



# **RAPORT DE CERCETARE INTERMEDIAR III**

**Perioadă raportare: IANUARIE-IUNIE 2023**

**Domeniu 2: Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră**

**Titlu proiect: Optimizarea tehnico-economică și de mediu a integrării proceselor pre- și post-combustie de captare CO<sub>2</sub> utilizând membrane polimerice în sisteme energetice și non-energetice**

**Echipă de cercetare:**

**Director de proiect: Ș.I.dr.ing. Nela SLAVU**

## Etapa 4. Evaluarea tehnico-economică și de mediu a procesului de captare a CO<sub>2</sub>-ului prin membrane

### Rezumat

În prezent, o centrală pe cărbune este cel mai mare producător de energie din lume și este principala sursă de emisii de CO<sub>2</sub> care influențează în mod direct schimbările climatice și provoacă o creștere a temperaturii atmosferei [1]. În acest context, au fost studiate diferite soluții pentru a răspunde cererii de energie cu emisii de dioxid de carbon reduse/zero, cum ar fi utilizarea biomasei, considerată un combustibil neutru din punct de vedere al emisiilor de CO<sub>2</sub> [2,3]. Principalul beneficiu al utilizării biomasei este faptul că aceasta absoarbe dioxidul de carbon prin creșterea sa, similar cu cantitatea generată în timpul procesului de ardere [4]. Deoarece biomasa este considerată neutră din punct de vedere a emisiilor de CO<sub>2</sub>, atunci când este integrată o tehnologie de captare CO<sub>2</sub>, se pot obține emisii negative de CO<sub>2</sub>. Prin urmare, o tehnologie de ardere a biomasei, sau utilizarea biomasei într-un ciclu combinat cu gazeificare integrată (tehnologia BIGCC), cuplate cu o tehnologie de captare CO<sub>2</sub> pot contribui la decarbonizarea mediului. Aceste tehnologii sunt incluse în tehnologiile CDR (tehnologii de eliminare a dioxidului de carbon). În această etapă s-a analizat integrarea tehnologiei de captare CO<sub>2</sub> post-combustie prin absorbție chimică în cadrul unei centrale electrice pe bază de biomasă (arderea pulverizată a biomasei), respectiv integrarea tehnologiei de captare CO<sub>2</sub> pre-combustie prin membrane și absorbție chimică în cadrul unui BIGCC.

### 1. Integrarea procesului de captare CO<sub>2</sub> post-combustie în cadrul unui proces energetic pe bază de biomasă

Centrala electrică analizată în acest studiu se bazează pe biomasa lemnoasă (plop) cu compoziția chimică și puterea calorifică superioară (PCS) și inferioară (PCI) prezentate în Tabelul 1. Arderea pulverizată a biomasei a fost luată în considerare pentru producerea de energie electrică. A fost utilizată turbina cu abur SST-400, cu o putere maximă de până la 60 MW și o presiune și o temperatură a aburului viu de până la 140 bar, respectiv 540 °C. Compoziția umedă și uscată a gazelor de ardere rezultate în urma arderii biomasei pentru o valoare a coeficientului de exces de aer de 1.4 este prezentată în Tabelul 2.

**Tabelul 1.** Compoziție elementară biomasă

Biomasă	C	H	S	O	N	A	W	PCS	PCI
	wt.%	wt.%	wt.%	wt.%	wt.%	wt.%	wt.%	MJ/kg	MJ/kg
Plop	48.02	6.00	0.09	35.21	0.27	2.02	8.40	18.95	18.36

**Tabelul 2.** Compoziție gaze de ardere

Component	Gaze de ardere umede	Gaze de ardere uscate
CO <sub>2</sub> , vol.%	10.141	10.973
SO <sub>2</sub> , vol.%	0.002	0.002
N <sub>2</sub> , vol.%	76.465	82.741
O <sub>2</sub> , vol.%	5.807	6.284
H <sub>2</sub> O, vol.%	7.585	0

Principalele date ale centralei electrice pe bază de biomasă sunt prezentate în Tabelul 3. Pentru un factor de încărcare de 85%, care corespunde unui timp de funcționare anual de 7500 h/an, debitul de biomasă necesar pentru o putere de 50 MW este de 6.28 kg/s. Energia electrică

produsă anual este de 375 GWh. Factorul de emisie CO<sub>2</sub> este de 829.01 g/kWh. Dacă biomasa este considerată neutră din punct de vedere al emisiilor de CO<sub>2</sub>, factorul de emisie este de 0 g/kWh.

**Tabel 3.** Date principale centrală electrică

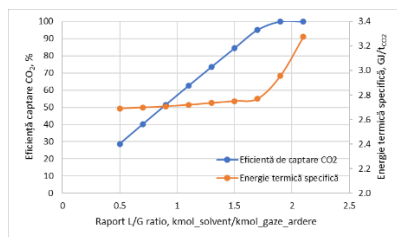
Parametru	U.M	Valoare
Putere netă	MW	50
Eficiență globală	%	42
Durată anuală de funcționare	h/an	7500
Factor de încărcare	%	85
Energie electrică	GWh/an	375
Debit biomasă	kg/s	6.28
Debit gaze de ardere	kg/s	71.84
Debit CO <sub>2</sub>	kg/s	11.51
Factor de emisie CO <sub>2</sub>	gCO <sub>2</sub> /kWh	829.01

Cazurile analizate sunt următoarele:

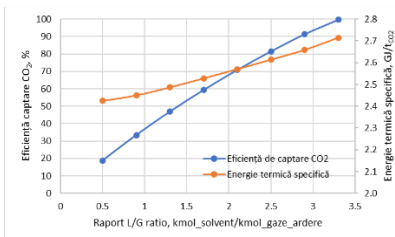
- Cazul 1: Centrală electrică pe bază de biomasă fără captare de CO<sub>2</sub>;
- Cazul 2: Centrală electrică pe bază de biomasă cu captare CO<sub>2</sub> post-combustie prin absorbție chimică (MEA wt.30%);
- Cazul 3: Centrală electrică pe bază de biomasă cu captare CO<sub>2</sub> post-combustie prin absorbție chimică (DEA wt.30%);
- Cazul 4: Centrală electrică pe bază de biomasă cu captare CO<sub>2</sub> post-combustie prin absorbție chimică (MDEA wt.30%).

Procesul de absorbție chimică este caracterizat de raportul L/G (raportul dintre debitul de solvent chimic și debitul de gaze de ardere care intră în coloana de absorbție). Eficiența captării CO<sub>2</sub> depinde de raportul L/G și de tipul de amină. În cazul procesului de regenerare, gradul de încărcare al solventului sărac în CO<sub>2</sub> a fost menținută constant la 0.15 mol<sub>CO2</sub>/mol<sub>amină</sub> pentru toate tipurile de amine studiate. Aburul necesar pentru regenerarea solventilor este preluat de la turbina cu abur în contrapresiune. Astfel, după integrarea post-combustie a procesului de captare a CO<sub>2</sub>, eficiența globală a centralei electrice scade.

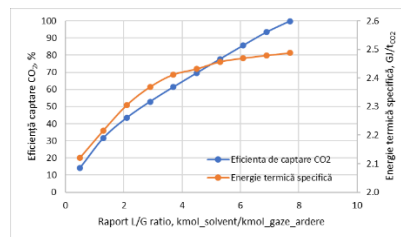
Figurile 1-3 prezintă rezultatele obținute în ceea ce privește eficiența de captare CO<sub>2</sub> și consumul de energie termică pentru regenerarea solventilor chimici. În cazul utilizării MEA, raportul L/G a variat între 0.5-2.1 kmol<sub>solvent</sub>/kmol<sub>ga</sub>. Eficiența de captare CO<sub>2</sub> crește odată cu creșterea raportului L/G, datorită cantității mai mari de solvent chimic introdus în coloana de absorbție. Gradul de încărcare al solventului chimic bogat în CO<sub>2</sub> a variat între 0.46-0.55 kmol<sub>CO2</sub>/kmol<sub>MEA</sub>. Necesarul de căldură pentru regenerarea solventului chimic crește odată cu creșterea raportului L/G, variind între 31960-135800 MJ/h. Pentru o eficiență de captare CO<sub>2</sub> de 90%, raportul L/G este de 1.60 kmol<sub>solvent</sub>/kmol<sub>ga</sub>, cu o cantitate specifică de energie termică pentru regenerarea solventului de 2.76 GJ/t<sub>CO2</sub>. În ceea ce privește DEA și MDEA, acestea au o capacitate de absorbție CO<sub>2</sub> mai mică, ceea ce a determinat cantități mai mari de solvent care trebuie utilizate pentru a atinge o eficiență de captare CO<sub>2</sub> de până la 100%. Astfel, în cazul DEA, pentru o eficiență de captare CO<sub>2</sub> de 90 %, raportul L/G este de 2.85, respectiv 6.54 kmol<sub>solvent</sub>/kmol<sub>ga</sub> pentru MDEA. În ceea ce privește consumul specific de energie termică, acesta este de 2.65 GJ/t<sub>CO2</sub> pentru DEA și de 2.48 GJ/t<sub>CO2</sub> pentru MDEA, mai mic decât pentru MEA datorită temperaturilor mai scăzute din procesul de regenerare (125 °C pentru MEA, 118 °C pentru DEA și 104 °C pentru MDEA). Pierderea specifică de solvent este de 0.1 kg/t<sub>CO2</sub> pentru MEA, 0.05 kg/t<sub>CO2</sub> pentru DEA, respectiv 0.31 kg/t<sub>CO2</sub> pentru MDEA.



**Figura 1.** Eficiența de captare CO<sub>2</sub> și energia termică specifică în funcție de raportul L/G pentru MEA 30%



**Figura 2.** Eficiența de captare CO<sub>2</sub> și energia termică specifică în funcție de raportul L/G pentru DEA 30%



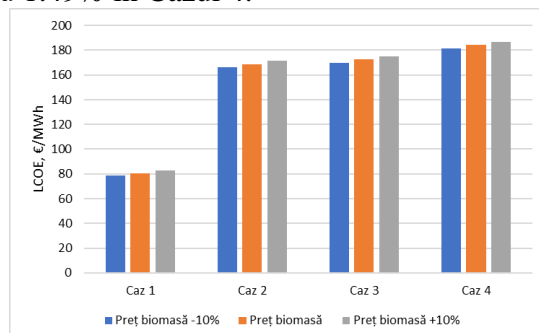
**Figura 3.** Eficiența de captare CO<sub>2</sub> și energia termică specifică în funcție de raportul L/G pentru MDEA 30%

Rezultatele obținute pentru indicatorii tehnico-economici sunt centralizate în Tabelul 4. Eficiența globală scade cu până la 20% după integrarea tehnologiei de captare a CO<sub>2</sub> (pentru o eficiență de captare CO<sub>2</sub> de 90%). Datorită neutralității biomasei și integrării tehnologiei de captare a CO<sub>2</sub>, s-a obținut un factor de emisie negativ de 746 g/kWh. Metodologia utilizată pentru determinarea indicatorilor tehnici și economici este prezentată în referința bibliografică [5]. Costul specific al investiției crește cu 55% odată cu integrarea procesului de captare prin absorbție chimică. Datorită prețului de achiziție mai mic și a cantității mai mici de solvent utilizat pentru a atinge o eficiență de captare de 90%, cel mai mic cost cu solventul chimic s-a obținut atunci când se utilizează MEA (Cazul 2). Costul actualizat al energiei electrice (LCOE) este de 80.69 €/MWh în Cazul 1, iar pentru cazurile 2, 3 și 4 crește cu 109.27%, 113.74%, respectiv 128.27%. Costul de captare CO<sub>2</sub> variază între 95-115 €/tCO<sub>2</sub>, cel mai scăzut fiind în Cazul 2, iar costul evitat cu emisia de CO<sub>2</sub> variază între 118-139 €/tCO<sub>2</sub>.

**Tabelul 4.** Rezultate indicatori tehnico-economici

Indicatori tehnici	U.M.	Caz 1	Caz 2	Caz 3	Caz 4
Energie termică regenerare solvent	GJ/tCO <sub>2</sub>	-	2.76	2.65	2.48
Eficiență de captare CO <sub>2</sub>	%	-	90	90	90
Cantitate CO <sub>2</sub> captată	t/an	-	279868	279835	279823
Cantitate solvent chimici (cu pierderi)	t/an	-	317.6	602.6	1448.1
Energie electrică	MWh/an	375000	302343	304662	308448
Eficiență globală	%	42	33.86	34.12	34.55
Penalitate eficiență globală	p.p	-	8.14	7.88	7.45
Factor de emisie CO <sub>2</sub>	g/kWh	829.01	102.57	101.90	100.69
Factor de emisie CO <sub>2</sub> (biomasă neutră)	g/kWh	0	-746.32	-746.23	-746.20
Indicatori economici	U.M.	Caz 1	Caz 2	Caz 3	Caz 4
Rată de actualizare	%	0.08	0.08	0.08	0.08
Timp operare	an	30	30	30	30
Preț biomasă	€/kg	0.05	0.05	0.05	0.05
Preț solvent chimic	€/kg	-	2.6	3.8	4.5
Investiție	M€	195.8	305.5	3055.5	305.5
Costuri fixe O&M	M€/an	2.11	3.09	3.09	3.09
Costuri variabile O&M	M€/an	1.75	3.45	3.47	3.52
Cost biomasă	M€/an	8.48	8.48	8.48	8.48
Cost solvent chimic	M€/an	-	0.82	2.29	6.51
LCOE	€/MWh	80.69	168.86	172.47	184.19
Cost captare CO <sub>2</sub>	€/tCO <sub>2</sub>	-	95.25	99.92	114.09
Cost evitat CO <sub>2</sub>	€/tCO <sub>2</sub>	-	118.14	122.09	138.71

În Figura 4 se prezintă influența prețului biomasei asupra costului actualizat al energiei electrice. La o scădere/creștere a prețului biomasei cu 10% față de cel luat în considerare inițial în analiză, costul actualizat al energiei electrice scade/crește cu 2.8% în Cazul 1, cu 1.66% în Cazul 2, cu 1.61% în Cazul 3 și cu 1.49% în Cazul 4.

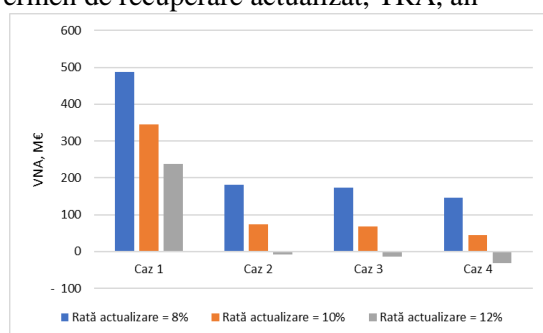


**Figura 4.** Costul actualizat al energiei electrice în funcție de prețul biomasei (-/+ 10% )

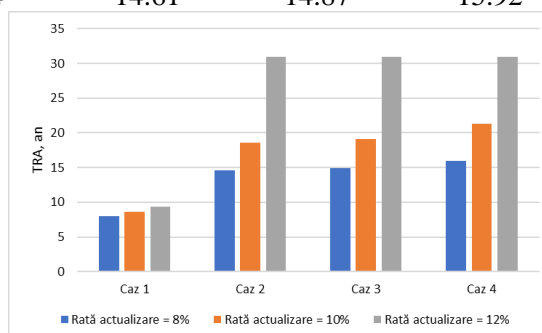
Indicatorii financiar-economici sunt prezentați în Tabelul 5. Prețul de vânzare al energiei electrice a fost de 250 EUR/MWh. În toate cazurile studiate, valorile indicatorilor indică faptul că soluția propusă este fezabilă din punct de vedere economic (VNA este mai mare decât 0, RIR este mai mare decât rata de actualizare luată în considerare, iar TRA este mai mic decât durata de funcționare). Figurile 5 și 6 se prezintă variația VNA și TRA în funcție de rata de actualizare. S-a luat în considerare o rată de actualizare de 8, 10 și 12%. Cele mai bune valori sunt obținute la cea mai mică rată de actualizare de 8%. Pe măsură ce rata de actualizare crește, VNA scade, iar TRA crește. În Cazul 3 și Cazul 4, pentru o rată de actualizare de 12%, proiectul nu mai este fezabil.

**Tabelul 5.** Rezultate indicatori financiar-economici

Indicator	Caz 1	Caz 2	Caz 3	Caz 4
Venit net actualizat, VNA, M€	668	182	174	146
Rată internă de rentabilitate, IRR, %	30.96	16.39	16.16	15.31
Termen de recuperare actualizat, TRA, an	7.04	14.61	14.87	15.92



**Figura 5.** VNA în funcție de rata de actualizare



**Figura 6.** TRA în funcție de rata de actualizare

Arderea biomasei cuplată cu tehnologia de captare a CO<sub>2</sub> poate contribui în mod semnificativ la reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>, deoarece atât procesul de generare a energiei electrice, cât și cel de captare post-combustie prin absorbție chimică sunt mature și pot fi implementate la scară industrială. În acest studiu, pentru o centrală electrică pe biomasă de 50 MW, s-a obținut un factor de emisie CO<sub>2</sub> negativ de 746 g/kWh după integrarea tehnologiei de captare CO<sub>2</sub>. Prin urmare, pe parcursul unui an, această tehnologie poate absorbi aproximativ 279.8 ktCO<sub>2</sub> din mediul înconjurător. Costul actualizat al energiei electrice pentru centrala electrică pe biomasă fără procesul de captare a CO<sub>2</sub> este de 80,69 €/MWh. În cazul integrării procesului de captare CO<sub>2</sub> prin absorbție chimică, costul obținut este cuprins între 168-185 €/MWh, în funcție de amina utilizată.

## 2. Integrarea procesului de captare CO<sub>2</sub> pre-combustie

Cazurile analizate sunt următoarele:

- Cazul A: BIGCC bazat pe gazeificarea cu aer a biomasei cu o tehnologie de captare CO<sub>2</sub> pe bază de membrane și absorbție chimică;
- Cazul B: BIGCC bazat pe gazeificarea cu oxigen cu tehnologie de captare CO<sub>2</sub> pe bază de membrane.

În procesul de gazeificare s-a utilizat ca și agent oxidant, atât aerul, cât și oxigenul. În cazul O<sub>2</sub>, s-a folosit un compresor pe linia de intrare a O<sub>2</sub>, pentru a crește presiunea gazului de sinteză introdus în tehnologia membranară la 5 bar, această presiune fiind cea maximă acceptată pentru tehnologia membranară dezvoltată în laboratorul Universității Politehnica din București. Energia necesară pentru a separa 1 tonă de O<sub>2</sub> din N<sub>2</sub> este de aproximativ 540 kJ/kg [6]. Puterea calorică inferioară (PCI) a biomasei este de 18532.8 kJ/kg.

Procesul de gazeificare este caracterizat prin raportul echivalent (ER,  $\text{kg}_{\text{aer/O}_2\text{ real}}/\text{kg}_{\text{aer/O}_2\text{ stoechiometric}}$ ) și eficiența gazului rece (CGR), relațiile 1 și 2. ER reprezintă raportul dintre debitul de aer/oxigen real, în kg/h, introdus în reactorul de gazeificare și debitul de aer/oxigen stoechiometric, în kg/h, calculat la arderea completă a debitului de biomasă. CGR reprezintă raportul dintre conținutul energetic al gazului de sinteză (produsul dintre debitul de singaz produs, în kg/h, și puterea calorică inferioară a singazului, în kJ/kg) și conținutul energetic al biomasei (produsul dintre debitul de biomasă, în kg/h, și puterea calorică inferioară a biomasei, în kJ/kg).

În această analiză, a fost utilizată o singură membrană cu permeabilitatea de 3.000 GPU [7], o pompă de vid și un compresor pentru captarea emisiilor CO<sub>2</sub> din gazul de sinteză înainte de utilizarea acestuia într-un ciclu combinat. Astfel, tehnologia cu membrană are rolul de a preconcentra CO<sub>2</sub> în fluxul de permeat. Membrana este formată din 2 straturi: un PSF 50 K, polimerul suport, și enzima CA. Membrana utilizată este de tip spirală, cu o curgere în contracurent. Permeabilitatea N<sub>2</sub> a fost presupusă la 20 GPU [8]. În cazul A, a fost necesar un compresor pentru a crește presiunea singazului, pentru a crește eficiența membranei pentru separarea CO<sub>2</sub> înainte de unitatea de absorbție chimică. Cu toate acestea, în cazul B, nu a fost utilizat niciun compresor înainte de unitatea membrană, deoarece presiunea singazului provenit din procesul de gazeificare este de 5 bar. Prin urmare, nu mai este nevoie de unitatea de absorbție chimică, obținându-se o puritate ridicată a CO<sub>2</sub>-ului, mai mult decât 99.9%.

În procesul de absorbție chimică (CAP) se utilizează un solvent chimic pentru captarea CO<sub>2</sub> din diferite fluxuri gazoase în coloana de absorbție înainte de a fi regenerat în coloana de desorbție [9]. Tehnologia CAP este utilizată doar în cazul A, din cauza conținutului scăzut de CO<sub>2</sub> din singaz. Solventul chimic utilizat a fost monoetanolamină în concentrație masică de 30%. Pentru a reduce debitul de solvent chimic și căldura necesară pentru regenerarea acestuia, fluxul de singaz a fost tratat în prima etapă în unitatea membranară.

Singazul obținut după procesul de separare CO<sub>2</sub> cu membrană (fluxul de retentat) a fost comprimat la 17 bar și introdus în ciclul combinat pentru producerea de energie electrică. Aburul obținut de la turbina cu abur în contrapresiune (5 bar) a fost utilizat fie pentru a furniza energie termică pentru regenerarea solventului chimic (cazul A), fie pentru a acoperi cerințele WGR (reactorul de schimbare apă-gaz) pentru cazul B. În cazul A, aburul necesar pentru WGR a fost generat de HRSG (generator de abur cu recuperare de căldură), unde s-a utilizat un debit de gaz natural de 500 kg/h. În Figura 7 se prezintă diagrama schematică a întregului proces BIGCC cu captare de CO<sub>2</sub> pre-combustie.



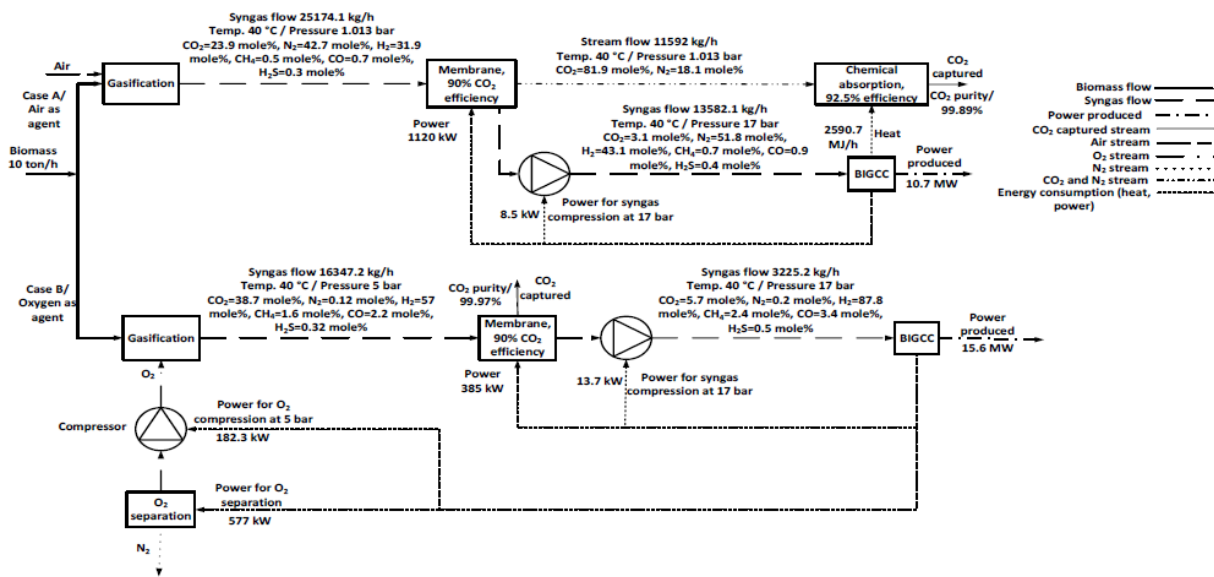


Figura 7. BIGCC cu captare de CO<sub>2</sub> pre-combustie

În Tabelul 6 sunt prezentate principalele ipoteze economice considerate în cadrul acestei analize.

Tabelul 6. Ipoteze economice

Indicator	U.M.	Valoare
Factor de încărcare	%	85
Preț energie electrică	€/MWh	200
Taxă emisii CO <sub>2</sub>	€/t	82 [10]
Durată anuală de funcționare	h/an	75% sau 8760
Cost membrană	€/m <sup>2</sup>	50
Durată de viață membrană	an	5
Cost pompă de vid / pompă CO <sub>2</sub>	€/kW	1300 / 1350
Cost compresor CO <sub>2</sub>	€/kW	1800
Cost înlocuire membrană	€/m <sup>2</sup>	10
Cost forță de muncă	€/h	15
Coloană absorbție / coloană desorbție	M€	27.7 / 31.4
Pompă/schimbător de căldură solvent bogat/sărac în CO <sub>2</sub>	M€	6.89
Cost turbină gaze / abur	M€	6 / 3
Cost condensator / gazeificator	M€	39 / 45 [11]
Cost reactor WGS / unitate eliminare cenușă	M€	21 / 16 [11]
Generator abur cu recuperare de căldură (HRSG)	M€	3 [11]
Compresor comprimare CO <sub>2</sub>	M€	11.7
Sistem răcire comprimare CO <sub>2</sub>	M€	0.87

Cantitatea totală de CO<sub>2</sub>, în kg, și factorul de emisie CO<sub>2</sub>, în kg/MWh, pentru cazurile cu și fără captare, s-au determinat cu relațiile 3 și 4.

$$CO_{2total} = CO_{2gazeificare+ardere} - CO_{2captare\ membrane+absorbție\ chimică} - CO_{2creștere\ biomasă} + CO_{2gaz\ natural} \quad (3)$$

unde:  $CO_{2total}$  este cantitatea totală de CO<sub>2</sub>,  $CO_{2gazeificare}$  este cantitatea de CO<sub>2</sub> provenită din procesul de gazeificare și ardere,  $CO_{2captare\ membrane+absorbție\ chimică}$  este cantitatea de CO<sub>2</sub> captată prin procesul de separare prin membrane și absorbție chimică,  $CO_{2creștere\ biomasă}$  este

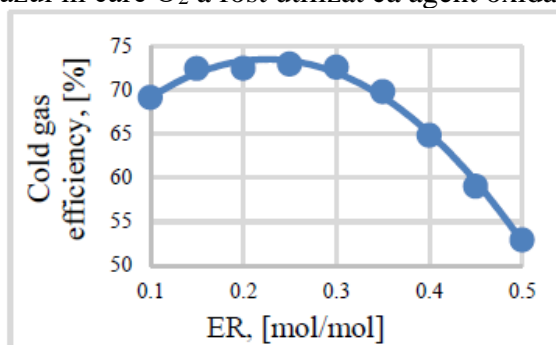
cantitatea de CO<sub>2</sub> provenită de la creșterea biomasei,  $CO_{2_{gaz\ natural}}$  este cantitatea de CO<sub>2</sub> provenită de la utilizarea gazului natural.

Când nu se integrează nicio tehnologie de captare CO<sub>2</sub>,  $CO_{2_{captare\ membrane+absorbție\ chimică}}$  este 0.  $CO_{2_{creștere\ biomasă}}$  este suma dintre CO<sub>2</sub> generat în procesul de gazeificare și CO<sub>2</sub> generat în procesul de ardere, în funcție de CO existent în singaz. În ceea ce privește valoarea utilizată, CO<sub>2</sub> în singaz este de 23.9% concentrație molară, iar CO<sub>2</sub> produs din CO care este în singaz este de 276.7 kg/h (Figura 1). Prin urmare, CO<sub>2</sub> generat după procesul de gazeificare și ardere este de 6293.3 kg/h, ceea ce reprezintă cantitatea de CO<sub>2</sub> absorbită în timpul creșterii biomasei (procesul de fotosinteză). Având în vedere că biomasa este neutră din punct de vedere al carbonului, toate emisiile de CO<sub>2</sub> generate de carbonul din compoziția biomasei au fost considerate, de asemenea, neutre.

Cantitatea de CO<sub>2</sub> absorbită de creșterea biomasei este mai mică în comparație cu cantitate de CO<sub>2</sub> generată de procesul de gazeificare și ardere, ca urmare a emisiilor de CO<sub>2</sub> rezultate din pregătirea și transportul biomasei către centrala electrică, acestea nu au fost luate în considerare pentru a simplifica analiza.

Factorul de emisie CO<sub>2</sub>, în kg/MWh, reprezintă raportul dintre cantitatea totală de CO<sub>2</sub> cu/fără captare, în kg/an și cantitatea totală de energie electrică produsă, MWh/an.

Sistemele de gazeificare și de captare au fost modelate în programul CHEMCAD versiunea 8.1, în timp ce ciclul combinat a fost modelat în Excel. Raportul ER considerat pentru procesul de gazeificare a fost de 0.25 atât pentru aer cât și pentru O<sub>2</sub>. În Figura 8 se prezintă variația CGE în funcție de ER în cazul în care O<sub>2</sub> a fost utilizat ca agent oxidant.



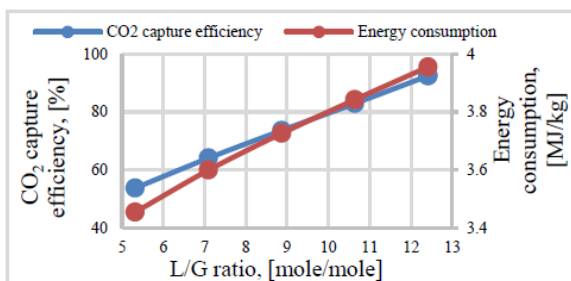
**Figura 8.** Variația CGE în funcție de raportul ER

Unitatea membranară fie captează cea mai mare parte a conținutului de CO<sub>2</sub> din singaz cu o puritate mai mică și trimite fluxul recuperat (în principal CO<sub>2</sub> și N<sub>2</sub>) către unitatea de absorbție chimică (cazul A), fie captează fluxul de CO<sub>2</sub> cu o puritate de 99,97% (cazul B) datorită conținutului scăzut de N<sub>2</sub> din gazul de sinteză obținut în urma procesului de gazeificare cu oxigen.

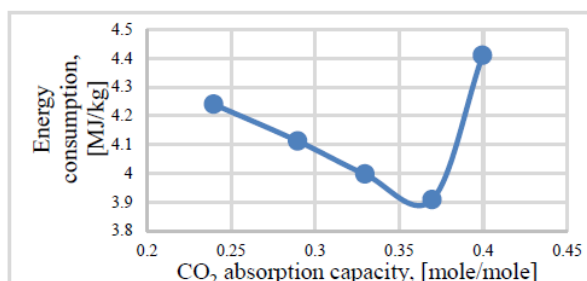
Utilizarea absorbției chimice în cazul A contribuie la creșterea concentrației de CO<sub>2</sub> din membrană la o anumită rată de captare. Figurile 9 și 10 arată că eficiența de captare CO<sub>2</sub> prin absorbție chimică crește odată cu creșterea raportului L/G, caz în care o cantitate suplimentară de solvent chimic este introdusă în proces.

Ținând cont de conținutul scăzut de CO<sub>2</sub> din fluxul de singaz, raportul L/G este mai mare de 12 kgsolvent/kg singaz pentru o eficiență de captare de minim 90%. Consumul specific de energie termică necesar pentru regenerarea solventului chimic este de aproximativ 3.9 MJ/kg pentru o capacitate de absorbție a CO<sub>2</sub> de 0.36 mol<sub>CO2</sub>/mo<sub>solvent</sub>. Emisiile de CO<sub>2</sub> pentru creșterea biomasei în cazul A sunt ușor mai mici decât emisiile din cazul B, din cauza diferenței concentrațiilor de hidrocarburi din singaz.





**Figura 9.** Variația eficienței de captare CO<sub>2</sub> și a consumului specific de energie termică pentru regenerarea solventului chimic în funcție de raportul L/G



**Figura 10.** Variația consumului specific de energie termică pentru regenerarea solventului chimic în funcție de capacitatea de absorbție CO<sub>2</sub>

Emisiile de CO<sub>2</sub> generate de utilizarea gazelor naturale nu au fost tratate în cadrul CCS, prin urmare, factorul de emisie CO<sub>2</sub> pentru cazul A este mai mare decât în celelalte cazuri. Eficiența globală în cazul A a scăzut după integrarea procesului de captare CO<sub>2</sub>, deoarece există un consum de energie electrică pentru procesul de separare prin membrane, cât și un consum de termică pentru procesul de regenerare a solventului chimic. Pe de altă parte, eficiența globală în cazul B nu a fost influențată în mare măsură de utilizarea CCS, datorită puterii scăzute necesare pentru pompa de vid a membranei (385 kW). În Tabelul 7 sunt prezentate rezultatele obținute pentru fiecare caz analizat.

**Tabelul 7.** Rezultate indicatori tehnico-economici

Indicator	U.M.	Caz A		Caz B	
		Fără captare CO <sub>2</sub>	Cu captare CO <sub>2</sub>	Fără captare CO <sub>2</sub>	Cu captare CO <sub>2</sub>
Debit biomasă	t/h	10	10	10	10
Flux de căldură singaz	kW	24979	24979	8698	8698
Emisii CO <sub>2</sub> creștere biomasă	kg/h	6293.3		6891	
Emisii CO <sub>2</sub> utilizare gaz natural	kg/h	-	1380.3	-	-
Emisii totale CO <sub>2</sub>	kg/h	6293.3	2,009.6	6,891	689.1
Suprafață membrană	m <sup>2</sup>	-	25000	-	2500
Presiune compresor	bar	-	2.2	-	-
Presiune pompă de vid	bar	-	0.25	-	0.25
Raport L/G absorbție chimică	mol/mol	-	12.4	-	-
Debit solvent	kmol/h	-	350	-	-
Consum specific de energie termică regenerare solvent	MJ/kg	-	3.9	-	-
Putere turbină gaze	kW	8968.2	8968.2	12234.4	12234.4
Putere turbină abur	kW	2896.2	2896.2	4559.1	4559.1
Eficiență globală	%	42.0	38.0	42.3	41.3
Factor emisie CO <sub>2</sub>	kg/MWh	-	-435.5	-	-877.4
VNA	M€	9152	67411	32470	124830
TRA	an	17.73	8.17	8.07	4.5
IP	-	1.18	2.15	1.62	3.87
LCOE	€/MWh	157	142.5	135.3	86.1

În Cazul A, procesul de gazeificare a avut loc la presiune atmosferică, astfel nu a fost nevoie de energie electrică pentru a comprima fluxul de aer introdus în reactor. Singazul produs are un debit ridicat, prin urmare, un compresor a fost integrat înainte de separarea prin unitatea

membrana pentru a crește eficiența de captare CO<sub>2</sub>, ceea ce a condus la creșterea necesarului de energie electrică. Chiar dacă procesul prin absorbție chimică a contribuit la creșterea purității recuperării CO<sub>2</sub>, costul CAPEX a crescut și s-a redus producția totală de energie electrică în ciclul combinat din cauza energiei termice necesare în procesul de regenerare a solventului chimic. Pe de altă parte, utilizarea O<sub>2</sub> ca agent oxidant are avantajul de a nu utiliza procesul de captare CO<sub>2</sub> prin absorbție chimică, datorită purității ridicate a CO<sub>2</sub> obținute (99,9%) după unitatea membrana, care a contribuit la reducerea costurilor CAPEX în Cazul B. Spre deosebire de cazul A, este nevoie de o cantitate de energie electrică pentru separarea O<sub>2</sub>, care poate fi considerată un consum de energie din ciclul combinat. Cu toate acestea, integrarea unui compresor de 5 bar în pentru fluxul de O<sub>2</sub> (în procesul de gazeificare) a generat singaz la o presiune ridicată, fără a fi nevoie de energie electrică pentru unitatea membrana, ca în cazul procesului de gazeificare cu aer. În consecință, energia electrică produsă în Cazul B este mai mare decât cea produsă în Cazul A.

### 3. Managementul, exploatarea și diseminarea rezultatelor

Rezultatele obținute în cadrul proiectului au fost diseminate prin participarea cu lucrări științifice la o conferință națională și la o conferință internațională (2 articole conferință internațională în curs de publicare – bază de date Elsevier).

1. **Slavu, N.** (2023). Integrarea tehnologiilor de captare CO<sub>2</sub> în industria energetică. CONFERINȚA NAȚIONALĂ ȘTIINȚIFICĂ A ACADEMIEI OAMENILOR DE ȘTIINȚĂ DIN ROMÂNIA TRANSFORMAREA DIGITALĂ ÎN ȘTIINȚE 19 – 20 mai 2023, București.
2. Alabid, M., **Slavu, N.**, Sandru, M., Dinca, C. (2023). Hybrid polymeric membrane – chemical absorption system for pre-combustion CO<sub>2</sub> capture. THE 33rd European Symposium on Computer Aided Process Engineering (ESCAPE33), June 18-21, 2023, Athens, Greece.
3. **Slavu, N.**, Alabid, M., Sandru, M., Dinca, C. (2023). A techno-economic assessment of biomass combustion with CO<sub>2</sub> capture technology. THE 33rd European Symposium on Computer Aided Process Engineering (ESCAPE33), June 18-21, 2023, Athens, Greece.

### Referințe bibliografice

- [1] IEA. World energy outlook. Paris: International Energy Agency; 2020.
- [2] M.M. Tun, et al., 2019, Biomass energy: An overview of biomass sources, energy potential, and management in Southeast Asian countries, Resources, 8(2), 81.
- [3] B. Yang, et al., 2021, Life cycle cost assessment of biomass co-firing power plants with CO<sub>2</sub> capture and storage considering multiple incentives. Energy Economics, 96, 105173.
- [4] A. Sertolli, et al., 2022, Biomass Potential and Utilization in Worldwide Research Trends—A Bibliometric Analysis. Sustainability, 14(9), 5515.
- [5] N. Slavu, et al., 2022, Technical and Economical Assessment of CO<sub>2</sub> Capture-Based Ammonia Aqueous. Processes, 10(5), 859.
- [6] Banaszkiwicz, T., Chorowski, M. and Gizicki, W., 2014. Comparative analysis of oxygen production for oxy-combustion application. Energy Procedia, 51, pp.127-134.
- [7] Sandru, M., Sandru, E.M., Ingram, W.F., Deng, J., Stenstad, P.M., Deng, L. and Spontak, R.J., 2022. An integrated materials approach to ultrapermeable and ultrasensitive CO<sub>2</sub> polymer membranes. Science, 376(6588), pp.90-94.
- [8] Cormos, C.C., Petrescu, L., Cormos, A.M. and Dinca, C., 2021. Assessment of Hybrid Solvent—Membrane Configurations for Post-Combustion CO<sub>2</sub> Capture for Super-Critical Power Plants. Energies, 14(16), p.5017.
- [9] Koronaki, I.P., Prentza, L. and Papaefthimiou, V., 2015. Modeling of CO<sub>2</sub> capture via chemical absorption processes— An extensive literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 50, pp.547-566.
- [10] Trading economics [online website] <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.
- [11] Kramer, S., 2003. Gasification plant cost and performance optimization. Nexant Inc.(US).