

RAPORT ȘTIINȚIFIC

privind implementarea proiectului in perioada Ianuarie – Decembrie 2015

PROIECTE DE CERCETARE EXPLORATORIE, COD PROIECT: PN-II-ID-PCE-2011-3-0028

METODE INOVATIVE DE CAPTARE A DIOXIDULUI DE CARBON PRIN CHEMICAL LOOPING APLICATE SISTEMELOR DE POLI-GENERARE VECTORI ENERGETICI DECARBONIZATI

În anul 2015 pentru proiectul de cercetare cu titlul de mai sus a fost prevăzut a se desfășura 1 obiectiv. Acest obiectiv și activitățile aferente acestuia au fost realizate în proporție de 100 %. Rezultatele cercetării pe anul 2015 au făcut obiectul a 7 articole științifice, 4 în reviste cotate ISI și 3 articole trimise la conferințe internaționale cu colective de recenzie după cum urmează:

1. A.M. Cormos, I.M. Daraban, *Dynamic modeling and validation of amine-based CO₂ capture plant*, Applied Thermal Engineering, 74, 2015, 202-209;
2. C.C. Cormos, *Assessment of energy vectors poly-generation concepts based on solid fuel direct chemical looping systems*, Clean Coal Technologies Conference, Krakow, Poland, 17 - 21 Mai 2015;
3. C.C. Cormos, A.M. Cormos, P.S. Agachi, *Evaluation of energy integration aspects for advanced chemical looping systems applied for energy vectors poly-generation*, 25th European Symposium on Computer Aided Process Engineering - ESCAPE25, Copenhagen, Denmark, 31 Mai - 4 Iunie 2015 (publicat în Computer-Aided Chemical Engineering, 37, 2015, 2237-2242);
4. A.M. Cormos, A. Simon, *Assessment of CO₂ capture by calcium looping (CaL) process in a flexible power plant operation scenario*, Applied Thermal Engineering, 80, 2015, 319-327;
5. C.C. Cormos, *Assessment of chemical absorption / adsorption for post-combustion CO₂ capture from Natural Gas Combined Cycle (NGCC) power plants*, Applied Thermal Engineering, 82, 2015, 120-128;
6. C.C. Cormos, *Biomass direct chemical looping for hydrogen and power co-production: Process configuration, simulation, thermal integration and techno-economic assessment*, Fuel Processing Technology, 137, 2015, 16-23;
7. C.C. Cormos, A.M. Cormos, *Assessment of CO₂ capture by calcium looping from Natural Gas Combined Cycle (NGCC) power plants*, 18th Conference on Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction - PRES 2015, Kuching Malaysia, 23 - 27 August 2015 (publicat în Chemical Engineering Transactions, 45, 2015, 277-282).

Sinteza rezultatelor cercetării desfășurate în cadrul acestui proiect în 2015 este prezentată mai jos.

Obiectivul 1.

Evaluarea tehnico-economică a sistemelor de captare CO₂ pe baza procesului de chemical looping pentru poli-generarea de vectori energetici decarbonizați

Acest obiectiv urmărește dezvoltarea unui model de analiză tehnico-economică a sistemelor inovative de chemical looping pentru captarea CO₂ aplicate direct combustibililor solizi (atât fosili cât și surse regenerabile de ex. biomasă) și gazoși. Acest obiectiv are în vedere următoarele două activități realizate în proporție de 100%:

- Dezvoltarea unui model de analiză economică pentru calcularea costurilor de capital și de operare asociate instalațiilor de captare CO₂ prin chemical looping;
- Calcularea penalitatilor energetice și de cost pentru procesul de captare a dioxidului de carbon prin chemical looping, comparare cu alte procese de captare CO₂ (ex. absorbție gaz-lichid).

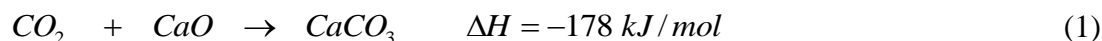
Pentru exemplificarea analizei tehnico-economice a sistemelor inovative de chemical looping pentru captarea CO₂ aplicate direct combustibililor gazoși sau solizi (atât fosili cât și regenerabil de tip biomasă) se vor considera ca exemple ilustrative următoarele cazuri:

- Cazul 1: Centrală electrică pe baza ciclului combinat gaze - abur folosind gaz metan și cu sistem de captare post-combustie a CO₂ prin tehnica de calcium looping;
- Cazul 2: Centrală electrică pentru conversia directă a biomasei folosind tehnica de chemical looping cu utilizarea oxidului de fier (ilmenit) ca și transportor de oxigen;
- Cazul 3: Centrală electrică pentru conversia gazului de sinteză rezultat prin procesul de gazeificare prin tehnica de chemical looping cu utilizarea oxidului de fier (ilmenit) ca și transportor de oxigen;

În continuare sunt prezentate principalele rezultate ale evaluării tehnico-economice, mai multe detalii referitoare la metodologia folosită regăsindu-se în articolele publicate [5,6]. Ambele sisteme au fost modelate matematic și simulate cu ajutorul programelor ChemCAD și AspenPlus. Prin simularea modelelor s-au obținut bilanțurile de masă și energie care au stat la baza evaluării performanțelor instalațiilor. În raporturile proiectului pe anii anteriori s-au prezentat pe larg detaliile tehnologice ale sistemelor analizate, aspectele de modelare matematică, validarea modelelor și integrare energetică.

Pentru Cazul 1 (ciclu combinat gaze-abur folosind gaz metan și captarea post-combustie a CO₂ prin tehnica de calcium looping) reacțiile care au loc sunt:

- Reactorul de carbonatare (operat la 500 - 650°C și presiuni apropiate de cea atmosferică) în care gazele arse rezultate de la turbina de gaz sunt contactate în strat fluidizat cu sorbentul pe bază de calciu având loc reacția:



- Reactorul de calcinare (operat la 850 - 1000°C și presiuni apropiate de cea atmosferică) în care carbonatul de calciu format în reactorul de carbonatare este descopos conform reacției:



Figura 1 prezintă configurația conceptuală a instalației de generare energie electrică prin ciclu combinat gaze - abur cu captare post-combustie a CO₂ prin calcium looping:

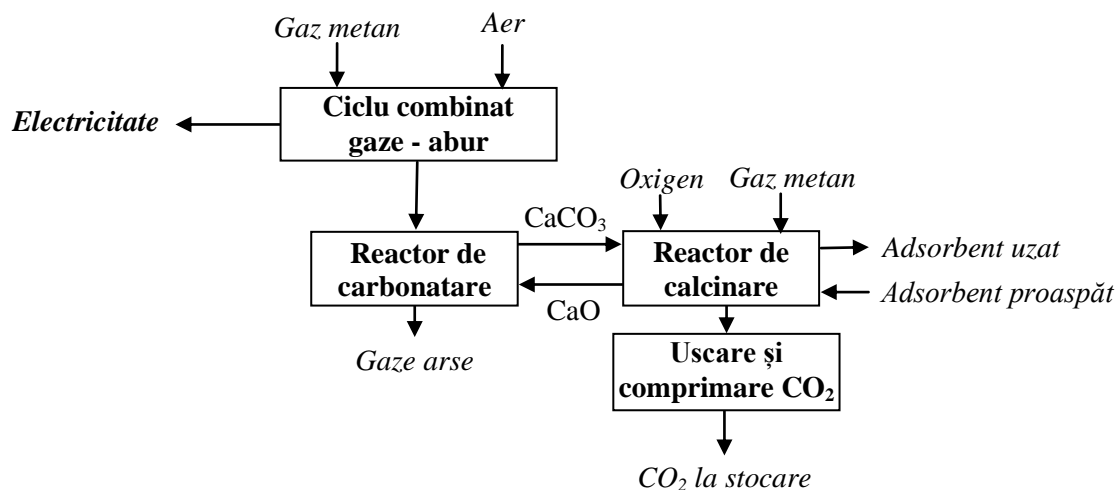
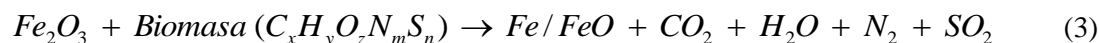


Figure 1. Schema instalației de captare post-combustie a CO₂ folosind ciclul pe bază de calciu aplicat unei instalații de combustie a gazului metan în ciclu combinat gaze - abur

Pentru Cazul 2 (conversia directă a biomasei folosind tehnica de chemical looping pentru producerea de hidrogen și electricitate) reacțiile care au loc sunt:

- Reactorul de conversie a combustibilului (fuel reactor):



- Reactorul de oxidare cu abur (steam reactor):



În cazul în care se urmărește doar obținerea de electricitate, reactorul cu abur se poate înlocui cu un reactor de oxidare cu aer (air reactor). Și pentru situațiile de generare de hidrogen, reactorul cu aer se folosește pentru a asigura o reoxidare totală a purtătorului de oxigen și pentru a menține bilanțul energetic al procesului.

- Reactorul de oxidare totală cu aer (air reactor):



Schema conceptuală pentru co-generarea de hidrogen și electricitate pe baza conversiei directe de tip chemical looping a biomasei este prezentată în Figura 2.

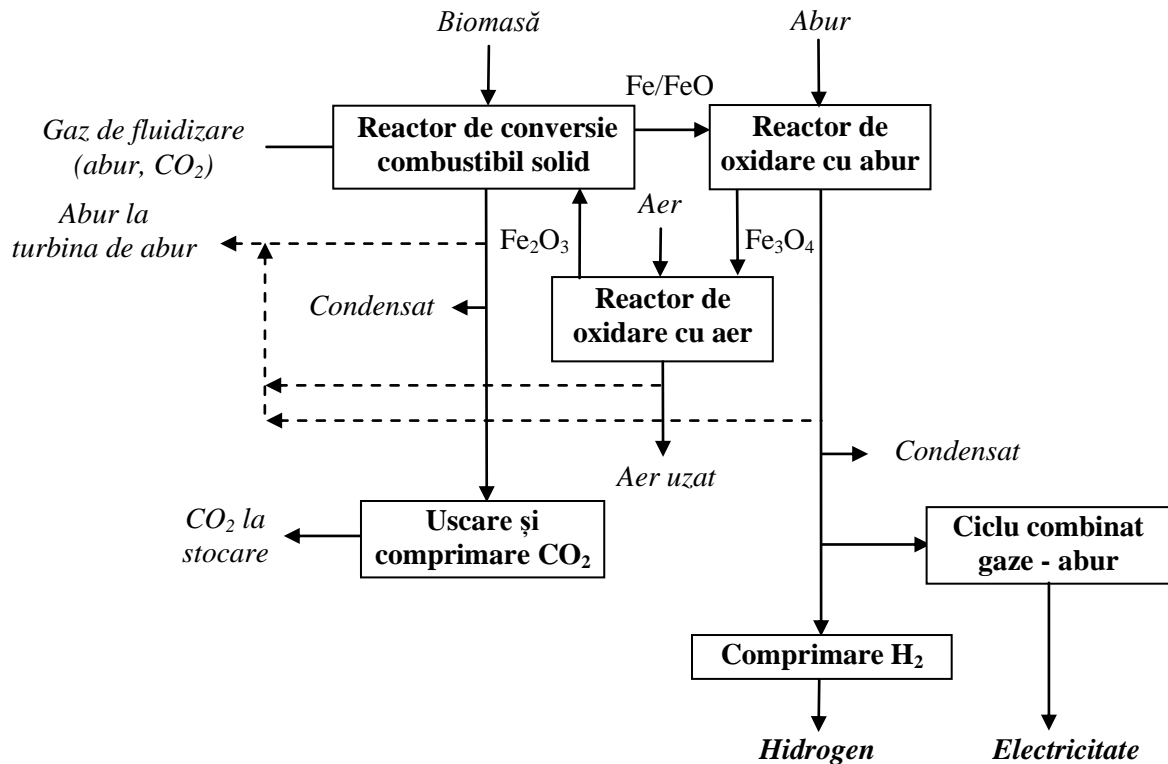


Figura 2. Configurația unei instalații pentru co-generarea de hidrogen și electricitate pe baza conversiei directe de tip chemical looping a biomasei

Pentru Cazul 3 (conversia gazului de sinteză folosind tehnica de chemical looping), reacțiile și prezentarea schemei conceptuale a procesului s-a realizat în raportul proiectului pe anul 2013. S-a urmărit analiza unor sisteme de conversie directă a cărbunelui prin chemical looping care furnizează o putere electrică netă de circa 400 - 600 MW cu o rata de captare a carbonului din materia primă de cel puțin 90%. Pentru compararea performanțelor tehnico-economice s-au considerat și instalații similare în care captarea CO₂ se face pe baza procesului de absorbție gaz-lichid folosind solvenți fizici sau chimici.

Tabelul 1 prezintă performanțele sistemului de conversie a gazului metan într-un ciclu combinat gaze-abur folosind tehnica de calcium looping pentru captarea post-combustie a CO₂ (Cazul 1). Pentru comparare s-au considerat două sisteme: (i) Cazul 1a: Ciclu combinat gaze - abur folosind gazul metan fără captarea CO₂ și (ii) Cazul 1b: Ciclu combinat gaze - abur folosind gazul metan cu captarea CO₂ prin absorbție gaz-lichid folosind Metil-Di-Etanol-Amina (MDEA).

Tabelul 1. Indicatorii de performanță ai cazurilor analizate

Principalii parametrii	UM	Cazul 1	Cazul 1a	Case 1b
Debit gaz metan	t/h	94.15	65.15	65.15
Putere calorică inferioară	MJ/kg		46.73	
Energie termică gaz metan (A)	MW _{th}	1222.23	845.76	845.76
Putere turbină de gaz	MW _e	334.00	334.00	334.00

Putere turbină de abur	MW _e	296.30	164.00	124.32
Putere brută generată (B)	MW _e	630.30	498.00	458.32
Putere totală consumată (C)	MW _e	28.60	2.58	12.62
Putere netă generată (D = B - C)	MW _e	601.70	495.42	445.70
Eficiență brută (B/A * 100)	%	51.56	58.88	54.19
Eficiență netă (D/A * 100)	%	49.22	58.57	52.69
Rata de captare a carbonului	%	98.85	0.00	90.16
Emisii specifice CO ₂	kg/MWh	2.80	350.96	38.35

Sistemele de generare energie electrică cu ajutorul unui ciclu combinat gaze - abur folosind gazul metan și prevăzute cu etapa de captare CO₂ generează aproximativ 445 – 600 MW electricitate (net) cu o eficiență energetică netă de circa 49,23 – 52,69 % și emisii specifice de CO₂ de 2,8 – 38,35 kg/MWh. Cazul fără captare (Cazul 1a) prezintă o eficiență energetică netă de 58,57 % și emisii specifice de CO₂ de aproximativ 350 kg/MWh. Penalitatea energetică pentru captarea post-combustie a dioxidului de carbon este de circa 9 puncte procentuale pentru Cazul 1 și circa 6 puncte procentuale pentru Cazul 1b. Sistemul cu captare CO₂ cel mai eficient este cel bazat pe absorbția gaz-lichid (Cazul 1b) cu aproximativ 2,4 puncte procentuale de eficiență energetică netă. Din punct de vedere al performanțelor de mediu, sistemul cu captare CO₂ prin tehnica de calcium looping are o rată de captare a carbonului superioară comparativ cu sistemul cu absorbție gaz-lichid (98,85 % vs. 90,16 %). Ca urmare emisiile specifice ale Cazului 1 sunt semnificativ mai reduse (aproape neglijabile).

Tabelul 2 prezintă performanțele sistemului de conversie directă a biomasei (rumeguș) prin chemical looping (Cazul 2) cât și conversia gazului de sinteză prin tehnica de chemical looping (Cazul 3). Pentru comparare s-au considerat două sisteme: (i) Cazul 2a: Instalație de gazeificare (IGCC) fără captare CO₂ și (ii) Cazul 2b: Instalație de gazeificare (IGCC) cu captare pre-combustie a dioxidului de carbon folosind procese de absorbție gaz-lichid (Selexol®). Pentru cazurile considerate pentru comparație (Cazurile 2a - 2b) cât și Cazul 3 s-a utilizat co-gazeificarea cărbunelui cu rumeguș (în raport masic de 80 : 20) pentru motivul că în acest moment nu există disponibile reactoare de gazeificare care să proceseze doar biomasă la scara de circa 1000 MW_{th}.

Tabelul 2. Indicatorii de performanță ai cazurilor analizate (generare energie electrică)

Principali parametri	UM	Cazul 2	Cazul 2a	Cazul 2b	Cazul 3
Debit cărbune	t/h	268.60	159.78	178.90	175.19
Putere calorică inferioară	MJ/kg	16.057 / 25.353			
Energie termică comb. (A)	MW _{th}	1198.03	1042.85	1167.62	1143.33
Putere turbină de gaz	MW _e	334.00	334.00	334.00	334.00
Putere turbină de abur	MW _e	182.92	221.52	209.71	198.47
Putere expandor	MW _e	41.27	0.75	0.81	0.78
Putere brută generată (B)	MW _e	558.19	556.27	544.52	533.25
Putere totală consumată (C)	MW _e	48.37	75.81	114.25	98.44
Putere netă (D = B - C)	MW _e	509.82	480.46	430.27	434.81
Eficiență brută (B/A * 100)	%	46.59	53.34	46.63	46.63
Eficiență netă (D/A * 100)	%	42.55	46.07	36.85	38.03
Rata de captare a carbonului	%	99.60	0.00	90.65	99.50
Emisii specifice CO ₂	kg/MWh	3.50	780.50	88.10	4.02

După cum se poate observa, sistemul de conversie directă de tip chemical looping a biomasei (rumeguș) are eficiența energetică cea mai mare (în medie cu 4 - 6 puncte procentuale de eficiență energetică netă). De asemenea, ambele sisteme de conversie de tip chemical looping (atât cea directă a cărbunelui cât și cea a gazului de sinteză rezultat prin co-gazeificarea cărbunelui și biomasei) asigură o rată de captare a carbonului aproape de 100 %. Prin comparație, sistemele de absorbție gaz-lichid au rata

de captare în jurul valorii de 90 %. În concluzie, sistemele de conversie directă a combustibilului solid (atât cărbune cât și biomasă) prin chemical looping sunt extrem de promițătoare în reducerea semnificativă a penalităților energetice și de cost pentru captarea dioxidului de carbon.

După calcularea performanțelor tehnice ale sistemelor de conversie energetică prin tehnicile de chemical și calcium looping, bilanțurile de masă și energie se pot folosi și la estimarea performanțelor economice ale acestora. În acest sens s-au estimat costurile de capital și de operare a instalațiilor ca mai apoi acestea să fie agregate pentru calcularea costului energiei electrice generate. În continuare sunt prezentate pe scurt principalele aspecte de evaluare economică a sistemelor analizate.

Pentru calcularea costurilor de capital al diferitelor echipamente din cadrul instalației, este necesar în primul rând stabilirea principalelor blocuri funcționale din cadrul instalațiilor de conversie chemical looping cu captare și stocare CO₂ precum și a principalului factor care guvernează costul acestor unități (cel mai adesea debitul de materia primă procesată sau debitul de produs realizat). În acest sens, instalațiilor sunt separate în principalele sub-sisteme de ex. facilități pentru procesare solide, unitatea de gazeificare, unitatea de conversie chemical looping, condiționarea CO₂ captat, unitatea de separare a sulfului, blocul de generare energie electrică etc. Costul de capital al fiecărui sub-sistem este estimat cu ajutorul ecuației matematice:

$$C_E = C_B * \left(\frac{Q}{Q_B}\right)^M \quad (6)$$

unde:

C_E - costul de capital al sub-sistemului cu capacitatea de producție Q ;

C_B - costul de capital al sub-sistemului cu capacitatea de producție Q_B ;

M - constantă ce depinde de tipul de echipament.

Debitele masice și energetice procesate de fiecare echipament (care au fost calculate prin modelarea și simularea proceselor) sunt folosite ca și factori de scalare pentru capacitatea de producție (Q). Costurile de referință (C_B , Q_B and M) sunt prezentate în detaliu în articolele publicate în cadrul proiectului [5,6]. În continuare sunt calculate costurile specifice ale investiției folosind costul total de capital și puterea brută / netă generată de fiecare sistem:

- Costul specific al investiției (CSI) per kW brut:

$$CSI \text{ per } kW(\text{brut}) = \frac{\text{Cost total de capital}}{\text{Putere bruta generata}} \quad (7)$$

- Costul specific al investiției (CSI) per kW net:

$$CSI \text{ per } kW(\text{net}) = \frac{\text{Cost total de capital}}{\text{Putere neta generata}} \quad (8)$$

Ca și ipoteze pentru estimarea costului de capital s-a considerat că costul sistemului de utilități și instalații auxiliare este 25 % din principalele componente ale instalației. Odată estimate costurile investiționale necesare realizării instalației se continuă cu calcularea costurilor de operare a acesteia. Din punct de vedere al costurilor de operare, acestea au două componente importante: costurile fixe și costurile variabile.

Costurile fixe ale instalațiilor au în componență următoarele elemente constitutive:

- Costurile de întreținere ale instalației ca fiind un anumit procent din costurile de capital asociate cu respectivele echipamente din cadrul instalației;

- Costurile cu forța de muncă directă se calculează considerând necesarul de personal direct productiv care va opera instalația;

- Costuri administrative estimate ca fiind 30 % din costurile cu forța de muncă directă.

Odată calculate costurile fixe de operare, următorul pas este de calculare a costurilor de operare variabile. Pentru acestea se va considera un număr de ore anual de funcționare a instalației (7500 ore/an).

Costurile variabile de operare conțin următoarele componente:

- Costurile cu materiile prime principale (cărbune, biomasă, gaz metan etc.) și auxiliare;

- Apă demineralizată de completare pentru ciclul de abur și apă de răcire;

- Costurile cu catalizatorii folosiți;

- Costurile cu transportorul de oxigen / sorbent / solvent folosit pentru unitatea de captare CO₂;

- Costuri cu alte chimicale necesare în procesul de producție (tratare apă de răcire și apa de completare pentru ciclul de abur);
- Costuri de procesare a deșeurilor rezultate din procesul de fabricație.

Prezentarea detaliată a ipotezelor folosite pentru estimarea costurilor de operare este realizată în articolele publicate în cadrul proiectului [5,6]. Pe baza costurilor de capital și de operare s-a calculat costul energiei electrice (Levelised Cost Of Electricity - LCOE) folosind metoda valorii prezente a investiției (Net Present Value - NPV). Costurile pentru captarea CO₂ și cele pentru evitarea emiterii CO₂ sunt parametrii importanți când se compară între ele diferite metode de captare și au fost calculate ținând cont de costul energiei electrice cu și fără captare CO₂ conform următoarelor ecuații:

$$Cost\ captare\ CO_2 = \frac{LCOE_{cu\ captare\ CO_2} - LCOE_{fara\ captare\ CO_2}}{CO_2\ captat} \quad (9)$$

$$Cost\ evitare\ emisii\ CO_2 = \frac{LCOE_{cu\ captare\ CO_2} - LCOE_{fara\ captare\ CO_2}}{Emisii\ CO_2\ fara\ captare\ CO_2 - Emisii\ CO_2\ cu\ captare\ CO_2} \quad (10)$$

Tabelul 3 prezintă principalele costuri de capital, costurile de operare și întreținere, costul energiei electrice și costurile de captare CO₂ ale sistemelor analizate de generare energie electrică pe baza ciclului combinat gaze - abur pe gaz metan.

Tabelul 3. Estimarea costurilor de capital și de operare, costurilor de captare CO₂ și costul energiei electrice pentru sistemele bazate pe ciclu combinat gaz-abur alimentat cu gaz metan

Parametrii economici	UM	Cazul 1	Cazul 1a	Cazul 1b
Bloc de generare energie electrică	M€	281.49	235.90	221.66
Unitatea de captare CO ₂	M€	71.21	0.00	120.89
Unitatea de condiționare CO ₂	M€	52.26	0.00	40.79
Unități auxiliare	M€	80.99	47.18	76.67
Costul total al instalației (excl. contingency)	M€	485.95	283.08	460.01
Contingency	M€	72.89	42.46	69.00
Costuri pamânt, permise, supraveghere etc.	M€	24.30	14.15	23.00
Costul total al investiției	M€	583.15	339.70	552.01
Puterea brută generată	MW _e	630.30	498.00	458.32
Puterea netă generată	MW _e	601.70	495.42	445.70
Costul specific al investiției per kW _e (brut)	€/kW	925.19	682.12	1204.42
Costul specific al investiției per kW _e (net)	€/kW	969.16	685.67	1238.52
Costuri fixe	€/MWh	5.46	4.79	6.73
Costuri variabile	€/MWh	37.36	29.09	39.51
Costuri totale de operare și întreținere	€/MWh	42.82	33.88	46.24
Cost energie electrică	€/MWh	56.91	45.15	66.12
Cost captare CO ₂	€/t	30.00	-	59.88
Cost evitare emisii CO ₂	€/t	33.77	-	67.08

Se poate observa că introducerea etapei de captare CO₂ (fie prin metoda de calcium looping fie prin absorbție gaz-lichid) implică o penalitate de cost specific de capital de circa 41 - 80 %, penalitatea mai mică fiind pentru sistemul de calcium looping (969 €/kW net vs. 685 €/kW net). Din punct de vedere al costurilor de operare și întreținere a instalațiilor, sistemul de captare post-combustie de tip calcium looping are de asemenea costuri mai reduse comparativ cu sistemul de captare prin absorbție gaz-lichid (42.82 €/MWh vs. 46.24 €/MWh). Cost energiei electrice generate este mai mic cu circa 16 % pentru sistemul de calcium looping comparativ cu sistemul de absorbție gaz-lichid. Similar costurile de

captare CO₂ sunt semnificativ mai ridicate pentru sistemul bazat pe absorbție decât în cazul sistemului de tip calcium looping. Aceste rezultate arată superioritatea sistemului de captare calcium looping comparativ cu sistemul de absorbție gaz-lichid.

Tabelul 4 prezintă principalele costuri de capital, costurile de operare și întreținere, costul energiei electrice și costurile de captare CO₂ ale sistemelor analizate de generare energie electrică pe baza conversiei directe chemical looping a biomasei (rumeguș) sau a conversiei chemical looping a gazului de sinteză rezultate din co-gazeificarea cărbunelui și a biomasei.

Tabelul 4. *Estimarea costurilor de capital și de operare, costurilor de captare CO₂ și costul energiei electrice pentru sistemele bazate pe utilizarea combustibililor solizi (biomasă și cărbune)*

Parametrii economici	UM	Cazul 2	Cazul 2a	Cazul 2b	Cazul 3
Unitatea procesare solide	M€	60.46	42.03	45.49	44.83
Unitatea separare aer	M€	2.02	97.95	104.47	102.12
Instalația de gazeificare	M€	0.00	168.21	184.13	181.06
Unitatea de tratare gaz de sinteză	M€	0.00	41.68	45.63	44.87
Unitatea de captare CO ₂	M€	472.74	0.00	85.00	100.50
Unitatea de condiționare CO ₂	M€	27.48	0.00	22.83	28.56
Unitatea separare sulf	M€	18.02	16.66	15.89	18.02
Bloc de generare energie electrică	M€	256.98	256.31	252.24	248.32
Unități auxiliare	M€	209.42	155.71	188.92	192.07
Costul total al instalației (excl. contingency)	M€	1047.11	778.56	944.61	960.35
Contingency	M€	157.07	116.78	141.69	144.05
Costuri pamânt, permise, supraveghere etc.	M€	52.36	38.93	47.23	48.02
Costul total al investiției	M€	1256.53	934.27	1133.53	1152.42
Puterea brută generată	MW _e	558.19	556.27	544.52	533.25
Puterea netă generată	MW _e	509.82	480.46	430.27	434.81
Costul specific al investiției per kW _e (brut)	€/kW	2251.08	1679.52	2081.71	2161.12
Costul specific al investiției per kW _e (net)	€/kW	2464.66	1944.53	2634.47	2650.39
Costuri fixe	€/MWh	12.62	9.21	12.06	12.61
Costuri variabile	€/MWh	27.01	17.98	22.87	24.04
Costuri totale de operare și întreținere	€/MWh	39.63	27.19	34.93	36.65
Cost energie electrică	€/MWh	78.41	54.13	76.45	77.08
Cost captare CO ₂	€/t	27.35	-	26.75	26.41
Cost evitare emisii CO ₂	€/t	32.92	-	34.18	31.13

Se poate observa că introducerea etapei de captare CO₂ (fie prin chemical looping pentru conversia directă a combustibilului solid sau a gazului de sinteză rezultat prin gazeificarea combustibilului solid fie prin absorbție gaz-lichid folosind absorbția fizică) implică o penalitate de cost specific de capital de circa 27 - 36 %, penalitatea mai mică fiind pentru sistemul de conversie directă chemical looping a biomasei (2464 €/kW net). Se mai poate observa că costul specific al investiției pentru Cazul 3 (conversia chemical looping a gazului de sinteză) este comparabil cu sistemul bazat pe absorbția gaz-lichid (Cazul 2b).

Din punct de vedere al costurilor de operare și întreținere a instalațiilor, sistemul de conversie directă chemical looping a combustibililor solizi are costuri mai ridicate atât comparativ cu sistemul de captare prin absorbție gaz-lichid (39.63 €/MWh vs. 34.93 €/MWh) cât și comparativ cu sistemul de conversie chemical looping a gazului de sinteză (39.63 €/MWh vs. 36.65 €/MWh). Acest lucru se datorează costurilor suplimentare pentru transportorul de oxigen care trebuie înlocuit datorită dezactivării (pentru ambele Cazuri 2 și 3) și datorită contaminării cu cenușă (Cazul 2).

Costurile energiei electrice generate sunt comparabile pentru cazurile cu captare cu un mic avantaj pentru sistemul de absorbție gaz-lichid. Motivul este cel menționat anterior referitor la costurile de înlocuire a transportorului de oxigen pentru sistemele de chemical looping. Similar costurile de captare CO₂ sunt comparabile de data aceasta cu un avantaj pentru sistemele de chemical looping datorită ratei de captare mai mare a carbonului (vezi Tabelul 2). Per ansamblu aceste rezultate avantajele tehnologiei de tip chemical looping (atât în varianta conversiei directe a combustibilului solid cât și pentru conversia gazului de sinteză) comparativ cu sistemul de absorbție gaz-lichid.

Suplimentar evaluărilor prezentate mai sus au mai fost realizate o serie de studii de sensibilitate parametrică pentru evidențierea variațiilor costului energiei electrice generate și a costului de reducere a emisiilor de CO₂ cu costul de capital (-/+ 10%), costul combustibilului (-/+ 10%), costul de operare (-/+ 10%), rata dobânzii (-/+ 1%) și gradul de disponibilitate a instalațiilor (+/- 5%). Pentru exemplificare Figurile 3 și 4 prezintă aceste variații pentru Cazul 2 (conversia directă chemical looping a biomasei).

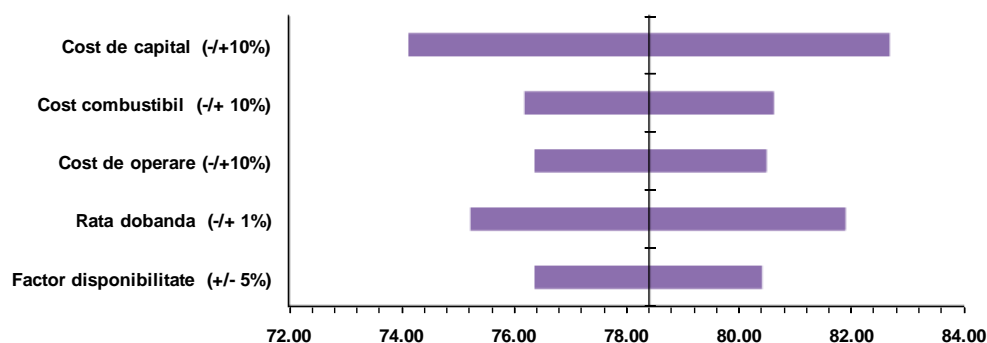


Figura 3. Costul energiei electrice generate

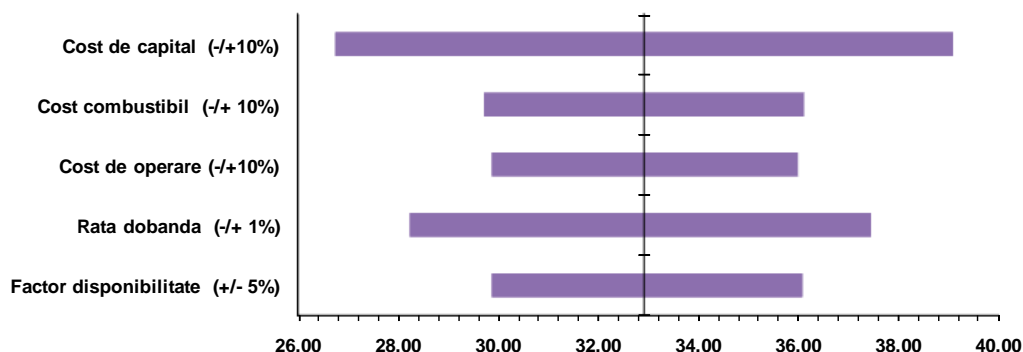


Figura 4. Costul reducerii emisiilor de CO₂

S-au realizat și alte studii de sensibilitate parametrică (de ex. influența ratei de înlocuire a transportorului de oxigen epuizat asupra costului energiei electrice) și o estimare a fluxului de numerar cumulat a instalației (cumulated cash flow analysis). O prezentare detaliată a acestor rezultate este realizată în articolele publicate în cadrul proiectului [5,6,7].

Director de proiect
Prof. Dr. Ing. Călin-Cristian Cormoș