sudice explică prezenta toamnelor lungi și calduroase, a unor zile de iarnă blande sau a unor primăveri timpurii. Acest climat moderat-continental prezintă unele diferențieri ale temperaturii aerului, specifice orașelor mari, cauzate de încălzirea suplimentară a rețelei stradale, de arderea de combustibil, de radiația exercitată de zidurile clădirilor etc. În general iernile sunt reci, cu zăpezi abundente, însoțite deseori de viscole. Temperatura medie lunară cea mai scăzută se înregistrează în luna ianuarie, cu o valoare medie de -3°C. Vara este foarte caldă, în iulie temperatura medie este de 23°C, uneori atinge chiar 35-40°C.

f) existența unor:

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

Nu au fost identificate rețele edilitare ce necesită relocare/protejare pe amplasament.

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

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

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

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

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

(i) date privind zona seismică;

Conform SR 11100/1-1993, zona studiată, se încadrează în zona VIII pe scara MSK de intensitate seismică. În funcție de evaluarea riscului seismic la nivelul României, poziționarea

investiției se află într-o zonă de risc seismic ridicat, în care au loc cutremure intermediare cu impact relativ mare.

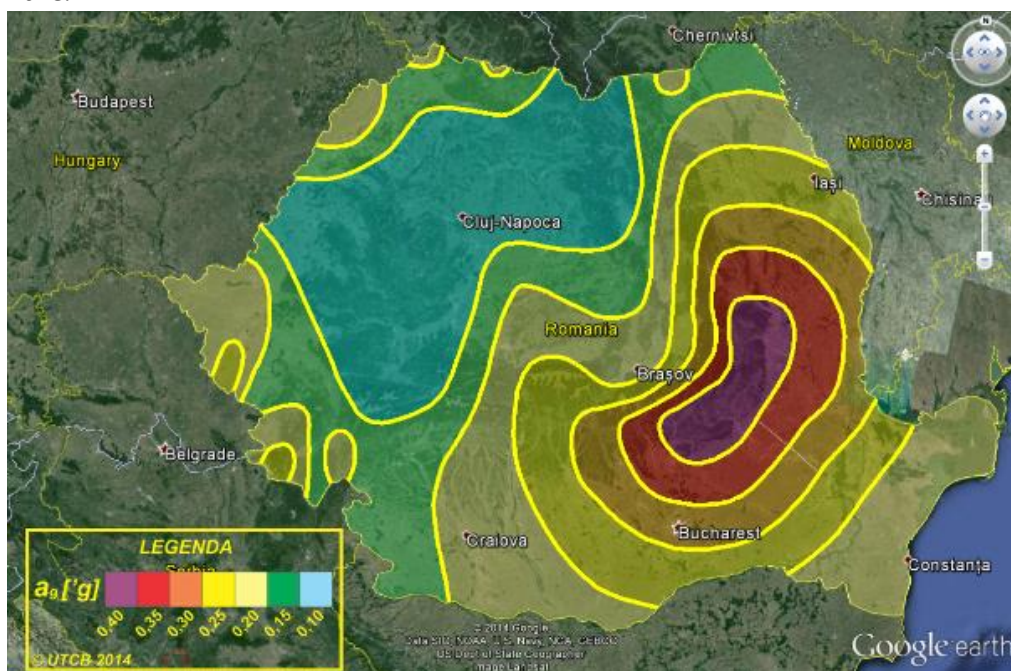


Figura 2 Harta de zonare seismică (Wikipedia - Enciclopedia liberă, 2020)

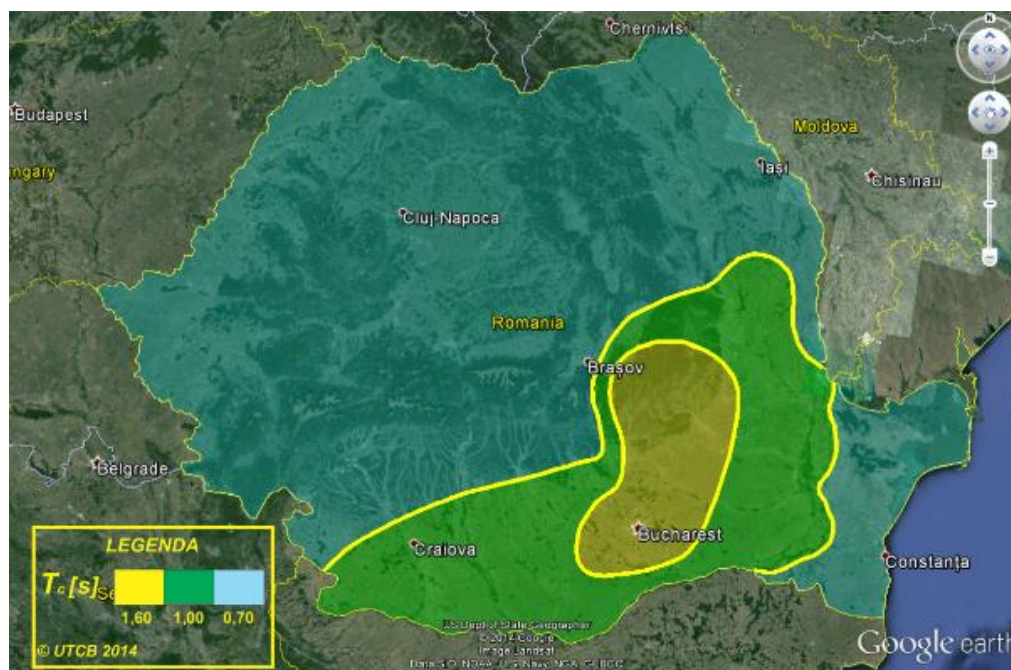


Figura 4 Harta zonelor de risc la cutremure

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

Conform normativ P100 – 1/2013 “Cod de proiectare seismică – Partea I: Prevederi de proiectare pentru clădiri” zona în care sunt amplasate noile instalații are următoarele caracteristici principale:

- T_c (perioada de colț) = 1,5 sec;
- a_g (acelerația terenului pentru proiectare IMR = 225 ani) = 0,25 g.

(iii) date geologice generale;

Nu este cazul

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

Conform forajelor executate a fost identificata următoarea succesiune litologica:

- 0,00 – 0,40 m – sol vegetal negru;
- 0,40 - 1,00 m – praf argilos de culoare bruna negru plastic consistenta, uscata;
- 1,00 – 4,00 m- pietriș cu nisip si elemente rare de bolovăniș.

Nivelul hidrostatic al apelor freatice nu a fost întâlnit în sondajele executate dar din studiile anterioare rezulta ca este la peste 14,00 m adâncime.

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

Conform “Normativului CR1-1-4-2012, Cod de proiectare. Bazele proiectării și acțiunii vântului asupra construcțiilor. Acțiunea vântului”, Presiunea de referință a vântului (K_{pa}), mediata pe 10 min. la 10 m (50 ani interval mediu de recurenta), pentru locatia analizata este egală cu 0,55 K_{Pa} .

Conform Indicativ CR1 – 1-3-2012, “Cod de proiectare. Evaluarea acțiunii zăpezii asupra construcțiilor.” – Încărcarea dată de zăpada pentru Municipiul Ploiesti este: $S_{ok} = 2,4 \text{ KN / mp}$ (50 ani interval mediu de recurenta).

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

Amplasamentul este sistematizat pentru preluarea apelor pluviale. Terenul analizat este relativ plan.

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

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

Sistemul containerizat de electrolizoare va fi amplasat pe o suprafață de 960 m² special dedicată, beneficiind de platformă betonată, sistem de iluminare și îngrădire existente, ce va îndeplini toate cerințele de siguranță și securitate.

A fost propusă o electroliză de tip PEM. Considerăm că este cea mai potrivită tehnologie pentru acest proiect, din rațiuni de modularitate, eficiență energetică, siguranța în operare și alte caracteristici tehnice relevante.

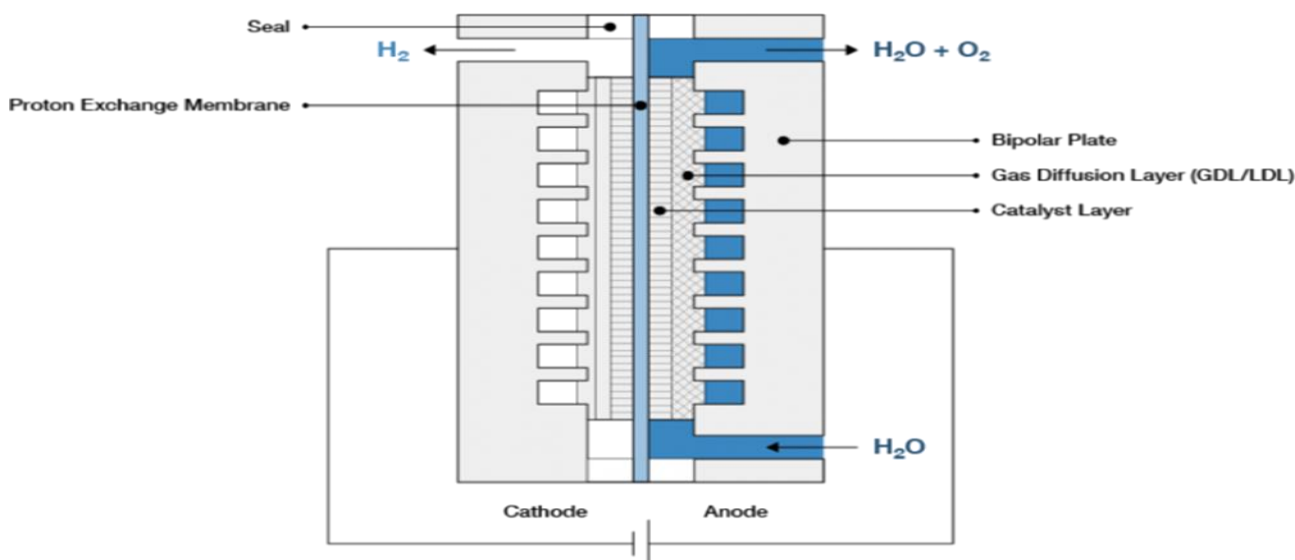
Electrolizoarele convertesc energia electrică în energie chimică, producând hidrogen ca purtător al energiei. În electroliza cu membrana schimbătoare de protoni "Proton Exchange Membrane" (PEM), electrolitul este un polimer solid scufundat în apă. Sub acțiunea curentului electric continuu aplicat acestei membrane, protonii migrează prin membrana, hidrogenul fiind produs la catod iar la anod se va produce oxigen.

Electrolizoarele nu conțin electrolit lichid ci o membrană solidă semipermeabilă prin care pot migra protoni. Electrolizoarele funcționează numai cu apă potabilă și curent electric, fiind ușor de utilizat; nu necesită consumabile cum ar fi hidroxidul de potasiu (KOH) și în mare parte nu necesită operațiuni de întreținere. De asemenea acestea sunt foarte sigure: hidrogenul și oxigenul sunt separate fizic unul de altul de către membrana solidă semipermeabilă.

Avantajele electrolizei de tip PEM:

- Nu folosește substanțe periculoase
- Electrolitul este o membrană solidă
- În mare parte nu necesită operațiuni de întreținere
- Design compact
- Produce hidrogen de mare puritate
- Presiunea maximă de ieșire a hidrogenului este de 30 barg
- Funcționare dinamică cu un timp de răspuns foarte scurt

- Nu este necesara preîncălzirea in standby=> costuri mici de standby.



3.2.1. Descrierea procesului tehnologic

- Alimentare cu apă.

Apa potabilă furnizată sistemului este procesată pentru a obține apă demineralizată de mare puritate. O mare varietate de tehnologii de proces sunt folosite în acest scop: În primul rând, componentele care generează duritatea apei, ioni de calciu și magneziu conținuți în apă sunt schimbați cu ioni de sodiu. Aceasta se realizează folosind un dedurizator, care este regenerat la intervale regulate folosind o soluție salină.

Apa astfel produsă este apoi filtrată printr-un pat de carbon activ pentru reținerea particulelor fine, a materiilor organice și a clorului. La pasul următor apa este desalinizată printr-un sistem de membrane de osmoza inversă care înlătură până la 99% din sărurile conținute. Un produs secundar al acestei etape a procesului este un concentrat de apă/săruri care conține sărurile separate în formă concentrată. Randamentul acestui sistem depinde de concentrația de săruri conținute de apa potabilă utilizată dar în practică ajunge la cca. 75%.

În pasul final al procesului de tratare sărurile care au mai rămas în apă sunt separate printr-un sistem electrochimic de deionizare fără a folosi substanțe chimice.

- Electroliza apei.

Apa ultra-pură produsă în tratarea apei este alimentată la electroliza PEM pe partea anodică a celulei. Aici apa este descompusă în cele două componente O₂ și H₂. Oxigenul rămâne pe partea anodului, iar ionii de hidrogen pătrund în membrană și sunt disponibili sub presiune pe partea catodului la ieșire. Pentru a asigura umezirea optimă a suprafeței, partea anodului este clătită cu apă ultrapură într-un circuit continuu.

- Separare Oxigen.

Amestecul bifazic apă/oxigen iese din electroliza PEM și este separat în separatorul de O₂. Oxigenul părăsește separatorul și este evacuat în mediu (utilizarea ulterioară a oxigenului fiind în mod fundamental posibilă). Concentrația de H₂ în fluxul de gaz evacuat de O₂ este monitorizată continuu pentru a putea localiza eventualele defecțiuni într-un stadiu incipient.

- Alte procese.

Căldura reziduală generată în timpul electrolizei este absorbită de apa circulantă și apoi eliberată într-un răcitor de aer. Aceasta furnizează electrolizorului PEM cu o temperatură constantă a apei de 55-60°C. În acest moment, este posibilă și utilizarea suplimentară a căldurii reziduale.

Pentru a asigura permanent o calitate optimă a apei, circuitul de circulație este dotat cu un filtru suplimentar de siguranță. Acest filtru eliberează apa de orice particule care ar putea fi prezente și, de asemenea, asigură că apa ultrapură are o conductivitate optimă în permanență.

Hidrogenul părăsește electrolizorul PEM saturat cu vapori de apă la o temperatură de ~60°C. Pentru uscare, hidrogenul curge printr-un condensator, care răcește gazul până la o temperatură de ~8°C. Vaporii de apă condensați în acest fel sunt separați în separatorul de H₂ și canalizați înapoi în circuitul de apă pe partea anodului într-un mod controlat.

Pentru a funcționa stivele de electroliză în condiții constante, presiunea de funcționare este reglată la presiunea de lucru setată (10...30 barg) printr-o supapă pneumatică de reglare a presiunii. Hidrogenul trece apoi printr-o etapă suplimentară de purificare a hidrogenului pentru a obține calitatea necesară a hidrogenului (99,999%). Acesta constă din două etape diferite ale procesului.

- Purificare Hidrogen.

În prima etapă, hidrogenul este trecut printr-un catalizator de metal nobil, unde oxigenul conținut în hidrogen reacționează cu hidrogenul pentru a forma apă. În a doua etapă a procesului, gazul este uscat printr-un proces de adsorbție.

- Livrare.

Hidrogenul procesat în acest mod este apoi introdus în depozitul tampon la 30 bar. Aceasta servește la echilibrarea proceselor de pornire și oprire ale unității de electroliză. Hidrogenul este apoi alimentat în sistemul de transport al gazelor naturale operat de TRANSGAZ.

3.2.2 Operațiuni de pornire / oprire / punere în siguranță a sistemului

Timpul de pornire și oprire a întregului sistem este determinat de inertarea cu azot (*masură suplimentară de siguranță*), alimentarea cu apă de răcire și sistemul de circulație a apei. Timpul inițial de pornire este de aproximativ 20 de minute după ce sistemul a atins temperatura ambiantă. După o oprire îndelungată, electrolizorul PEM este purjat/ inertat cu azot (gaz inert) din motive de siguranță înainte de a fi pornit. Paralel cu inertizarea, alimentarea cu apă de răcire și circulația apei sunt activate pentru a scurta timpul de pornire.

Dacă sistemul este în modul standby, timpul de pornire este redus la aprox. 1 minut, deoarece electrolizorul nu necesită inertizare și alimentarea cu apă de răcire este deja disponibilă.

Gradientul de sarcină este de 100% pe minut la pornirea inițială și este determinat de inerția temperaturii apei. Odată ce circuitul de apă a atins temperatura țintă și toate circuitele de control s-au stabilizat, performanța stivei poate fi variată cu o modificare de 10% pe secundă.

Sistemul este oprit în mod controlat cu o reducere de 10% pe secundă. Doar circuitul de răcire și circulația apei continuă să funcționeze câteva minute pentru a degaza în continuare circuitul de apă și pentru a elimina căldura care se află încă în sistem.

3.2.3. Automatizare

Instalația de generare a hidrogenului **este complet automatizată**. Aceasta înseamnă că funcțiile unităților individuale ale sistemului (controlul presiunii, controlul temperaturii, controlul nivelului de umplere) sunt preluate de controlul automat al întregului sistem. Intervențiile manuale sunt posibile din punct de vedere practic, dar nu neapărat necesare pentru funcționare.

Acțiunile operatorului sunt necesare doar pentru completarea cu soluție salina în sistemul de tratare a apei.

Cele două module de electroliză sunt echipate fiecare cu un controler specific. Aceste comenzi sunt conectate la stația de automatizare PCS7 oferită prin cuplaje de magistrală (Profinet). Astfel, toate informațiile de proces ale instalațiilor de electroliză sunt disponibile în DCS.

Acest lucru asigură funcționarea complet automată și monitorizată a întregii instalații de producere a hidrogenului verde.

3.2.4. Conceptul de securitate și siguranță în exploatare

În ceea ce privește siguranța, întregul sistem este împărțit în zone:

- Presiunea de proiectare pe partea de oxigen/apă 10 bar
- Presiunea de proiectare a hidrogenului (până la tampon) și a azotului 45 bar
- Presiunea de proiectare a circuitului de răcire 10 bar
- Sisteme auxiliare (I-aer, etc.) presiune de proiectare 10 bar

Părțile instalației din zonele menționate sunt tratate ca un sistem separat din punct de vedere al siguranței și sunt protejate împotriva suprapresiunii prin intermediul unui limitator de presiune și al unei supape de siguranță. În cazul unei opriri, componentele de creștere a presiunii (cum ar fi pompele, suflantele, sau schimbătoarele de căldură) sunt oprite/deconectate și debitele de intrare sunt oprite. Fitingurile automate (ESV) împiedică curgerea fluidului înapoi.

Un colector cu suflare dirijează cantitățile adecvate în chiller.

În cazul unei defecțiuni grave, sistemul este echipat cu o supapă de purjare (BDV) pe partea de hidrogen.

Supapele cu bilă automate pe partea de hidrogen sunt utilizate în dublu exemplar, astfel încât funcțiile operaționale și de siguranță să fie îndeplinite de actuatori separați.

Zonele individuale ale instalației sau componentele individuale ale instalației sunt echipate cu întrerupătoare de oprire de urgență pentru a declanșa o oprire a întregii instalații sau a componentelor. În plus, întrerupătoarele de oprire de urgență sunt prevăzute în mai multe puncte ale sistemului pentru a opri întregul sistem.

În cazul unei căderi de curent, sursa independentă de alimentare continuă să furnizeze energie componentelor critice, cum ar fi controlul procesului, sistemul de detectare a gazelor, pentru a asigura oprirea în siguranță a instalației și a componentelor relevante pentru siguranță.

Folosind metodologia de implementare a unui nivel de integritate a siguranței procesului (SIL), fiecare modul de electroliză are printre altele:

- Prezența minimă a gazelor în sistem
- Detectarea presiunii minime pentru a evita pătrunderea aerului
- Protocolul PROFISAFE
- Detectarea continuă a hidrogenului în atmosferă
- Zona II pentru asigurarea ventilației
- Logica de siguranță pentru toți parametrii
- Sursă de alimentare neîntreruptibilă („UPS”) care asigură o oprire sigură în cazul unei căderi de curent
- Monitorizarea constantă a purității producției de gaz O₂
- Sisteme de control multiple
- Redundanțe multiple pentru parametrii critici de securitate

Având în vedere, specificul investiției, pentru prezentul studiu au fost propuse doua scenarii tehnico-economice, definite în funcție de numărul și tipul de electrolizor. Pentru aceste scenarii s-au realizat simulări cu privire la cantitatea de energie posibil a fi produsă în locația analizată.

Scenariul 1 – electrolizor de 2,5 MW

Module de electroliză

Pentru a genera cantitatea dorită de cca. 1000 nmc/h de hidrogen, *instalația este formată din 2 module HyLYZER®-500 de tip container*, fiecare cu electrolizor PEM de 2,5 MW. (putere electrică instalată). Electrolizoarele pe sistem PEM sunt modulare, proiectate pentru transport și instalare facile, cu interconectivitate excelentă pentru scalare și o experiență fără rival în ceea ce privește reziliența, nevoia scăzută de mentenanță și maximă siguranță în exploatare.



Fiecare dintre cele 2 module constă din următoarele componente principale.

a. Container

Containerele electrolizorului au următoarele componente:

- Pereți și tavane izolate.
- Podea din tablă.
- Uși incuiabile în pereții exteriori.
- Iluminat în toate secțiunile.
- Toate echipamentele implementate complet și instalate cu conducte și cablare, reducând timpul și costurile de instalare/asamblare la fața locului.
- Încălzire și ventilație forțată (în Zona 2: ATEX Directive 2014/34/EU)
- Sine de siguranță pe acoperișul containerului
- Lumini sau lumini de urgență pentru cel puțin 30 de minute în cazul unei pene de curent
- Sistem de iluminat exterior
- Lumini în afara containerului la intrarea în camera de control/utilitate și în camera de procesare
- Linii de evacuare: Două tuburi din oțel inoxidabil cu capace de ploaie pentru ventilația sigură a H_2 și O_2 .
- Încălzitoare pentru a proteja echipamentele de temperaturi sub zero.

b. Modulul de electroliză

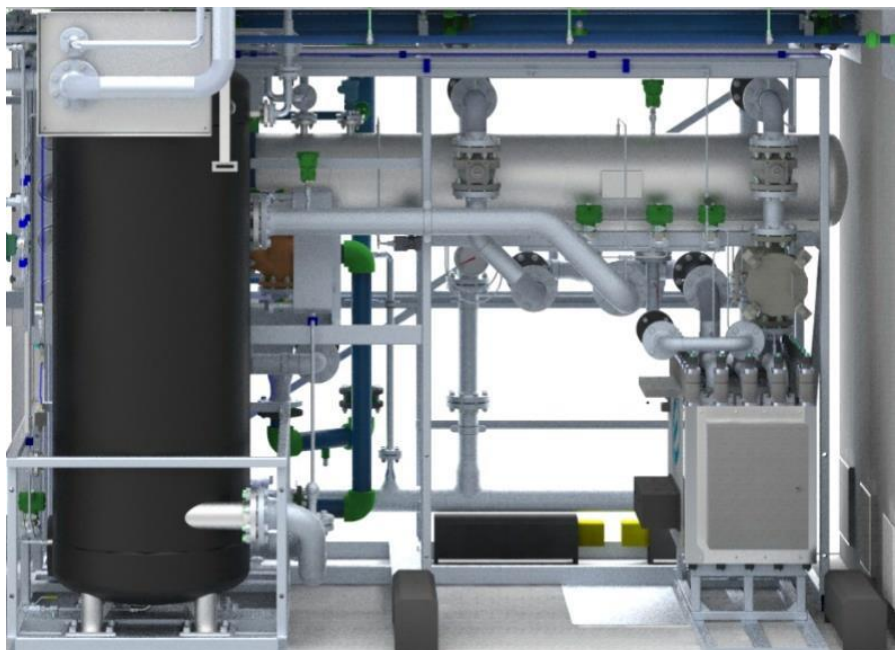
Componenta centrală a părții de proces pentru generarea hidrogenului este stiva de electroliză PEM (Polymer Electrolyte Membrane Stack). Stiva de celule constă din celule electrolitice, fiecare

conținând un „ansamblu de electrozi cu membrană” MEA, două „straturi de difuzie a gazului” GDL și o placă bipolară.

H₂ și O₂ sunt generate atunci când apa de proces/răcire este alimentată în echipament și încărcată cu electricitate. În continuarea procesului gazele sunt dirijate către uscător, unde gazele sunt răcite și apa este condensată.

Unitatea constă în principal din:

- cadru din oțel inoxidabil
- 2x stive PEM 1500E
- Pompa de circulație pentru apa demineralizată
- Pompa de injecție pentru apa demineralizată
- separator de hidrogen gazos
- separator de gaz oxigen
- Răcitor de gaz pentru hidrogen „dezumidificator” – filtru coalescent
- Schimbător de căldură pentru apă potabilă și răcire cu gaz
- Detector de scurgeri de hidrogen atmosferic (HTA)
- Conținutul de oxigen în hidrogenul produs (HTO)
- instrumentare, senzori etc.
- fittinguri de închidere
- cutii terminale
- sistem de evacuare separată (H₂ și O₂)



c. Purificarea hidrogenului

Sistemul de purificare a hidrogenului este proiectat pentru a purifica în continuare hidrogenul la un minimum de 99,999%. Această puritate se realizează în doua etape:

- Etapa deoxo: reducerea conținutului de O₂ în H₂ prin reacție catalitică;
- Etapa de uscare: pentru reducerea umidității în 2 rezervoare de absorbție: unul în funcțiune și unul în modul de așteptare/regenerare.

Unitatea constă în principal din:

- cadru din oțel inoxidabil
- Rezervor deoxo cu catalizator pentru eliminarea O₂ din H₂
- Încălzirea și izolarea termică a rezervorului Deoxo
- schimbător de căldură
- filtru coalescent
- Sistem de drenaj pentru scurgerea apei
- Două vase de uscare prin absorbție umplute cu sită moleculară
- Încălzirea electrică și izolarea celor două rezervoare de uscător cu absorbție
- Conducte de conectare la circuitul de răcire cu gaz
- Linii de conectare la sistemul de evacuare (H₂ și O₂)

- robinete de închidere
- Măsurarea online a purității (monitorizarea ppm O2 în H2 și ppm H2O în H2)
- evacuarea automata a H2 în atmosferă dacă calitatea acestuia este în afara specificațiilor.
- Repornire automată (PT-U)



d. Tratarea apei

Apa demineralizată este circulată prin stiva de celule a PEM 1500E la un debit mare. O mică parte din apă este împărțită în H2 și O2, în timp ce cea mai mare parte este folosită pentru a disipa căldura și gazele produse. Apa proaspătă demineralizată este furnizată în mod continuu pentru a echilibra apa transformată în H2 și O2. Această apă pură este produsă în tratarea apei potabile în skid. Acest tratament de apă potabilă pompează apă demineralizată într-un rezervor tampon. De acolo, apa tratată este alimentată în ciclul procesului de electroliză prin pompa de injecție dacă este necesar. Există o monitorizare continuă a calității apei din circuitul de electroliză sub presiune, ceea ce duce la o circulație de bypass reglată prin sistemul intern de tratare a apei.

Unitatea constă în principal din:

- cadru din oțel inoxidabil
- Separator de gaz H2 rezervor de golire

- Rezervor tampon 1 circuit de apă
- Rezervor tampon 2 circuit de apă
- Monitorizarea nivelului pe fiecare rezervor
- pompa de circulație a apei
- filtrul
- Monitorizarea continuă a calității apei
- supape
- supape de siguranță



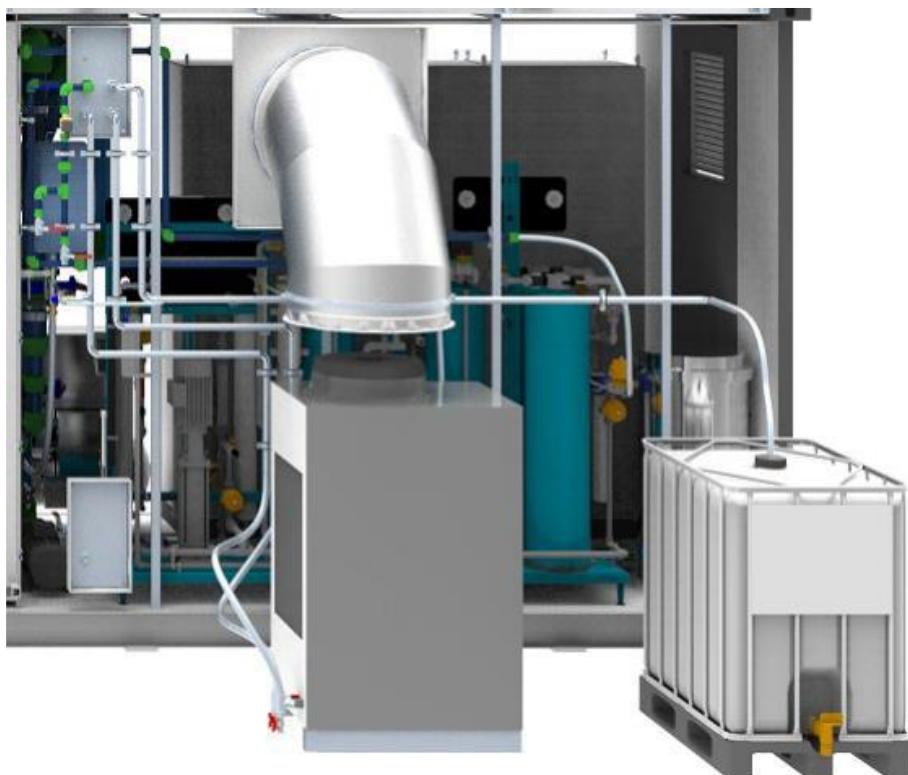
e. Utilități

Camera de utilitate este o cameră separată în container pentru a găzdui alte periferice necesare și sistemul de operare. Răcitorul cu gaz este instalat în afara containerului. Imaginea de mai jos prezintă

și un rezervor de captare pentru a colecta lichidul de răcire al circuitului de răcire închis în cazul unei defecțiuni a supapei.

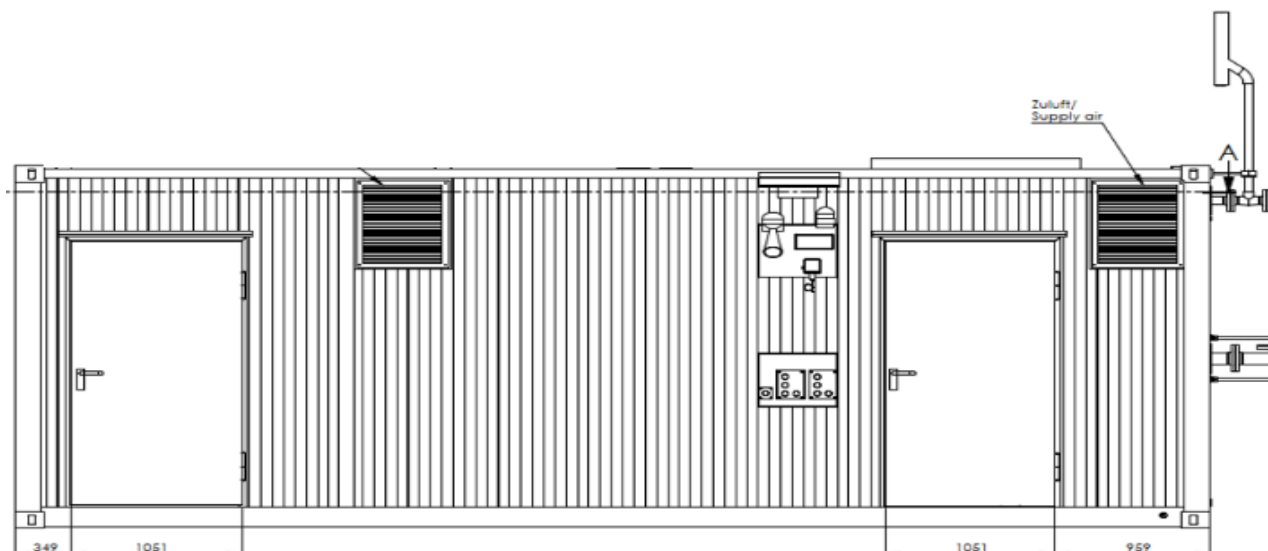
Unitatea constă în principal din:

- Ușă de intrare separată, care poate fi încuiată
- Pereți izolați termic
- Sistem HVAC
- Sistem de purificare a apei
- Pompă apă pentru răcire cu circuit închis
- Controlul termostatului apei de răcire
- răcitor (în exterior)
- panou de comutare



f. Punct de reglare măsurare și fiscalizare

Punctul de reglare măsurare și fiscalizare (PRMF) servește la colectarea hidrogenului produs, reducerea sau reglării presiunii hidrogenului în intervalul de funcționare al electrolizatoarelor precum și la măsurarea cantității de hidrogen produse și livrate către SNT. PRMF este containerizat.



Scenariul 2: Centrala cu cinci electrolizoare de 1 MW fiecare

Pentru a genera cantitatea dorită de cca. 1000 nmc/h de hidrogen, instalația este formată din 5 module de tip container, fiecare cu electrolizor PEM de 1 MW. (putere electrică instalată).

Electrolizoarele pe sistem PEM sunt modulare, proiectate pentru transport și instalare facile, cu interconectivitate excelentă pentru scalare și o experiență fără rival în ceea ce privește reziliența, nevoia scăzută de mentenanță și maximă siguranță în exploatare.

În rest echipamentele și caracteristicile sunt identice cu cele din scenariul 1.

În cazul ambelor scenarii au fost propuse echipamente ce corespund cerințelor minime prevăzute în ghidul de finanțare.

3.3. Costurile estimative ale investiției:

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții sunt prezentate în continuare sub forma devizului general.

Costurile estimate pentru realizarea obiectivului de investiții sunt prezentate în continuare sub forma devizului general.

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor	Valoare *2)	TVA	Valoare cu tva
		(fără TVA) lei		lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL				1
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1.	Obținerea terenului	1.287.000,00	244.530,00	1.531.530,00
1.2.	Amenajarea terenului	284.865,92	54.124,52	338.990,44
1.3.	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	-	-	-
1.4.	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	-	-	-
Total capitol 1		1.571.865,92	298.654,52	1.870.520,44
CAPITOLUL				2
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
Total capitol 2		1.475.850,00	280.411,50	1.756.261,50
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	Studii	52.500,00	9.975,00	62.475,00
3.1.1.	Studii de teren	7.500,00	1.425,00	8.925,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	45.000,00	8.550,00	53.550,00
3.1.3.	Alte studii specifice	-	-	-
3.2.	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	238.890,92	45.389,27	284.280,19
3.3.	Expertizare tehnică	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5.	Proiectare	359.202,50	68.248,48	427.450,98
	3.5.1. Temă de proiectare	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	-	-	-

	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	49.195,00	9.347,05	58.542,05
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	12.298,00	2.336,62	14.634,62
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	22.137,00	4.206,03	26.343,03
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii execuție	270.572,50	51.408,78	321.981,28
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7.	Consultanță	618.773,00	117.566,87	736.339,87
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	606.475,00	115.230,25	721.705,25
	3.7.2. Auditul financiar	12.298,00	2.336,62	14.634,62
3.8.	Asistență tehnică	193.335,00	36.733,65	230.068,65
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	110.688,00	21.030,72	131.718,72
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	49.195,00	9.347,05	58.542,05
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	61.493,00	11.683,67	73.176,67
	3.8.2. Dirigenție de șantier	82.647,00	15.702,93	98.349,93
Total capitol 3		1.472.701,42	279.813,27	1.752.514,69
CAPITOLUL 4 - Cheltuieli pentru investiția de bază				
4.1.	Construcții și instalații	2.860.652,32	543.523,94	3.404.176,26
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	3.291.965,42	625.473,43	3.917.438,85
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice funcționale care necesită montaj	39.501.000,00	7.505.190,00	47.006.190,00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	45.900,00	8.721,00	54.621,00
4.5.	Dotări	-	-	-
4.6.	Active necorporale	-	-	-

Total capitol 4		45.699.517,74	8.682.908,37	54.382.426,11
CAPITOLUL				5
Alte cheltuieli				
5.1.	Organizare de șantier	272.400,00	51.756,00	324.156,00
	5.1.1. Lucrări de construcții si instalații aferente organizării de șantier	257.400,00	48.906,00	306.306,00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	15.000,00	2.850,00	17.850,00
5.2.	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	703.543,35	-	703.543,35
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	-		-
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții	228.497,59		228.497,59
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții	30.763,09		30.763,09
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC	40.853,67		40.853,67
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/ desființare	403.429,00		403.429,00
5.3.	Cheltuieli diverse și neprevăzute	40.729,00	7.738,51	48.467,51
5.4.	Cheltuieli pentru informare și publicitate	5.000,00	950,00	5.950,00
Total capitol 5		1.021.672,35	60.444,51	1.082.116,86
CAPITOLUL 6 - Cheltuieli pentru probe tehnologice și teste				
6.1.	Pregătirea personalului de exploatare	14.200,00	2.698,00	16.898,00
6.2.	Probe tehnologice și teste	59.400,00	11.286,00	70.686,00
Total capitol 6		73.600,00	13.984,00	87.584,00
TOTAL GENERAL		51.315.207,43	9.616.216,18	60.931.423,60
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		8.170.733,66	1.552.439,40	9.723.173,06

Devizul pe obiect al investiției este prezentat în rândurile următoare:

Nr cap. Deviz General	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare (cu TVA)
		Lei	Lei	Lei
1	2	3	4	5
Cheltuieli pentru investitia de baza				
CAPITOL I Constructii si instalatii				
4.1.1	Terasamente, sistematizare pe verticala si amenajari exterioare			
4.1.2	Rezistenta			
4.1.3	Arhitectura			
4.1.4	Instalatii	2.860.652,32	543.523,94	3.404.176,26
4.1.5	Alte categorii de constructii			
TOTAL CAPITOL I		2.860.652,32	543.523,94	3.404.176,26
CAPITOL II Montaj				
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice si functionale	3.291.965,42	625.473,43	3.917.438,85
TOTAL CAPITOL II		3.291.965,42	625.473,43	3.917.438,85
CAPITOL III Procurare				
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care necesita montaj	39.501.000,00	7.505.190,00	47.006.190,00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice si functionale care nu necesita montaj si echipamente de transport			
4.5	Dotari	45.900,00	8.721,00	54.621,00
4.6	Active necorporale			
TOTAL CAPITOL III		39.501.000,00	7.505.190,00	47.006.190,00
TOTAL DO		45.653.617,74	8.674.187,37	54.327.805,11

Devizul financiar al investiției este prezentat în rândurile următoare:

Deviz financiar - Capitolul 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
Nr. crt.	Specificație	Valoare *2)	TVA	Valoare cu tva
		(fără TVA)		
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 3 - Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1.	Studii	52.500,00	9.975,00	62.475,00
3.1.1.	Studii de teren	7.500,00	1.425,00	8.925,00
3.1.2.	Raport privind impactul asupra mediului	45.000,00	8.550,00	53.550,00
3.1.3.	Alte studii specifice	-	-	-
3.2.	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	238.890,92	45.389,27	284.280,19
3.3.	Expertizare tehnică	10.000,00	1.900,00	11.900,00
3.4.	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	-	-	-
3.5.	Proiectare	359.202,50	68.248,48	427.450,98
	3.5.1. Temă de proiectare	5.000,00	950,00	5.950,00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	-	-	-
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	49.195,00	9.347,05	58.542,05
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	12.298,00	2.336,62	14.634,62
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	22.137,00	4.206,03	26.343,03
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii execuție	270.572,50	51.408,78	321.981,28
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	-	-	-
3.7.	Consultanță	618.773,00	117.566,87	736.339,87
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	606.475,00	115.230,25	721.705,25

	3.7.2. Auditul financiar	12.298,00	2.336,62	14.634,62
3.8.	Asistență tehnică	193.335,00	36.733,65	230.068,65
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	110.688,00	21.030,72	131.718,72
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	49.195,00	9.347,05	58.542,05
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	61.493,00	11.683,67	73.176,67
	3.8.2. Dirigenție de șantier	82.647,00	15.702,93	98.349,93
Total capitol 3		1.472.701,42	279.813,27	1.752.514,69

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

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

Perioada de referință luată în calcul este de 20 de ani, aceasta incluzând și perioada de implementare a proiectului. Perioada de implementare a proiectului este previzionată a fi anii 2024-2025 pe când cea de operare, anii 2026 - 2045, dar în cadrul anexelor se va face referință doar la numărul anului (anul 1, anul 2, ..)

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

Cele două scenarii analizate sunt următoarele:

Scenariul 1:

Pentru a genera cantitatea dorită de cca. 1000 nmc/h de hidrogen, instalația este formată din 2 module de tip container, fiecare cu electrolizor PEM de 2,5 MW (putere electrică instalată). Infrastructura va avea o capacitate de producție hidrogen de 3,02 Mw.

Scenariul 2:

Pentru a genera cantitatea dorită de cca. 1000 nmc/h de hidrogen, instalația este formată din 5 module de tip container, fiecare cu electrolizor PEM de 1 MW (putere electrică instalată). Infrastructura va avea o capacitate de producție hidrogen de 3,02 Mw.

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

Proiecții climatice

Proiecțiile climatice au la bază documentul emis de către IPCC - WORKING GROUP III CONTRIBUTION TO THE IPCC SIXTH ASSESSMENT REPORT (AR6) – Climate Change 2022.

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

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

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

Etapa 1:

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

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

- Inexistentă;
- Redusă;
- Medie;
- Ridică;
- Iminentă;

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

- N/A – în cazul în care probabilitatea de producere a riscului este inexistentă;

- Scăzută – impact considerat normal, în sfera uzurii morale și fizice a echipamentelor;
- Medie – impact ușor ridicat;
- Ridică – generează disfuncționalități majore ale echipamentelor și implicit ale activității;
- Devastatoare – generează distrugerea completă a echipamentelor;

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

Întreaga analiză va răspunde următoarei întrebări: Dacă în urma parcurgerii probabilității de producție a riscului respectiv al intensității acestuia, se preconizează că măsura va duce la creșterea efectului negativ al climatului actual și al climatului viitor preconizat asupra măsurii în sine sau asupra persoanelor, asupra naturii sau asupra activelor? Astfel, se consideră semnificative doar acele riscuri la care răspunsul este DA la întrebarea amintită anterior.

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

Risc	Probabilitate	Intensitate	Observații
Riscuri cronice legate de temperatură			
Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)	REDUSĂ	MEDIE	Probabilitatea de modificare a schimbării temperaturii aerului este relativ redusă . Schimbarea temperaturii apei este relevantă pentru proiectul de față.
Stresul termic	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Stresul termic este tot mai prezent iar modelele climatice luate în calcul indică un stres termic tot mai frecvent. Impactul acestora asupra activității economice rămâne relativ redus, fiind luat în calculul productivității anuale.
Variabilitatea temperaturii	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Variabilitatea temperaturii include toate variațiile climatice care durează mai mult decât evenimentele meteorologice individuale – fiind relativ reduse ca durată pentru a putea impacta activitatea economică.
Topirea permafrostului	INEXISTENTĂ	N/A	Nu este cazul – la locația de implementare a proiectului nu există permafrost.
Riscuri acute legate de temperatură			
Val de căldură	REDUSĂ	SCĂZUTĂ	Implementarea proiectului presupune realizarea unei capacități de producție hidrogen – schimbarea regimului temperaturii negenerând riscuri economice.

Val de frig/îngheț	REDUSĂ	SCĂZUT Ă	Valul de frig/îngheț generează o ușoară scădere a performanțelor economice însă acestea sunt luate în calculul modelelor economice previzionate
Incendiu forestier	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu este realizată în apropierea fondului forestier, riscul fiind așadar inexistent.
Riscuri cronice legate de vânt			
Schimbarea regimului vântului	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea unei capacități de producție hidrogen – schimbarea regimului vânturilor negenerând riscuri economice.
Riscuri acute legate de vânt			
Ciclon, uragan, taifun	INEXISTE NTĂ	N/A	Zona de implementare a proiectului nu este expusă uraganelor sau taifunurilor.
Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	MEDIU	SCĂZUT Ă	Riscul de apariție al unei furtuni este mediu, pe durata a 20 de ani fiind mai mult ca sigure apariția câtorva astfel de fenomene. Din punct de vedere al performanțelor economice însă acestea sunt luate în calculul modelelor financiare previzionate
Tornadă	REDUSĂ	MEDIU	Riscul de producere al unei tornade este redus – în România preconizându-se un număr relativ redus de astfel de evenimente.
Riscuri cronice legate de ape			
Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea capacități de producție hidrogen – schimbarea regimului precipitațiilor negenerând riscuri economice.
Precipitații sau variabilitate hidrologică	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului presupune realizarea capacități de producție hidrogen – variabilitatea hidrologică negenerând probleme de performanță economică.
Acidificarea oceanelor	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu acidificarea oceanelor, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Intruziunea salină	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu intruziunea salină, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Creșterea nivelului mării	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu creșterea nivelului mării, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Stresul hidric	INEXISTE NTĂ	N/A	Implementarea proiectului nu are nici o legătură cu stresul hidric, performanțele economice nefiind impactate în nici un fel din acest punct de vedere.
Riscuri acute legate de ape			
Secetă	REDUSĂ	SCĂZUT Ă	Implementarea proiectului presupune realizarea unei capacități de producție hidrogen – schimbarea regimului umidității

			solului negenerând riscuri economice.
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	REDUSĂ	MEDIU	Implementarea proiectului presupune realizarea unei capacități de producție hidrogen – schimbarea regimului precipitațiilor negenerând riscuri economice.
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	INEXISTE NTĂ	N/A	Nu este cazul.
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	INEXISTE NTĂ	N/A	Nu este cazul.
Riscuri cronice legate de masa solidă			
Eroziunea costieră	INEXISTE NTĂ	N/A	Nu este cazul.
Degradarea solului	MEDIU	Scăzută	Implementarea proiectului implica un risc mediu de degradare a solului. Totuși , proiectul nu este realizat în zonă agricolă, intensitatea acestui risc fiind una scăzută. Din punctul de vedere al performanțelor economice – acestea nu sunt influențate de degradarea solului.
Eroziunea solului	INEXISTE NTĂ	N/A	Din punctul de vedere al performanțelor economice – acestea nu sunt influențate de eroziunea solului.
Solifluxiune	REDUSĂ	Mediu	. Implementarea proiectului presupune realizarea unei capacități de producție hidrogen – schimbarea componentei Solifluxiune negenerând riscuri economice.
Riscuri acute legate de masa solidă			
Avalanșă	INEXISTE NTĂ	N/A	Locația de implementare a proiectului nu se află în zonă predispusă avalanșelor.
Alunecare de teren	INEXISTE NTĂ	N/A	Studiul topografic anexat la prezenta documentație indică un risc inexistent de producere a alunecărilor de teren.
Subsidență	INEXISTE NTĂ	N/A	Subsidența se produce ca urmare a unor activități precum mineritul sau alte intervenții asupra subsolului și implică coborârea succesivă a scoarței terestre. Proiectul de față nu se realizează în astfel de zone, riscul de producere fiind inexistent.

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

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

Punctaj:

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

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

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

	NOTĂ RISC	NOTĂ INTENSITATE	NOTĂ FINALĂ
Riscuri cronice legate de temperatură			
Schimbarea temperaturii (aer, apă dulce, apă de mare)	1	2	3
Stresul termic	1	1	2
Variabilitatea temperaturii	1	1	2
Topirea permafrostului	0	0	0
Riscuri acute legate de temperatură			
Val de căldură	1	1	2
Val de frig/îngheț	1	1	2
Incendiu forestier	0	0	0
Riscuri cronice legate de vânt			
Schimbarea regimului vântului	0	0	0
Riscuri acute legate de vânt			
Ciclone, uragan, taifun	0	0	0
Furtună (inclusiv viscole și furtuni de praf și de nisip)	2	1	3
Tornadă	1	2	3
Riscuri cronice legate de ape			

Schimbarea regimului precipitațiilor și a tipurilor de precipitații (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	0	0	0
Precipitații sau variabilitate hidrologică	0	0	0
Acidificarea oceanelor	0	0	0
Intruziunea salină	0	0	0
Creșterea nivelului mării	0	0	0
Stresul hidric	0	0	0
Riscuri acute legate de ape			
Secetă	1	1	2
Precipitații abundente (ploaie, grindină, zăpadă/gheață)	1	2	3
Inundație (costieră, fluvială, pluvială, subterană)	0	0	0
Golirea bruscă a lacurilor glaciare	0	0	0
Riscuri cronice legate de masa solidă			
Eroziunea costieră	0	0	0
Degradarea solului	2	1	3
Eroziunea solului	0	0	0
Solifluxiune	1	2	3
Riscuri acute legate de masa solidă			
Avalanșă	0	0	0
Alunecare de teren	0	0	0
Subsidență	0	0	0

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

În concluzie – în urma evaluării riscurilor climatice și a vulnerabilităților nu a fost identificat nici un risc a cărui probabilitate și intensitate a impactului să necesite adaptarea infrastructurii la schimbările climatice, altele decât cele deja luate în calcul și vizibile în evoluția indicatorilor financiari ai activității desfășurate.

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

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

4.3. Situația utilităților și analiza de consum

Proiectul propus are nevoie de următoarele utilități:

Apa – acesta va fi asigurata din sursele de apa deținute de beneficiar in locația propusa.

Energie electrica – acesta va fi asigurata prin racordul existent si de sistemul fotovoltaic deținut de solicitant in amplasament si eventual in alte perimetre, prin intermediul unor contracte de furnizare dedicate.

Consumul este de :

Apa : 10 l/kg H₂

Energie electrica : 7.200 MWh / an

4.4. Sustenabilitatea realizării obiectivului de investiții:

a) impactul social și cultural, egalitatea de șanse;

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

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

În perioada realizării investiției, responsabilitatea forței de muncă va cădea în sarcina furnizorului produselor ce urmează a fi instalate. Din punct de vedere numeric se estimează între 2 și 7 persoane direct implicate în faza de realizare a investiției.

Operarea investiției se va realiza cu personalul existent la nivelul beneficiarului.

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

Impactul asupra factorilor de mediu este unul minimal.

Totodată, investițiile proiectului de față nu vor afecta:

- terenuri arabile și terenuri cultivate cu un nivel moderat până la ridicat al fertilității solului și al biodiversității subterane,
- terenuri care să fie recunoscute că au o valoare ridicată a biodiversității și terenuri care servesc drept habitat al speciilor pe cale de dispariție (floră și faună) și
- terenuri forestiere (acoperite sau nu de copaci), alte terenuri împădurite sau terenuri care sunt acoperite parțial sau în întregime sau destinate să fie acoperite de copaci, chiar dacă acești

copaci nu au atins încă dimensiunea și acoperirea necesare pentru a fi clasificate ca păduri sau alte terenuri împădurite, astfel cum sunt definite în conformitate cu definiția FAO a pădurii.

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

Nu este cazul.

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

Începând cu a doua jumătate a anului 2021, s-a înregistrat un salt brusc al prețurilor energiei în UE și în întreaga lume. Reiterând cele menționate în capitolele anterioare, într-o anumită măsură, acest lucru era de așteptat în contextul redresării economice post-COVID-19 și al relaxării restricțiilor de călătorie, dar totuși, prețurile energiei au crescut mai mult decât se anticipase.

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

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

Creșterea ponderii energiei regenerabile în diferite sectoare ale economiei și în special a sectorului IMM este, prin urmare, un element cheie pentru atingerea obiectivelor UE referitoare la energie și climă.

Proiectul va ajuta la una din principalele provocări ale sectorului IMM din România în ceea ce privește decarbonizarea și poluarea aerului, respectiv asigurarea tranziției verzi a sectorului IMM prin promovarea producției de hidrogen din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului.

Decarbonizarea efectivă a economiei și a industriei implică utilizarea hidrogenului ca vector de energie și solicită un cadru juridic actualizat și prietenos, care trebuie ușor integrat în legislația actuală.

Energia și materiile prime utilizate pentru producerea hidrogenului sunt de preferat să fie locale. Producția locală de hidrogen poate sprijini gestionarea energiei regenerabile intermitente și, în același timp, ar putea să păstreze valoarea economică adăugată la nivel local sau regional evitând dependența energetică externă, bazată pe combustibili fosili.

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

Scopul prezentului capitol este de a calcula indicatorii de performanță financiară pentru cele două scenarii detaliate în cadrul prezentului Studiu de fezabilitate denumite generic Scenariul 1 și Scenariul 2, pentru a determina care dintre acestea este optim din punct de vedere financiar, în vederea implementării.

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

- Prezentare ipoteze – generale pentru ambele scenarii analizate;
- Prezentarea cheltuielilor aferente fiecărui scenariu;
- Prezentarea veniturilor aferente fiecărui scenariu;
- Calcularea indicatorilor de performanță financiară: fluxul cumulat, valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și sustenabilitatea financiară.
- Anexele care conțin tabelele complete pentru cele două scenarii – atașate la finalul prezentului studiu de fezabilitate.

Prezentare ipoteze:

Următoarele ipoteze sunt valabile ambelor scenarii:

- Orizontul de timp al analizei este de 22 de ani după cum urmează:
 - Perioada de implementare a proiectului – 2 ani;
 - Perioada de operare a proiectului 20 ani, perioadă în care sunt previzionate venituri și costuri de operare;
- Toate sumele prezentate sunt în lei. În cazul în care este folosită o altă monedă, acest lucru este precizat distinct;
- Valoarea TVA – 19%;

- Rata de actualizare este estimată în conformitate cu Ghidul ACB al CE 2014- 2020 care recomandă utilizarea **ratei de actualizare financiară de 4%**, a **ratei de actualizare socială de 5%** pentru proiecte majore în țările beneficiare ale Fondului de coeziune (din care face parte și România).
- Analiza este realizată la prețuri constante – având ca perioadă de referință anul 2024;
- Atât costurile cât și veniturile nu iau în calcul influența inflației – respectând prevederile Ghidului European privind elaborarea analizelor Cost-Beneficiu, respectiv ale Ghidului Solicitantului.;

În cazul ambelor scenarii se ține cont de **principiul incremental**, fiind raportate la varianta ”fără proiect”. Astfel analiza scoate în evidență strict indicatorii proiectului fără ca aceștia să fie alterați de alte acțiuni ale beneficiarului. Totodată, prin acest demers se respectă cerința specifică din cadrul Ghidului Solicitantului și anume – ” proiectul trebuie să fie în mod clar o unitate de analiză independentă”.

- Prețurile (veniturile și costurile) vor fi păstrate constante pentru întreaga perioadă de analiză. Se consideră că durata analizei – 22 de ani este una extrem de mare pentru a putea estima direcția în care va merge mediul economic. Atât prețurile precum și costurile pot crește sau scădea (așa cum au făcut-o în ultimii 20 de ani) motiv pentru care scenariul ”constant” este la fel de viabil ca orice alt scenariu. Totodată, păstrarea tuturor elementelor la un nivel constant elimină riscul subiectivității și conferă o mult mai mare transparență în determinarea indicatorilor proiectului.
- Analiza este realizată în conformitate cu **principiul economic al prudenței** – costurile sunt prezentate într-o manieră ușor supraevaluată pe când veniturile într-o manieră ușor pesimistă.
- Analiza celor două scenarii ia în calcul exclusiv impactul proiectului, fără a evalua în vreun fel situația societății. Proiectul este așadar o **unitate de analiză independentă**, respectând cerințele Ghidului Solicitantului.

Costurile proiectului:

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

- **Costurile de investiție totale** – includ atât costurile de capital cât și costurile legate de implementarea proiectului care nu vor fi capitalizate (exemple: costuri cu pregătirea documentațiilor

de finanțare, costuri cu managementul proiectului, costuri de publicitate și informare, costuri cu auditul proiectului, etc);

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

Costurile cu investiția :

În tabelul următor sunt prezentate costurile cu investiția:

Costuri cu investiția	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Cost Fără TVA	51.315.207,43	55.880.569,20
TVA	9.616.216,18	10.483.634,91
Cost inclusiv TVA	60.931.423,60	66.364.204,11

Defalcarea costurilor pe componente se regăsește în devizele generale aferente fiecărui scenariu. Aceste costuri se realizează o singură dată – pe durata a doi ani calendaristici denumită perioada de implementare a proiectului. În documentele anexate perioada de implementare a proiectului este **Anul 1 și anul 2.**

Costurile de înlocuire

Infrastructura tehnică de producere a hidrogenului verde este formată din mai multe componente tehnice – fiecare cu o durată de viață distinctă. La momentul de față nu se cunoaște furnizorul sau modelul de echipament ce va fi achiziționat, motiv pentru care nu poate fi determinat cu acuratețe care este perioada de timp pentru care echipamentele vor funcționa. Deși durata de viață contabilă a acestor echipamente este un lucru diferit de durata de funcționare – considerăm că la acest moment (elaborarea ofertei) cel mai transparent mod de a stabili valoarea și momentul costurilor de înlocuire este raportarea la durata de viață prevăzută în nomenclatorul privind durata de funcționare a mijloacelor fixe.

În tabelul următor sunt prezentate cele 2 componente ale sistemului de producere a hidrogenului verde și duratele de viață ale acestora, inclusiv durata de viață selectată pentru scenariul 1 respectiv cele 2 componente ale scenariului 2.

Componente proiect	Durata amortizare (ani)	Durață (ani)	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Construcții și alte elemente similare	1.3.1 (25-35)	24,00	2.860.652,32	3.146.717,55
Electrolizor	2.1.16.5. (8-30)	24,00	39.501.000,00	43.451.100,00
Total capitol 4.1		TOTAL	42.361.652,32	46.597.817,55

În concluzie, duratele de viață ale echipamentelor prezentate sunt identice cu perioada de operare a investiției – 20 de ani, nefiind necesare costuri cu înlocuirea. Mai mult, se va putea observa o scădere accentuată a eficienței infrastructurii în ultimii ani de operare, un alt efect al faptului că pe perioada de analiza nu vor fi realizate costuri de înlocuire.

Costurile de operare

Costurile de operare sunt acele costuri necesare pentru ca infrastructura tehnică să poată funcționa la parametrii optimi pe întreaga durata de analiză. Aceste costuri se vor realiza în cei 20 ani de operare și anume, între anul 3 și anul 22.

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

- Costuri fixe – independente de capacitatea instalată sau de cantitatea de hidrogen verde pe care sistemul o va produce;
- Costuri variabile – dependente fie de capacitatea instalată a infrastructurii fie de cantitatea de energie pe care sistemul o va produce anual.;

Costurile fixe:

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

Costuri cu personalul

Se vor crea 3 locuri de muncă cu normă întreagă pentru personalul care va supraveghea infrastructura de producție a hidrogenului verde. Costurile cu angajații vor fi păstrate constante pe întreaga perioadă de analiză, fiind similare pentru cele două scenarii analizate.

Costuri cu personalul	Salariu individual lunar	Angajați	Salariu total anual
Scenariul 1	8.000	3	288.000
Scenariul 2	8.000	3	288.000

Costuri cu întreținerea infrastructurii:

Reprezintă costuri anuale cu asigurarea funcționării continue și constante a infrastructurii tehnice de producere a hidrogenului verde. Se estimează costuri anuale după cum urmează:

Costuri cu întreținerea infrastructurii	Capacitatea electrică instalată	Mentenanță preventivă (lei/mw)	Cost anual scenariu (lei)
	(MW)		
Scenariul 1	3,02	212.397	641.440
Scenariul 2	3,02	231.294	698.507

Aceste costuri sunt similare pentru cele două scenarii analizate (în contextul în care puterea instalată este similară) fiind totodată păstrate constant pentru întreaga perioadă de analiză.

Costurile variabile:

Reprezintă costurile care sunt influențate de valoarea investiției și de puterea instalată a acesteia. În obținerea hidrogenului verde – cel mai important cost este cel cu energia electrică necesară funcționării electrolizoarelor.

Necesarul de energie electrică

Pentru o producție de 3,02 Mw hidrogen verde rezultă un necesar de energie electrică de 6 Mw, ipoteza valabilă în ambele scenarii analizate. Necesarul de energie electrică va rămâne constant

pe toată perioada de analiză în contextul în care producția obținută vă scădea treptat începând cu anul 10 de operare ca urmare a uzurii echipamentelor achiziționate.

Costuri cu energia electrică	U.M.	Putere electrică instalată electrolizor	Necesar energie electrică
Scenariul 1	Mw h	2 x 2,5	6
Scenariul 2	Mw h	5 x 1	6

Transformând cele prezentate anterior în kw/kg, rezultă un consum orar de energie electrică conform tabelului următor:

Costuri cu energia electrică	U.M.	Necesar energie	Necesar energie/an (Mw)
Scenariul 1	Kw/kg	66,76	7.200
Scenariul 2	Kw/kg	66,76	7.200

În cele prezentate anterior s-a luat în calcul ipoteza prezentată în secțiunea venituri și anume – o producție medie orară de 89,88 kg și o funcționare anuală a infrastructurii de 1.200 ore/an.

Reamintim faptul că începând cu anul 10 de operare al infrastructurii (anul 3 din analiză) – capacitatea de producție va începe să-și piardă din eficiență, cu un consum de energie de 7.200 MW urmând a se produce mai puțin hidrogen verde decât în anul 1. Acest lucru va presupune un necesar energie electrică/kg mai ridicat dar nu va influența necesarul anual de energie electrică – necesar ce va rămâne constant la valoarea de 7.200 Mw h.

Influența scăderii eficienței electrolizoarelor la nivelul investiției este prezentată în secțiunea venituri.

Pentru a obține cei 7.200 Mw H anual energie electrică necesară pentru producția de hidrogen verde se au în vedere următoarele surse: furnizori și producătorii de energie electrică produsă din surse regenerabile din zona.

Se va avea în vedere respectarea condițiilor din draftul regulamentului pentru completarea Directivei EU 2018/2001 cu privire contorizarea energiei consumate pentru producerea energiei ca provenind din surse regenerabile, atât energia proprie, cât și cea provenită din rețea (articolele 3 și 4).

Pentru energia achiziționată din rețea, conform legislației din România, acordurile comerciale se pot realiza sub formă de acord de vânzare energie, cât și sub forma actualizării contractului de furnizare, în sensul solicitării către un furnizor ca energia livrată să provină integral din surse regenerabile, Inspecția urmând a apela, pentru energia achiziționată din rețea la ambele variante și a le folosi în funcție de nevoie.

În tabelul următor este prezentat necesarul anual de energie electrică specific pentru fiecare scenariu – în funcție de sursa de proveniență a acesteia. Așa cum s-a menționat anterior, necesarul de energie electrică va fi păstrat constant pe toată perioada de operare a infrastructurii.

		Scenariul 1	Scenariul 2
Energie electrică total	Mw h	7.200	7.200
Energie electrică - parc fotovoltaic	Mw h	5.040	5.040
Energie electrică SEN	Mw h	2.160	2.160

Costul previzionat de achiziție al energiei electrice diferă în funcție de sursa de proveniență a acesteia. Astfel, pentru energia provenită din SEN s-a luat în calcul costul pe care beneficiarul proiectului îl plătește în prezent pe când pentru cel provenit din energie regenerabilă s-a luat costul de operare al respectivei infrastructuri, valoarea fiind raportată la nevoile din prezent.

	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Energie electrică - parc fotovoltaic	Mw h	5.040	5.040
Cost	Lei	204	204

Total cost energie electrică - parc fotovoltaic	Lei	1.027.971	1.027.971
Energie electrică - SEN	Mw h	2.160	2.160
Cost	Lei	500	500
Total cost energie electrică - SEN	Lei	1.080.475	1.080.475
Total costuri cu energia electrică	Lei	2.108.446	2.108.446

Ca și în cazul cantității de energie electrică, costurile necesare acestora vor fi păstrate la un nivel constant pentru întreaga perioadă de analiză.

Modul de determinare al costurilor cu energia electrică:

Costul energiei obținute din surse fotovoltaice – 204 lei/Mw

Costul estimat este de 204 lei/ Mw produs și este fundamentat astfel:

Pentru obținerea celor 5.040 MWh energie fotovoltaică este necesară existența unei capacități cu o putere instalată de 4,8 Mw. În tabelul următor sunt prezentate – estimativ – costurile anuale ale unei infrastructuri de producție energie electrică din surse fotovoltaice. Rubrica alte costuri cuprinde o serie de elemente precum mentenanță teren, reparații, înlocuiri, taxe Opcom, taxe ANRE, contabilitate, pază, etc.

	Cost anual
Asigurare	177.500
Mentenanță preventivă	295.000
Salarii	180.000
Dezechilibre	275.000
Alte costuri	100.000
Total anual	1.027.500

Așa cum s-a menționat de-a lungul documentației – se previzionează anual obținerea a **5.040 MW** h energie electrică anual. Raportând costurile estimative detaliate anterior la cei 5.040 MWh previzionați, rezultă un cost de 204 lei/ MWh – conform celor prezentate în documentația proiectului.

Energia achiziționată din SEN – 500 lei/Mw

Determinarea costului de achiziție energie electrică a fost luat în calcul în funcție de prețul mediu prețul mediu de închidere a pieței pentru ziua următoare al lunii iulie 2023 – **estimat la 500,22lei**. Pentru o mai ușoară și transparentă prezentare, costul în cauză a fost estimat la 500 lei.

Având în vedere că au fost prezentate toate costurile de operare ale infrastructurii, în tabelul următor acestea vor fi prezentate centralizat pentru anul 1 de operare (anul 3 al analizei). O detaliere a acestor cheltuieli (inclusiv cele cu înlocuirea echipamentelor) se regăsesc **în anexele ACB, tabelul 4.2.– atașate la prezentul studiu de fezabilitate**, specifice fiecărui capitol.

Tip cost	U.M.	SCENARIUL 1	SCENARIUL 2
Total cheltuieli energie electrică (parc fotovoltaic existent)	Lei	1.027.971	1.027.971
Cost energie electrică SEN	Lei	1.080.475	1.080.475
Lucrări de întreținere	Lei	641.440	698.507
Personal angajat	Lei	288.000	288.000
Total cheltuieli	Lei	3.037.886	3.094.953

Suplimentar la costurile prezentate, mai există o serie de costuri și anume cele cu amortizarea. Acestea nu au nici o influență asupra operativității proiectului fiind necesare doar în determinarea impozitului pe profit plătit de către societate – vizibil în tabelul 8 Sustenabilitatea financiară.

Amortizarea se regăsește în capitolul 4.3. din anexele – Analiza Cost Beneficiu și a fost realizată după următorul raționament:

- În calculul impozitului pe profit se ia în calcul doar componenta de contribuție proprie a amortizării investiției;
- Procentul de amortizare – aferent asistenței financiare nerambursabile solicitate nu este luat în calculul impozitului pe profit.
- Începând cu anul 14 – echipamentele care necesită înlocuirea sunt considerate exclusiv contribuție proprie, amortizarea acestora fiind luată în calculul determinării impozitului pe profit.

Venituri

Veniturile din operare – includ intrările de numerar plătite direct de utilizatori pentru bunurile sau serviciile din cadrul operațiunii, cum ar fi taxele/tarifele suportate direct de utilizatori pentru utilizarea infrastructurii, vânzarea sau închirierea de terenuri sau clădiri ori plățile pentru servicii. Veniturile vor fi determinate pe baza cantităților vândute sau a serviciilor prestate/a economiilor la costurile de funcționare generate de operațiune previzionate pe perioada de referință a proiectului și pe baza prețurilor specifice, având în vedere concluziile analizei cererii/analizei consumului propriu.

Veniturile pe care societatea le va obține ca urmare a implementării proiectului se realizează pe perioada de operare – anii 3 -22 din cadrul analizei anexate. Veniturile infrastructurii vor fi prezentate luând în calcul cele 3 elemente fundamentale ale acestora și anume produsul, cantitatea și prețul.

Produsul :

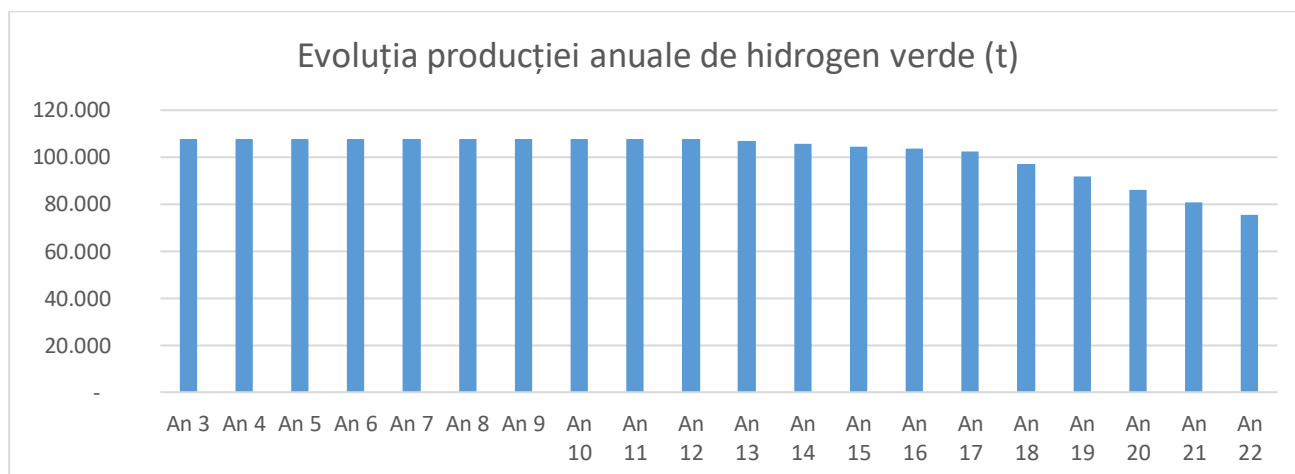
Implementarea proiectului va genera la nivelul societății în ambele scenarii, un singur tip de produs:

- Venituri din producție hidrogenului verde– vândute către SEN.;

Cantitate:

Reprezintă cel mai volatil element al proiectului – în sensul în care producția realizată de către societate scade anual, ca urmare a ușoarei degradări fizice a infrastructurii tehnice , lucru valabil pentru ambele scenarii analizate.

Astfel, atât pentru scenariul 1 precum și pentru scenariul 2 evoluția cantității de energie produsă de infrastructura tehnică este următoarea:



În tabelul următor este prezentată cantitatea de hidrogen verde ce va fi produsă de către noua infrastructură – conform celor două scenarii luate în calcul.

	Capacitate instalată (Mw)	Producție anuală an 3 (TONE)	Producție anuală an 20 (TONE)
Scenariul 1	3,02	107,856	75,499
Scenariul 2	3,02	107,856	75,499

În fiecare an, cantitatea de energie pe care societatea o produce scade – în conformitate cu previziunile regăsite în cadrul secțiunii tehnice din prezentul studiu de fezabilitate.

Prețul:

Prețul reprezintă cel mai important element al întregii analize financiare, o supraestimare a acestuia putând cauza decizii investiționale greșite. În tabelul următor este prezentat prețul previzionat pentru cele două scenarii analizate:

	Scenariul 1	Scenariul 2
Hidrogen verde – lei/kg	65	65

Modul de determinare al prețului de vânzare al hidrogenului

Principiul de determinare a fost prin aplicarea unei marje de profit de 10% la costul de obținere. S-a considerat că, atât în prisma documentelor strategice conținând politicile energetice ale Uniunii Europene (GREEN DEAL), cât și a documentelor programatice ale României, hidrogenul

verde va deveni extrem de atractiv în prisma repartizării unor costuri echitabile către poluatori, care vor face ca achiziția de energie din surse alternative să devină costisitoare. De asemenea, Uniunea Europeană a anunțat planurile pentru realizarea unei bănci europene pentru hidrogen, care ar asigura desfacerea la un preț competitiv pentru hidrogenul verde produs.

Determinarea prețului de vânzare al hidrogenului are la bază studiul tehnologic – The Future Of Hydrogen; Seizing today's opportunities care evidențiază faptul că **costul de producție al unui kg de hidrogen prin procedeul electrolizei variază între 3 și 7,5 dolari** fiind în general triplu comparativ cu costul de producere al gazului. Dat fiind faptul că momentul elaborării proiectului este august 2023 și aplicând influența inflației, se poate estima că variația costului de producție este de 1,5 - 2 ori mai mare, rezultând un cost între 6 și 15 dolari. La un rezultat similar s-a ajuns și în documentația proiectului, unde costul de producție este de 28 lei/kg (aproximativ 7 dolari). (cost anul 1 : 3.037.886 lei – pentru a obține 107.856 kg H).

La costul estimativ de obținere al hidrogenului s-a adăugat costurile cu amortizarea investiției -23,7 lei/kg (51.315.207 lei amortizați pe o perioadă de 20 de ani – durata de analiză – 2.565.670 lei/an. Raportat la cei 107.856 kg rezultă 23,7 lei/kg) – ajungându-se la un cost total de 51,7 lei/kg. Acestui cost i s-a adăugat marja de profit a beneficiarului proiectului 25%: 13 lei = **64,7 lei**. (ajustat la 65 lei).

În concluzie, având detaliate toate elementele, în tabelul următor pot fi prezentate structurat veniturile societății aferente fiecărui scenariu, atât pentru primul an de operare (anul 3) precum și la nivelul întregii perioade de operare a investiției.

	U.M.	Scenariul 1	Scenariul 2
Producție anuală (anii 3-12)	Tone	107,856	107,856
Venituri anuale (anii 3-13)	Lei	7.010.640	7.010.640
Producție anuală (anii 13-22) - valoare medie	Tone	95,4526	95,45
Venituri anuale (anii 13 - 22) - valoare medie	Lei	6.204.416	6.204.416
Total venituri (perioada de operare)	Lei	132.150.564	132.150.564

O detaliere a veniturilor se regăsește în anexele ACB specifice fiecărui capitol (tabelul 4.1.) anexate la prezenta documentație.

Valoarea reziduală:

În cazul de față, valoarea de viață a investiției este estimată la 20 de ani pe când anii de operare prezentați în analiza cost beneficiu sunt de asemenea 20 , neexistând nici o perioadă suplimentară de funcționare. În concluzie, în cazul ambelor scenarii – valoarea reziduală a infrastructurii este previzionată la **0 lei**.

Calculul indicatorilor de performanță

Rentabilitatea financiară a investiției se poate evalua prin estimarea valorii financiare nete actuale (VNA) și a ratei rentabilității financiare a investiției (RIR). Acești indicatori arată capacitatea veniturilor nete de a acoperi costurile de investiții, indiferent de modalitatea în care acestea sunt finanțate. Pentru ca un proiect să poată fi considerat eligibil pentru acordarea cofinanțării din Fonduri, VNA trebuie să fie negativ și RIR trebuie să fie mai mic decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

Profitabilitatea financiară a investiției a fost determinată prin estimarea ratei financiare de rentabilitate a investiției (RIRFC) pe baza fluxului de numerar net actualizat cu rata de actualizare de 4% și prin calcularea venitului net actualizat al investiției .

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

Fluxurile de numerar luate în calculul RIRFC/C respectiv VANFC/C se regăsesc în capitolul 9 din cadrul Anexelor - Analiza Cost beneficiu.

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt următoarele:

În cazul valorii actualizate nete (FNPV – în imaginea următoare):

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

În cazul Ratei interne de rentabilitate a proiectului (FRR) în imaginea următoare:

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

unde:

- FNPV (C) este VANF – valoarea actualizată netă financiară;
- FRR este RIR;
- S reprezintă fluxul de numerar aferent fiecărui an ;
- i – rata de actualizare; în cazul investiției analizate, rata de actualizare selectată pentru calculul VANF este de 4%.
- 0-n – numărul de ani ai perioadei de realizare a investiției (1-22);
- t – numărul de ani ai perioadei de exploatare previzionate, în cazul de față 22 de ani;

Veniturile și cheltuielile pentru analiza financiară, includ:

- a) baza este investiția inițială, dată de valoarea totală a bugetului investițional;
- b) valoarea reziduală este valoarea finală a investiției la sfârșitul perioadei de prognoze;
- c) fluxul de numerar:
 - **anual**, reprezintă diferența între intrările (încasări) și ieșirile anuale de numerar;
 - **inițial**, este reprezentat de investiția inițială făcută, considerată ca o ieșire de numerar ce are loc în anii -1 și 0;
 - **final**, este reprezentat de valoarea finală (sau reziduală – după perioada de previziune) a investiției, valoarea actualizată a acestuia mărind suma fluxurilor de numerar actualizate;
- d) rata de actualizare realizează aducerea fluxurilor de numerar (inițial, final și anuale) viitoare la valorile momentului de bază al investiției, anul -1;
- e) fluxul de numerar actualizat reprezintă corectarea fluxului de numerar prin coeficientul de actualizare, respectiv aducerea valorilor la momentul de bază al investiției.

Valoare actualizată netă financiară a investiției este determinată în tabelul 9 Profitabilitatea și rentabilitatea investiției din anexele Analiza Cost Beneficiu.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/C	3,37%	2,29%
VANF/C	- 2.727.397,36	- 7.801.714,75
Raportul cost/beneficiu	0,88	0,84

Valoarea indicatorului RRF/C indică dacă cofinanțarea UE nu depășește valoarea monetară ce face proiectul rentabil, pentru a nu genera un caz de suprafinanțare. Astfel, VANF(C) înainte de contribuția UE ar trebui să fie negativă și RRF(C) ar trebui să fie mai mică decât rata de actualizare folosită pentru analiză.

În cazul de față, în ambele scenarii VANF (C) are o valoare negativă iar RIRF/C o valoare inferioară ratei de actualizare (de 4%) rezultând că ambele scenarii necesită finanțare.

Profitabilitatea capitalului investit

În paragrafele următoare se vor determina indicatorii aferenți profitabilității capitalului investit și anume RIRF/K respectiv VANF/K. Acești indicatori nu trebuie confundați cu RIRF/C respectiv VANF/C (care determină necesitatea finanțării) – fiind complementari. Spre deosebire de primii indicatori care iau în calcul valoarea investiției indiferent de sursele de cofinanțare, cei prezentați în secțiunea curentă iau în calcul strict capitalul investit de către beneficiarul proiectului, excluzând din contribuția solicitantului asistența financiară nerambursabilă solicitată.

	Scenariul 1 (lei)	Scenariul 2 (lei)
Investiție	51.315.207,43	55.880.569,20
Asistență financiară nerambursabilă	33.944.550,00	37.336.752,50
Capital investit - beneficiar	17.370.657,43	18.543.816,70

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

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

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

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

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

Diferența rezultă din faptul că în cazul de față, investiția în calcul doar costul suportat de către beneficiar – contribuția proprie a acestuia la implementarea proiectului și suplimentar (dacă este cazul) costul acestei contribuții – cuantificat prin **valoarea totală a dobânzilor plătite**.

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIRF/K	18,28%	16,86%
VANF/K	29.503.958,35	27.658.872,28

În manualele de specialitate, valoarea RIRF/K este comparată cu valoarea dobânzii bancare la un depozit indicând care este diferența între a investi respectivele sume într-unul dintre cele două scenarii respectiv de a forma un depozit bancar pentru 20 de ani. Nu există o valoare care să indice o decizie clară, aceasta implicând o serie de factori subiectivi (inclusiv expunerea individuală la risc). Cu cât valoarea RIRF/K este mai mare, cu atât mai mult un potențial investitor este decis să realizeze proiectul de față în detrimentul blocării banilor într-un depozit bancar pentru a obține dobânda ca și venit. În concluzie, cu indicatori de profitabilitate mai ridicați, **scenariul 1 este mai profitabil** decât scenariul 2 pentru beneficiarul proiectului.

Sustenabilitatea financiară (inclusiv fluxul cumulat)

- Sustenabilitatea financiară a proiectului este asigurată prin verificarea faptului că fluxul de numerar net cumulat (neactualizat) este pozitiv (sau egal cu zero) pentru fiecare an și pe parcursul întregii perioade de referință luate în considerare;

- Fluxurile de numerar nete care sunt luate în considerare în acest sens au ținut cont de costurile de investiție, de toate resursele financiare (cofinanțare UE, credite bancare, subvenții, alocații bugetare), de veniturile în numerar, de costurile de operare și de înlocuire la momentul în care sunt plătite, de rambursările obligațiilor financiare ale entității precum și de aporturile de capital, dobânzi și taxele directe;
- În determinarea sustenabilității financiare, nu s-a ținut seama de valoarea reziduală, activul nefiind lichidat în ultimul an de analiză.

Totodată, sustenabilitatea financiară este corelată cu:

- graficul de realizare a investiției versus proiecția lunară a fluxului de numerar pe perioada de realizare a investiției;
- planul de finanțare și sursele prevăzute, cu prezentarea detaliată a graficelor de rambursare a împrumuturilor, costul creditului, graficul cererilor de rambursare a cheltuielilor efectuate, versus proiecția anuală a fluxului de numerar pe perioada de operare.

Suplimentar de veniturile și cheltuielile operaționale prezentate, în cadrul sustenabilității s-a mai luat în calcul impozitul pe profit plătit de către societate în fiecare an de operare, estimat la 16% din surplusul de numerar la care a fost adăugată amortizarea investiției).

Din analiza fluxurilor de numerar înregistrate la sfârșitul fiecărui an, reiese faptul ca **în cazul ambelor scenarii, proiectul este viabil prin disponibilitatea surselor de finanțare pentru acoperirea costurilor proiectului.**

4.7. Analiza economică, inclusiv calcularea indicatorilor de performanță economică: valoarea actualizată netă, rata internă de rentabilitate și raportul cost - beneficiu sau, după caz, analiza cost-eficacitate

Conform prevederilor HG 907, în cazul, în cazul obiectivelor de investiții a căror valoare totală estimată nu depășește pragul pentru care documentația tehnico-economică se aprobă prin hotărâre a Guvernului, potrivit prevederilor Legii nr. 500/2002 privind finanțele publice, cu modificările și completările ulterioare, **se elaborează analiza cost-eficacitate**. Având în vedere

prevederile clare ale Ghidului Solicitantului – care precizează ” Analiza cost – eficacitate care se va regăsi în structura Studiului de Fezabilitate **nu este suficientă pentru a justifica un proiect**, chiar dacă furnizează **informații în scopul de a selecta o opțiune**, aceasta nu prevede nimic cu privire la sustenabilitatea financiară a proiectului / alternativei selectate. În acest sens este necesar ca documentul Analiză Cost Beneficiu să fie elaborat în **conformitate cu prevederile Ghidului ACB al CE 2014 -2020.** ”

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

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

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

- ***Efectuarea corecțiilor fiscale***

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

- ***Corecția externalităților***

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

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

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

Datorită naturii sale macro – economice, calcularea factorilor de conversie se realizează de către un **birou de planificare național** și nu proiect cu proiect. În cazul de față s-a ținut cont de recomandările metodologiilor în vigoare, cu mențiunea faptului că prin caracterul său proiectul de față este unul atipic. Cei doi factori de conversie folosiți în cazul de față sunt următorii:

- Factorul standard de conversie a investiției (Ev – Investiție) – **0,81**;
- Prețul umbră al forței de muncă (Ev – Operațional) – **0,674**;

Primul indicator va fi folosit pentru **determinarea tuturor externalităților din perioada de implementare a proiectului** pe când cel de-al doilea indicator va fi folosit pentru **determinarea tuturor externalităților din perioada de operare a investiției**.

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

Evaluarea externalităților

În cazul proiectului de față au fost identificate atât externalități pozitive precum și externalități negative. De altfel, acest lucru este perfect normal, nici un proiect neavând exclusiv părți pozitive. În paragrafele următoare va fi realizată o analiză a celor două categorii de externalități, inclusiv o prezentare a modului prin care acestea sunt transformate din valori financiare în valori economico – sociale.

Externalități negative:

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

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

Preluare financiară economic	parte transpusă U.M.	Scenariul 1		Scenariul 2	
		An 1	An 2	An 1	An 2
Cost financiar	Lei	40.292.766	11.022.442	43.979.277	11.901.292
Factor de conversie	%	81,00%	81,00%	81,00%	81,00%
Costul economic aferent masurilor propuse	Lei	32.637.140	8.928.178	35.623.215	9.640.046

Externalități pozitive

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

- Fluxul de numerar pozitiv – transformat în venituri economice;
- Reducerea emisiilor de CO2 – ca urmare a obținerii de energie provenită din surse regenerabile;

Fluxul numerar

Ca urmare a realizării proiectului, rezultă un flux de numerar pozitiv, specific ambelor scenarii.

În tabelul următor este prezentat (pentru primul an de operare) transformarea fluxurilor de numerar financiare în venituri economice. Reamintim faptul că anual deoarece valoarea veniturilor scade, implicit și fluxul de numerar se diminuează.

	Flux de numerar financiar (an 1)	EV Operațional	Flux economic
Scenariul 1	3.972.754	67,40%	2.677.636
Scenariul 2	3.915.687	67,40%	2.639.173

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

Reducere cantitate CO2

Ca urmare a implementării proiectului, infrastructura va realiza hidrogen verde, care va substitui gazul clasic, rezultând o reducere a emisiilor de CO2 produse în cazul unei facilități de producție gaz.

Pentru a calcula cantitatea de CO2 economisita, vom fi analizate alternativele de utilizare:

- Hidrogenul produs în instalație este injectat în Sistemul National de Transport (SNT) Gaze Naturale administrat de TRANSGAZ SA, pentru a fi amestecat cu gaz natural și introdus în circuitul economic, către consumatorii finali (societăți din categoria IMM).

Ipoteza de bază este aceea cum că: **1.000 Nmc H2 dislocă 1.000 Nmc gaz metan**, echivalent al 668 kg gaz metan în condiții normale de presiune (atmosferică) și temperatura (20 grade Celsius).

- Arderea unui kg de gaz metan eliberează în atmosfera 2,75kg de CO2 —> deci prin ipoteza asumată, 1000 Nmc H2 previne eliberarea în atmosfera a 1.837kg de CO2. Conform estimării se vor produce aproximativ 100 t H2, echivalent al 1.112.600 Nmc H2, ceea ce **va preveni eliberarea în atmosfera a unei cantități de 2043 t CO2, fiind echivalentul a 102.150 de copaci maturi, sau circa 200 hectare de pădure**. Pentru ușurința calculului – valoarea va fi rotunjită la 2.100 tone CO2.

- Eliberarea în atmosfera a unui kg de gaz metan (prin pierderile tehnologice, inclusiv la nivelul utilizatorului final, ardere incompleta etc) generează însă un efect mult mai detrimntal pentru mediu, având un potențial de a genera efect de încălzire globală (Global Warming Potential - GWP <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>) de 25 de ori mai mare decât CO₂, considerându-se astfel ca generează un impact de minimum 25kg CO₂e (echivalent CO₂) —> astfel, 1.000 Nmc H₂ previne un impact negativ de 16,7t de CO₂e (echivalent CO₂).

Conform estimării, pentru cei 100 t H₂, echivalent al 1.112.600 Nmc H₂, **va preveni un impact negativ în atmosfera de 18.580 t CO₂e (echivalent CO₂), fiind echivalentul a 929.000 de copaci maturi, sau circa 1800 hectare de pădure**. Pentru ușurința calculului – valoarea va fi rotunjită la 18.500 tone CO₂.

Astfel, pentru primii 10 ani de operare, în cazul ambelor scenarii se va genera o reducere a emisiilor de CO₂ de 18.500 tone. În următorii 10 ani, reducerea acestor emisii va scădea proporțional cu reducerea producției de hidrogen verde.

	Scenariul 1	Scenariul 2
Hidrogen verde	107,856	107,856
Tone CO ₂ reduse	18.500	18.500

Conform <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>, prețul mediu al unui certificat CO₂ a ajuns în prezent **la peste 90 euro/tona** de CO₂. Totodată, previziunile indică un preț mediu de peste **70 euro/tonă pentru următorii 2 ani**, alte estimări nefiind disponibile la acest moment. Se consideră așadar că din punct de vedere financiar, fiecare tonă de CO₂ economisită ca urmare a implementării proiectului are valoarea unui certificat verde -motiv pentru care vom considera o valoare de 85 euro drept etalon pentru analiza economică a proiectului. (418 lei). S-a luat așadar în calcul inclusiv o rezervă de prudență, beneficiile economice fiind ușor subestimate în corelație cu principiul prudenței.

Valoare financiară	Factor conversie	Valoare economică
418	67,4%	281,84

În tabelul următor sunt prezentate veniturile economice aferente reducerii de CO₂, pentru cele două scenarii analizate, valabil pentru primii 10 ani de operare. Detalii referitoare la evoluția emisiilor de CO₂ economisite se regăsesc în tabelul 10 din anexele care conțin tabelele analizelor realizate.

	Tone CO ₂ reduse	Venit economic tonă	Venit economic anual
Scenariul 1	390.195	226,57	88.406.481
Scenariul 2	390.195	226,57	88.406.481

Verificarea rentabilității economice a proiectului

Formulele de calcul pentru determinarea celor doi indicatori sunt similare ca în cazul indicatorilor financiari, singura diferență fiind faptul că sunt aplicați valorilor economice determinate în paragrafele anterioare. Totodată, rata de actualizare (*i*) în acest caz este de 5%.

Pentru calculul valorii actualizate nete (FNPV în imaginea următoare) se aplică următoarea formulă.

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

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

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

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

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

	Scenariul 1	Scenariul 2
RIR/E	22,56%	20,73%
VAN/E	83.059.791,04	79.135.452,80

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

Exemple de beneficii indirecte:

- Creșterea eficienței energetice, prin reducerea consumului de resurse naturale;
- Creșterea calității vieții;
- Scăderea gazelor cu efect de seră;
- Prevenirea și combaterea poluării;

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

4.8. Analiza de senzitivitate

Analiza de senzitivitate are ca obiectiv identificarea variabilelor critice și impactul potențial al variației acestor variabile asupra indicatorilor de performanță financiară și economică.

În rândurile următoare este prezentată și această analiză, care presupune parcurgerea următorilor pași:

- identificarea **variabilelor** care sunt considerate **critice** pentru durabilitatea beneficiilor proiectului. Acest lucru se va realiza prin modificarea procentuală a unui set de variabile ale investiției și apoi calcularea valorii indicatorilor de performanță financiară;
- identificarea indicatorilor de performanță pentru care variabilă poate deveni critică;
- calculul "valorilor de comutare" pentru variabilele critice identificate (reprezintă modificarea procentuală a variabilei critice identificate care determină că valoarea indicatorului de performanță analizat să ajungă sub un nivel minim de acceptabilitate).

Astfel, se începe analiza de senzitivitate stabilind parametrii de intrare pe care se va structura aceasta. Acești parametrii vor reprezenta variabilele critice din studiul de față. Variația lor va determina variații în indicatorul de performanță al proiectului. În funcție de efectele propagate, variabilele critice se vor clasifica în elastice, inelastice sau de elasticitate unitară. Analiza de senzitivitate va sta la baza analizei de risc din subcapitolul următor.

Parametrul de intrare care reprezintă variabila critică este valoarea investiției proiectului a cărei valoare este prezentată în tabelul următor.

Variabila critică – Scenariul 1	Variabila critică – Scenariul 2
▪ Valoarea investiției proiectului –	▪ Valoarea investiției proiectului
51.315.207	55.880.569

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

- Valoarea actualizată netă economică (VANE);

În continuare se va analiza impactul variației variabilelor de intrare asupra indicatorului de performanță ai proiectului. Se va identifica impactul în urma unor măsurători distincte pentru variații de 1%, 5%, respectiv 10% a parametrului (considerat a fi variabilă critică) după care, în cazul în care se dovedește că este vorba de o variabilă critică se va determina pragul de comutare și curba de elasticitate.

Valoarea actualizată netă – economică (VANE) – scenariul 1

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

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investiție	51.315.207	51.828.359	53.880.968	56.446.728
VAN/E	83.059.791	81.980.014	77.660.905	72.262.018
Elasticitate indicator		1,30%	6,50%	13%

Valoarea actualizată netă – economică (VANE) – scenariul 2

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

Indicator	Baza de calcul	-1%	-5%	-10%
Valoare investiție	55.880.569	56.439.375	58.674.598	61.468.626
VAN/E	79.135.453	78.106.692	73.991.648	68.847.844
Elasticitate indicator		1,34%	6,70% %	13,40%

Se poate observa că în cazul de față avem de-a face cu indicatori elastici VAN/E având o elasticitate de 1,3% în cazul scenariului 1 respectiv 1,34 în cazul scenariului 2. Cu toate acestea raportat, valoarea investiției nu este o variabilă critică, variația fiind sub 5%/ punct procentual comutat, pragul minim pentru definirea variabilelor critice.

Analiza de risc cantitativă este necesară a se realiza doar pentru indicatorii critici care au o elasticitate mai mare de 5%, ceea ce nu este cazul în situația de față. În capitolul următor este prezentată analiza de risc realizată doar la nivel calitativ, prezentând principalele riscuri și măsurile de prevenire respectiv de diminuare a acestora.

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

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

O Probabilitate de apariție (P) este atribuită fiecărui eveniment nefavorabil. Mai jos, o clasificare recomandată furnizată în “Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economică pentru politica de coeziune 2014-2020”:

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

Fiecărui efect îi este atribuit un impact (S) de la, să zicem, I (niciun efect) la VI (catastrofic), în baza costului și/sau pierderii bunăstării sociale generate de proiect. Aceste numere permit o clasificare a riscurilor, asociată cu probabilitatea lor de apariție. Mai jos este prezentată clasificarea recomandată în “Ghidul pentru Analiza Cost-Beneficiu a Proiectelor de Investiții. Instrument de evaluare economică pentru politica de coeziune 2014-2020”.

Clasificarea riscului în funcție de impact

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

V	Catastrofal: Eșecul proiectului poate duce la pierderi grave sau totale ale funcțiilor proiectului. Principalele efecte pe termen mediu-lung ale proiectului nu se materializează.
---	--

Nivelul riscului este combinația dintre Probabilitate și Impact ($P \times S$).

Nivelurile de risc având în vedere impactul și probabilitatea – general

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

Matricea de prevenire a riscurilor

Descrierea riscului	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc ($P \times S$)	Măsuri de prevenire/ diminuare a riscului	Risc rezidual după măsurile de prevenire/ diminuare
Depășirea costurilor de investiție	C	III	Moderat	Costurile de investiție estimate la faza de proiectare – studiu de fezabilitate se bazează pe preturile pieței pentru anul în care s-a realizat studiul de fezabilitate. Atenție sporită construirii bugetului, verificarea suplimentară a ofertelor.	Redus
Întârzieri ale proiectului datorate procedurilor administrative	B	II	Redus	Echipa de implementare a proiectului va asigura legătura cu autoritatea finanțatoare pentru deblocarea situațiilor apărute.	Redus
Evaluarea incorectă a valorii investiției și a costurilor de exploatare	C	III	Moderat	Consultarea cu experți și/sau furnizori din domeniu în vederea planificării investiției.	Redus

Descrierea riscului	Probabilitate (P)	Severitate (S)	Nivel de risc (=PxS)	Masuri de prevenire/ diminuare a riscului	Risc rezidual dupa masurile de prevenire/ diminuare
Riscul de abandonare a lucrărilor de către constructor	B	II	Redus	Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscul de a nu se respecta graficul de execuție	C	III	Moderat	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Clauze contractuale întocmite corespunzător.	Redus
Riscuri legate de contractant (faliment, lipsa resurselor)	B	II	Redus	Aplicarea prevederilor contractelor încheiate de Beneficiar cu contractanții. Monitorizarea ca resursele specificate in oferta de Antreprenor sa fie alocate in implementarea contractului de acesta.	Redus
Factori politici sau de reglementare neașteptați care afectează prețul energiei	D	III	Moderat	Informare frecventa si continua privind apariția unor eventuale reglementari noi in domenii aplicabile proiectului. Monitorizarea periodica a propunerilor de modificare a cadrului legislativ/de reglementare cu impact in sectorul energiei.	Redus
Evoluția preconizată a prețurilor pentru inputurile cheie ale proiectului este incorectă	B	III	Redus	Aplicarea principiului prudenței atât în determinarea costurilor precum și în determinarea veniturilor. Păstrarea ipotezelor corelate astfel încât scăderea veniturilor ar genera și o scădere a costurilor, la nivelul fluxului de numerar impactul fiind minim.	Redus

Analiza de risc arata ca riscurile reziduale pentru proiect sunt reduse ca rezultat al masurilor prevăzute pentru prevenirea apariției riscurilor identificate si/ sau diminuare a impactului acestora in cazul in care acestea se materializează. Nivelul general al riscului rezidual se considera a fi acceptabil. Așadar, se poate concluziona ca probabilitatea ca proiectul sa nu își atingă obiectivele este marginala, luând in considerare ca masurile de diminuare/ prevenire din matricea de mai sus sunt implementate corespunzător.

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

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

Comparație scenarii

Analiză opțiuni – financiar

	SCENARIUL 1	SCENARIUL2
Valoare investitie	51.315.207,43	55.880.569,20
Număr electrolizoare	2	5
Putere electrolizoare (electrică)	2,5MW /buc	1MW/buc
RIRF/C	3,37%	2,29%
RIRF/K	18,28%	16,86%
RIRF/E	22,56%	20,73%
SUSTENABILITATE	DA – PE TOȚI ANII	DA – PE TOȚI ANII
DURATA RECUPERARE(ANI)	5	11
PROFITABILITATE	61,18%	59,2%
SENZITIVITATE	ELASTIC	ELASTIC

SCENARIUL NR. 1

Avantajele scenariului nr. 1:

- Timp de execuție mai mic
- Indicatori financiari mai buni

- Productivitate mai mare
- Valoare investiție mai mare

Dezavantajele scenariului nr. 1:

- În caz de avarie electrolizor – pierderile sunt mult mai mari.
- Termen de livrare mai mare

SCENARIUL Nr. 2

Avantajele scenariului nr. 2:

- Termen de livrare rapid
- Termen rapid de înlocuire în caz de defect

Dezavantajele scenariului nr. 2:

- Timp de execuție mai mare
- Indicatori financiari mai slabi
- Productivitate mai scăzută

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

Din analizele realizate, din punct de vedere economico-financiar, Scenariul 1 este considerat optim spre a fi implementat. Analiza de sensibilitate relevă același aspect, prin faptul că Scenariul 1 a rămas cel mai atractiv, în toate situațiile de variabilitate analizate.

Scenariul 1 constă dezvoltarea unei capacități de producție a hidrogenului verde formată din două electrolizoare cu o putere de 2,5 MW/buc. Descrierea tehnică exhaustivă a soluției tehnice a fost realizată în cadrul Capitolului 3.2.1.

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

d) obținerea și amenajarea terenului; - nu este cazul

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Terenul se află în intravilanul unității administrativ-teritoriale și beneficiază de utilitățile existente în zonă.

Pentru funcționalitatea obiectivului este necesar ca obiectivul să fie racordat la rețeaua de electricitate.

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;

Soluția tehnică optimă recomandată investiției este realizată cu următoarele componente:

a. Container

Containerele electrolizorului au următoarele componente:

- Pereți și tavane izolate.
- Podea din tablă.
- Uși incuiabile în pereții exteriori.
- Iluminat în toate secțiunile.
- Toate echipamentele implementate complet și instalate cu conducte și cablare, reducând timpul și costurile de instalare/asamblare la fața locului.
- Încălzire și ventilație forțată (în Zona 2: ATEX Directive 2014/34/EU)
- Sine de siguranță pe acoperișul containerului
- Lumini sau lumini de urgență pentru cel puțin 30 de minute în cazul unei pene de curent
- Sistem de iluminat exterior
- Lumini în afara containerului la intrarea în camera de control/utilitate și în camera de procesare
- Linii de evacuare: Două tuburi din oțel inoxidabil cu capace de ploaie pentru ventilația sigură a H_2 și O_2 .
- Încălzitoare pentru a proteja echipamentele de temperaturi sub zero.

b. Modulul de electroliză

Componenta centrală a părții de proces pentru generarea hidrogenului este stiva de electroliză PEM (Polymer Electrolyte Membrane Stack). Stiva de celule constă din celule electrolitice, fiecare conținând un „ansamblu de electrozi cu membrană” MEA, două „straturi de difuzie a gazului” GDL și o placă bipolară.

H_2 și O_2 sunt generate atunci când apa de proces/răcire este alimentată în echipament și încărcată cu electricitate. În continuarea procesului gazele sunt dirijate către uscător, unde gazele sunt răcite și apa este condensată.

c. Purificarea hidrogenului

Sistemul de purificare a hidrogenului este proiectat pentru a purifica în continuare hidrogenul la un minimum de 99,999%. Această puritate se realizează în doua etape:

- Etapa deoxo: reducerea conținutului de O₂ în H₂ prin reacție catalitică;
- Etapa de uscare: pentru reducerea umidității în 2 rezervoare de absorbție: unul în funcțiune și unul în modul de așteptare/regenerare.

d. Tratarea apei

Apa demineralizată este circulată prin stiva de celule a PEM 1500E la un debit mare. O mică parte din apă este împărțită în H₂ și O₂, în timp ce cea mai mare parte este folosită pentru a disipa căldura și gazele produse. Apa proaspătă demineralizată este furnizată în mod continuu pentru a echilibra apa transformată în H₂ și O₂. Această apă pură este produsă în tratarea apei potabile în skid. Acest tratament de apă potabilă pompează apă demineralizată într-un rezervor tampon. De acolo, apa tratată este alimentată în ciclul procesului de electroliză prin pompa de injecție dacă este necesar. Există o monitorizare continuă a calității apei din circuitul de electroliză sub presiune, ceea ce duce la o circulație de bypass reglată prin sistemul intern de tratare a apei.

e. Utilități

Camera de utilitate este o cameră separată în container pentru a găzdui alte periferice necesare și sistemul de operare. Răcitorul cu gaz este instalat în afara containerului. Imaginea de mai jos prezintă și un rezervor de captare pentru a colecta lichidul de răcire al circuitului de răcire închis în cazul unei defecțiuni a supapei.

f. Punct de reglare măsurare și fiscalizare

Punctul de reglare măsurare și fiscalizare (PRMF) servește la colectarea hidrogenului produs, reducerea sau reglării presiunii hidrogenului în intervalul de funcționare al electrolizoarelor precum și la măsurarea cantității de hidrogen produse și livrate către SNT. PRMF este containerizat.

d) probe tehnologice și teste.

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

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

- a) indicatori maximali, respectiv valoarea totală a obiectului de investiții, exprimată în lei, cu TVA și, respectiv, fără TVA, din care construcții-montaj (C+M), în conformitate cu devizul general;
- b) indicatori minimali, respectiv indicatori de performanță - elemente fizice/capacități fizice care să indice atingerea țintei obiectivului de investiții - și, după caz, calitativi, în conformitate cu standardele, normativele și reglementările tehnice în vigoare;

Instalația are în componență următoarele echipamente:

- a. Container – 2 buc
- b. Modulul de electroliza – 1 buc
- c. Sistem de purificare a hidrogenului – 1 buc
- d. Sistem de tratare a apei – 1 buc
- e. Camera de operare – 1 buc
- f. Punct de reglare și fiscalizare – 1 buc

Indicator analizat (UM)	Scenariul 1
Cantitate de hidrogen	107,85 to/an
Cantitate de CO ₂	18.500 to

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

Nu este cazul.

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

Durata estimată de execuție a obiectivului de investiții, exprimată în luni va fi de 24.

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

Proiectul presupune realizarea a 3 tipuri de activități:

I. Activități de dezvoltare proiect:

1. Obținere avize și acorduri, după caz; această activitate se va derula înaintea semnării contractului de finanțare, fiind unica de acest tip.
2. Activități obligatorii de informare și publicitate;
3. Activități obligatorii de audit
4. Proiectare și inginerie

II. Activități de construire/montaj:

1. Achiziție și montaj

III. Punere în funcțiune:

1. Recepție și punere în funcțiune instalație de producție
2. Recepție și punere în funcțiune instalație de racordare

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

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

În vederea obținerii Autorizatei de construire beneficiarul trebuie să obțină minim următoarele documente:

1. Acord de mediu de la Agenția de Protecție Mediului
2. Aviz alimentare cu apă
3. Aviz alimentare cu energie electrică
4. Aviz salubritate
5. Acord vecini
6. Aviz securitate la incendiu
7. Aviz protecție civilă
8. Aviz sănătatea populației
9. Plan suport topografic vizat de OCPI
10. Studiu geotehnic – verificat pentru cerința Af.
11. Taxa emitere autorizație

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

- Îmbunătățirea eficienței energetice și valorificarea resurselor regenerabile de energie în vederea reducerii efectelor schimbărilor climatice pentru sectorul IMM
- Reducerea consumului de energie electrică, implicând reducerea costurilor;
- Reducerea semnificativă a costurilor de mentenanță/întreținere;
- Funcționarea și exploatarea în condiții de siguranță deplină și de eficiență economică a infrastructurii;
- Îmbunătățirea standardelor de siguranță;

- Îndeplinirea obiectivelor standardizate;
- Ridicarea gradului de civilizație, a confortului și a calității vieții;
- Îmbunătățirea condițiilor de mediu, prin reducerea emisiilor CO2 generate de noua tehnologie.
- Realizarea unui raport optim calitate/cost pentru perioada de derulare a contractului de cooperare și un echilibru între riscurile și beneficiile asumate prin contract (structura și nivelul tarifelor practicate vor reflecta costul efectiv al prestației și vor fi în conformitate cu prevederile legale);
- Susținerea și stimularea dezvoltării economico-sociale a sectorului IMM;
- Funcționarea și exploatarea în condiții de siguranță, rentabilitate și eficiență economică a infrastructurii aferente serviciului.

5.6. Nominalizarea surselor de finanțare a investiției, ca urmare a analizei financiare și economice: fonduri proprii, credite bancare, alocații de la bugetul de stat/bugetul local, credite externe garantate sau contractate de stat, fonduri externe nerambursabile, alte surse legal constituite.

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

Cofinanțarea proiectului va fi realizată prin surse proprii ale beneficiarului.

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III)	60.931.423,60
	din care TVA	9.616.216,18
II	Valoarea neeligibilă a investiției	8.907.655,11
III	Valoarea eligibilă a investiției	42.407.552,32
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	33.944.550,00

6. Urbanism, acorduri și avize conforme

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

Pentru investiția propusă se va obține Certificat de Urbanism emis de UAT.

6.2. Extras de carte funciară, cu excepția cazurilor speciale, expres prevăzute de lege - nu este cazul
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 - nu este cazul

6.4. Avize conforme privind asigurarea utilităților –

Contract de furnizare a energiei electrice

Apa este asigurată din instalațiile proprii ale beneficiarului - puțuri forate în amplasament.

Prin certificatul de urbanism, în vederea obținerii autorizației de construire vor fi solicitate mai multe avize:

1. Acord de mediu de la Agenția de Protecție Mediului
2. Aviz alimentare cu apă
3. Aviz alimentare cu energie electrică
4. Aviz Societatea Națională de Transport Gaze Naturale Transgaz SA
5. Aviz sănătatea populației

6.5. Studiu topografic, vizat de către Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară - nu este cazul

6.6. Avize, acorduri și studii specifice, după caz, în funcție de specificul obiectivului de investiții și care pot condiționa soluțiile tehnice – după punerea în funcțiune va fi solicitată emiterea Autorizației de Înfăințare pentru noi instalații de producere a hidrogenului în baza Ordinului ANRE 200/28.10.2020.

7. Implementarea investiției

7.1. Informații despre entitatea responsabilă cu implementarea investiției

Principalele date de identificare ale Beneficiarului, care va fi responsabil de implementarea investiției sunt următoarele:

- ✓ Cod CAEN: 2011 – Fabricarea gazelor industriale
- ✓ Forma de organizare: SRL sau SA

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

Așa cum s-a menționat anterior, obiectivul general este de a aborda principalele provocări ale sectorului IMM din România în ceea ce privește decarbonizarea și poluarea aerului, respectiv asigurarea tranziției verzi sectorului IMM prin promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului.

Proiectul presupune realizarea a 3 tipuri de activități, derulate pe parcursul a 24 luni de implementare de proiect, astfel:

I. Activități de dezvoltare proiect:

1. Obținere aviz tehnic de racordare, avize si acorduri, dupa caz; această activitate se va derula dinaintea semnării contractului de finanțare, fiind unica de acest tip.
2. Activitati obligatorii de informare si publicitate;
3. Activitati obligatorii de audit
4. Proiectare si inginerie sistem

II. Activități de construire/montaj:

1. Achizitie si montaj sistem

III. Punere în funcțiune:

1. Recepție si punere în funcțiune instalatie de utilizare
2. Recepție și punere în funcțiune instalație de racordare

Din punct de vedere al componentelor investiționale acestea se axează pe 3 direcții principale:

- Achiziția de construcții și instalații și utilaje echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj , în valoare de 45.699.517,74 lei fără TVA, format din:
- Servicii obligatorii de informare si publicitate, în valoare de 5.000 lei fără TVA;
- Servicii obligatorii de audit, în valoare de 12.298 lei fără TVA.

Esalonarea investitiei pe ani si surse de finantare va fi urmatoarea:

ESALONAREA INVESTITIEI				
Nr.crt.	Etape in realizare investitiei	AN 1- Fara TVA	An 2 fara TVA	Total fara TVA
1	2			4,00
1	Obținerea terenului	1.287.000,00	-	1.287.000,00
2	Amenajarea terenului	-	284.865,92	284.865,92
3	Racorduri	512.258,30	963.591,70	1.475.850,00
4	Studii de teren	52.500,00	-	52.500,00
5	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	238.890,92	-	238.890,92
6	Expertizare tehnică	10.000,00	-	10.000,00
7	Temă de proiectare	5.000,00	-	5.000,00
8	Studiu de fezabilitate	49.195,00	-	49.195,00
9	DTAC	12.298,00	-	12.298,00
10	Verificare	22.137,00	-	22.137,00
11	Proiect tehnic	270.572,50	-	270.572,50

12	Servicii consultanta	303.237,50	303.237,50	606.475,00
13	Auditul financiar	-	12.298,00	12.298,00
14	Asistenta tehnica	50.312,73	60.375,27	110.688,00
15	Dirigenție de șantier	37.566,82	45.080,18	82.647,00
16	Construcții și instalații	2.630.743,55	229.908,77	2.860.652,32
17	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	2.633.572,34	658.393,08	3.291.965,42
18	Utilaje, echipamente tehnologice funcționale care necesită montaj	31.600.800,00	7.900.200,00	39.501.000,00
19	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	36.720,00	9.180,00	45.900,00
20	Lucrări de construcții si instalații aferente organizării de șantier	257.400,00	-	257.400,00
21	Cheltuieli conexe organizării șantierului	15.000,00	-	15.000,00
22	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	234.514,45	469.028,90	703.543,35
23	Cheltuieli diverse și neprevăzute	30.546,75	10.182,25	40.729,00
24	Cheltuieli pentru informare și publicitate	2.500,00	2.500,00	5.000,00
25	Pregătirea personalului de exploatare	-	14.200,00	14.200,00
26	Probe tehnologice și teste	-	59.400,00	59.400,00
Total (exclusiv TVA)		40.292.765,85	11.022.441,57	51.315.207,43
din care C+M		8.170.733,66	1.552.439,40	9.723.173,06
TVA		7.611.067,77	2.005.148,41	9.616.216,18
Total (inclusiv TVA)		47.903.833,62	13.027.589,98	60.931.423,60

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

Nr. Crt.	Surse de finanțare	Valoare
I	Valoarea totală a investiției (I=II+III)	60.931.423,60
	din care TVA	9.616.216,18
II	Valoarea neeligibilă a investiției	8.907.655,11
III	Valoarea eligibilă a investiției	42.407.552,32
1	Valoarea ajutorului de stat solicitat	33.944.550,00

Pentru a asigura o implementare cu succes a proiectului de investiții au fost prevăzute serviciile externalizate de management a proiectului. Se estimează colaborarea cu o persoana cu experiență din partea consultantului în servicii de management de proiect, alături de responsabilul tehnic.

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

a) obținerea și amenajarea terenului; - nu este cazul

b) asigurarea utilităților necesare funcționării obiectivului;

Pentru funcționalitatea obiectivului este necesar ca obiectivul să fie racordat la rețea. I

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;

Soluția tehnică optimă recomandată investiției este realizată cu următoarele componente:

Scenariul 1 – electrolizor de 2,5 MW

Module de electroliză

Pentru a genera cantitatea dorită de cca. 1000 nmc/h de hidrogen, instalația este formată din 2 module HyLYZER®-500 de tip container, fiecare cu electrolizor PEM de 2,5 MW. (putere electrică instalată). Electrolizoarele pe sistem PEM sunt modulare, proiectate pentru transport și instalare facile, cu interconectivitate excelentă pentru scalare și o experiență fără rival în ceea ce privește reziliența, nevoia scăzută de mentenanță și maximă siguranță în exploatare.

Fiecare dintre cele 2 module constă din următoarele componente principale.

g. Container

Containerele electrolizorului au următoarele componente:

- Pereți și tavane izolate.
- Podea din tablă.
- Uși incuiabile în pereții exteriori.
- Iluminat în toate secțiunile.
- Toate echipamentele implementate complet și instalate cu conducte și cablare, reducând timpul și costurile de instalare/asamblare la fața locului.
- Încălzire și ventilație forțată (în Zona 2: ATEX Directive 2014/34/EU)
- Sine de siguranță pe acoperișul containerului
- Lumini sau lumini de urgență pentru cel puțin 30 de minute în cazul unei pene de curent
- Sistem de iluminat exterior
- Lumini în afara containerului la intrarea în camera de control/utilitate și în camera de procesare

- Linii de evacuare: Două tuburi din oțel inoxidabil cu capace de ploaie pentru ventilația sigură a H_2 și O_2 .
- Încălzitoare pentru a proteja echipamentele de temperaturi sub zero.

h. Modulul de electroliză

Componenta centrală a părții de proces pentru generarea hidrogenului este stiva de electroliză PEM (Polymer Electrolyte Membrane Stack). Stiva de celule constă din celule electrolitice, fiecare conținând un „ansamblu de electrozi cu membrană” MEA, două „straturi de difuzie a gazului” GDL și o placă bipolară.

H_2 și O_2 sunt generate atunci când apa de proces/răcire este alimentată în echipament și încărcată cu electricitate. În continuarea procesului gazele sunt dirijate către uscător, unde gazele sunt răcite și apa este condensată.

Unitatea constă în principal din:

- cadru din oțel inoxidabil
- 2x stive PEM 1500E
- Pompa de circulație pentru apa demineralizată
- Pompa de injecție pentru apa demineralizată
- separator de hidrogen gazos
- separator de gaz oxigen
- Răcitor de gaz pentru hidrogen „dezumidificator” – filtru coalescent
- Schimbător de căldură pentru apă potabilă și răcire cu gaz
- Detector de scurgeri de hidrogen atmosferic (HTA)
- Conținutul de oxigen în hidrogenul produs (HTO)
- instrumentare, senzori etc.
- fittinguri de închidere
- cutii terminale
- sistem de evacuare separată (H_2 și O_2)

i. Purificarea hidrogenului

Sistemul de purificare a hidrogenului este proiectat pentru a purifica în continuare hidrogenul la un minimum de 99,999%. Această puritate se realizează în doua etape:

- Etapa deoxo: reducerea conținutului de O₂ în H₂ prin reacție catalitică;
- Etapa de uscare: pentru reducerea umidității în 2 rezervoare de absorbție: unul în funcțiune și unul în modul de așteptare/regenerare.

Unitatea constă în principal din:

- cadru din oțel inoxidabil
- Rezervor deoxo cu catalizator pentru eliminarea O₂ din H₂
- Încălzirea și izolarea termică a rezervorului Deoxo
- schimbător de căldură
- filtru coalescent
- Sistem de drenaj pentru scurgerea apei
- Două vase de uscare prin absorbție umplute cu sită moleculară
- Încălzirea electrică și izolarea celor două rezervoare de uscător cu absorbție
- Conducte de conectare la circuitul de răcire cu gaz
- Linii de conectare la sistemul de evacuare (H₂ și O₂)
- robinete de închidere
- Măsurarea online a purității (monitorizarea ppm O₂ în H₂ și ppm H₂O în H₂)
- evacuarea automata a H₂ în atmosferă dacă calitatea acestuia este în afara specificațiilor.
- Repornire automată (PT-U)

j. Tratarea apei

Apa demineralizată este circulată prin stiva de celule a PEM 1500E la un debit mare. O mică parte din apă este împărțită în H₂ și O₂, în timp ce cea mai mare parte este folosită pentru a disipa căldura și gazele produse. Apa proaspătă demineralizată este furnizată în mod continuu pentru a echilibra apa transformată în H₂ și O₂. Această apă pură este produsă în tratarea apei potabile în skid. Acest tratament de apă potabilă pompează apă demineralizată într-un rezervor tampon. De acolo, apa tratată este alimentată în ciclul procesului de electroliză prin pompa de injecție dacă este necesar. Există o

monitorizare continuă a calității apei din circuitul de electroliză sub presiune, ceea ce duce la o circulație de bypass reglată prin sistemul intern de tratare a apei.

Unitatea constă în principal din:

- cadru din oțel inoxidabil
- Separator de gaz H₂ rezervor de golire
- Rezervor tampon 1 circuit de apă
- Rezervor tampon 2 circuit de apă
- Monitorizarea nivelului pe fiecare rezervor
- pompa de circulație a apei
- filtrul
- Monitorizarea continuă a calității apei
- supape
- supape de siguranță

k. Utilități

Camera de utilitate este o cameră separată în container pentru a găzdui alte periferice necesare și sistemul de operare. Răcitorul cu gaz este instalat în afara containerului. Imaginea de mai jos prezintă și un rezervor de captare pentru a colecta lichidul de răcire al circuitului de răcire închis în cazul unei defecțiuni a supapei.

Unitatea constă în principal din:

- Ușă de intrare separată, care poate fi încuiată
- Pereți izolați termic
- Sistem HVAC
- Sistem de purificare a apei
- Pompă apă pentru răcire cu circuit închis
- Controlul termostatului apei de răcire
- răcitor (în exterior)
- panou de comutare

1. Punct de reglare măsurare și fiscalizare

Punctul de reglare măsurare și fiscalizare (PRMF) servește la colectarea hidrogenului produs, reducerea sau reglării presiunii hidrogenului în intervalul de funcționare al electrolizatoarelor precum și la măsurarea cantității de hidrogen produse și livrate către SNT. PRMF este containerizat.

d) probe tehnologice și teste.

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

7.4. Recomandări privind asigurarea capacității manageriale și instituționale

Managementul proiectului va fi împărțit între o echipă formată din angajații interni ai societății și o firmă de consultanță (echipa externă) care va asigura suportul pe întreaga perioadă de implementare a proiectului. Pentru a asigura o implementare cu succes a proiectului de investiții au fost prevăzute serviciile externalizate de management a proiectului. Se estimează colaborarea cu o persoană cu experiență din partea consultantului în servicii de management de proiect, alături de responsabilul tehnic.

Atribuțiile echipei externe în management de proiect sunt următoarele:

- Este responsabil pentru elaborarea planurilor de management în vederea implementării cu succes a activităților proiectului și atingerii rezultatelor planificate în proiect;
- Supraveghează desfășurarea zilnică a proiectului și gestionează echipa proiectului în vederea realizării atribuțiilor stabilite în concordanță cu activitățile și rezultatele propuse;
- Este responsabil pentru coordonarea managementului zilnic al proiectului – organizațional și conceptual;
- Acorda consultanță tuturor membrilor echipei de proiect pe parcursul realizării activităților proiectului în concordanță cu obiectivele propuse prin proiect;
- Urmărește respectarea prevederilor programului de finanțare pe durata implementării proiectului;
- Verifică concordanța obiectivelor proiectului cu îndeplinirea scopurilor și obiectivelor PNRR.;
- Verifică și se asigură de capacitatea financiară a solicitantului de a susține proiectul după finalizarea acestuia, precum și capacitatea solicitantului din punct de vedere tehnic și al resurselor umane.
- Întocmirea cererilor de rambursare;
- Urmărirea implementării în condițiile prevăzute de contractul de finanțare a proiectului;
- Întocmirea modificărilor de soluție tehnică conform contractului de finanțare;

- Consultanta în întocmirea actelor adiționale la contractele de furnizare (servicii, bunuri);
- Consultanta în întocmirea răspunsurilor la solicitări suplimentare;
- Coordonarea părților implicate în procesul obținerii finanțării: furnizori de bunuri și servicii;
- Asistentă în relația cu Autoritatea de management a programului de finanțare.

CV-urile aferente membrilor echipei de proiect, alături de fișele de post susțin capacitatea managerială a întreprinderii în vederea implementării și operării cu succes a proiectului propus.

Suplimentar echipei de proiect, în vederea unei bune implementări a proiectului, se va apela la serviciile unei companii specializate de consultanță care va asista atât tehnic cât și din punct de vedere al managementului de proiect.

8. Concluzii și recomandări

Implementarea proiectului la nivelul diferitelor societăți din categoria IMM va aduce un real beneficiu prin asigurarea sustenabilității energetice la nivelul sectorului IMM, precum și prin asigurarea tranziției verzi sectorului IMM prin promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile, a eficienței energetice și a tehnologiilor viitorului, contribuind la atingerea obiectivelor asumate de România.

Deși hidrogenul din surse regenerabile are un cost mai ridicat decât alternativa pe bază de combustibili fosili, există premise promițătoare pentru reducerea costurilor per total, în anii următori, pe baza prognozelor privind reducerea semnificativă a costurilor de investiții în electrolizoare (de aproximativ 5 ori până în 2030, comparativ cu 2023) și a costului energiei din surse regenerabile, care a scăzut constant în ultimul deceniu, în special al energiei solare.

Recenta criză energetică a demonstrat volatilitatea prețurilor gazelor naturale, care poate fi indusă de acțiuni geopolitice neprevăzute. Deși rezervele de gaze naturale neexploatate în prezent în România (Marea Neagră) creează așteptări privind scăderea prețului gazelor naturale în anii următori, nu există o prognoză clară/certă despre impactul asupra prețurilor de pe piața angro a gazelor naturale. În plus, utilizarea combustibililor fosili va deveni din ce în ce mai costisitoare, având în vedere creșterile preconizate ale prețului dioxidului de carbon (CO₂), ca urmare a revizuirii EU-ETS. Astfel, producția actuală a hidrogenului pe bază de combustibili fosili va trebui eliminată treptat.

Hidrogenul poate fi utilizat în diferite segmente și ajută la reducerea emisiilor de carbon în aplicații de mobilitate, procese de producție industrială și aplicații rezidențiale pentru încălzire și alimentare cu energie electrică. Această flexibilitate face din hidrogen combustibilul ideal pentru tehnologiile climatice neutre. În plus, hidrogenul poate fi folosit ca materie primă industrială pentru alimentarea celulelor de combustie sau în turbine și motoare utilizate în diferite sectoare de activitate încadrate în categoria IMM.