

TOMASZ KUŚ
NAVANEETHAN SUBRAMANIAN
PAWEŁ MADEJSKI
MICHAŁ KARCH

Ocena możliwości wychwytu CO₂ metodami *post-combustion*

*Spalanie paliw kopalnych w procesie wytwarzania energii elektrycznej powoduje emisję dwutlenku węgla, który uważany jest za główną antropogeniczną przyczynę globalnego ocieplenia. Tematem pracy jest ocena możliwości wychwytu CO₂ metodami *post-combustion*. Scharakteryzowano główne rodzaje metod *post-combustion*, takie jak: absorpcja chemiczna, separacja fizyczna, separacja membranowa oraz pętla chemiczna. Przeprowadzono termodynamiczną analizę pracy nadkrytycznego bloku energetycznego zasilanego węglem i wyposażonego w instalację wychwytu CO₂ metodą rozpuszczalnikową. Bazując na wynikach modelowania, oceniony został wpływ zastosowania technologii aminowej na sprawność elektrowni oraz emisję CO₂.*

Słowa kluczowe: *emisja CO₂, PCCS, technologie aminowe*

1. WSTĘP

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych jest jednym z priorytetów współczesnej polityki energetycznej. W celu zminimalizowania negatywnych skutków zmian klimatycznych 195 krajów w porozumieniu paryskim określiło jako niezbędne osiągnięcie neutralności emisyjnej do połowy XXI wieku [1]. Wśród gazów cieplarnianych to dwutlenek węgla jest postrzegany jako główne źródło emisji związane z działalnością człowieka, a 40% światowej emisji tego gazu pochodzi z produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych [2]. Pomimo znaczącego wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitej produkcji energii, globalna emisja CO₂ związana z wytwarzaniem energii oraz procesami przemysłowymi osiągnęła najwyższy poziom w roku 2022 równy 36,8 Gt CO₂ [3]. W Polsce na przestrzeni ostatnich kilkunastu lat można zaobserwować znaczące zmniejszenie poziomu emisji CO₂ spowodowanej spalaniem paliw kopalnych do celów wytwarzania energii elektrycznej oraz nieznaczny wzrost emisji związanej ze spalaniem paliw w procesach przemysłowych: odpowiednio 16% oraz 2% przy porównaniu 2021 i 2005 roku [4]. Aby propagować stopniowe i racjonalne ograniczanie emisji gazów cieplarnianych, Unia Europejska wprowadziła system handlu przydziałami emisji. Przez

mechanizm finansowy (skupu i sprzedaży emisji) kraje członkowskie są zmuszone do rozwijania i wykorzystywania nisko emisyjnych technologii.

Wymienione wcześniej czynniki ekologiczne oraz polityczne powodują, że ograniczenie emisji CO₂ jest obecnie jednym z najważniejszych wyzwań naukowo-badawczych. W krajach, gdzie produkcja energii nadal w większości opiera się na paliwach kopalnych, odpowiedzią na ten problem mogą być technologie wychwytu, transportu, utylizacji i składowania dwutlenku węgla CCUS (z ang. *Carbon, Capture, Utilization and Storage*). Celem tych technologii jest ograniczenie emisji przez wychwyt dwutlenku węgla, a następnie jego składowanie, wykorzystanie lub przetworzenie do innych użytecznych produktów [5]. Wśród technologii CCUS wyróżnić można trzy podstawowe metody wychwytu CO₂: przed procesem spalania (*pre-combustion*), po procesie spalania (*post-combustion*) oraz spalania w atmosferze tlenowej (*oxycombustion*) [6, 7].

Wśród wyżej wymienionych metod to technologie *post-combustion* nadają się najlepiej do zastosowania w istniejących instalacjach. Rozwiązanie to wydaje się szczególnie istotne w Polskim Sektorze Energetycznym, gdzie dominują jednostki opierające swoją działalność na spalaniu węgla kamiennego oraz brunatnego.

Pomimo gwałtownego rozwoju energetyki odnawialnej jeszcze przez długi czas paliwa kopalne wciąż będą podstawowym nośnikiem energii w systemie elektroenergetycznym Polski [8].

2. TECHNOLOGIE SEPARACJI CO₂ POST-COMBUSTION

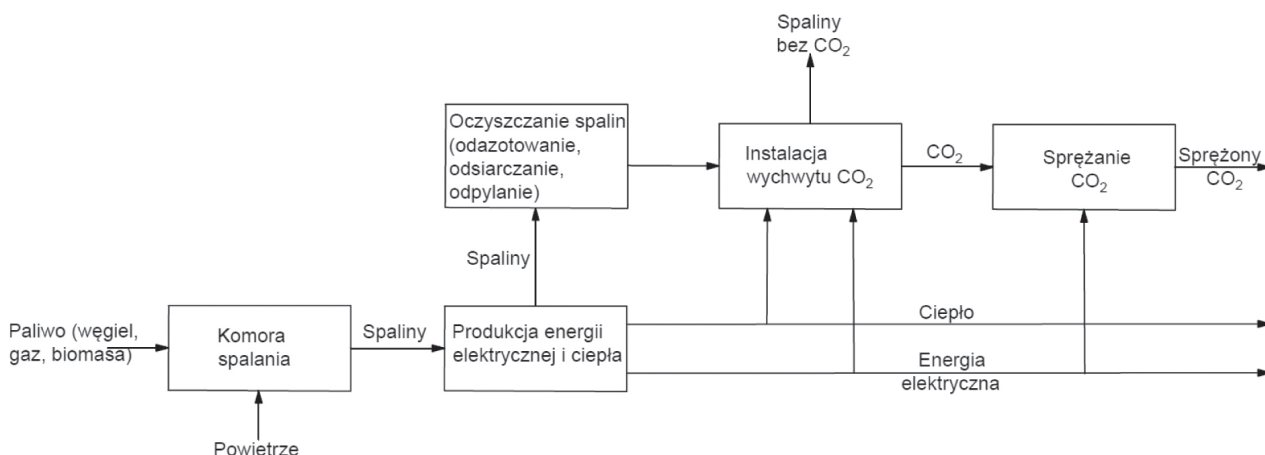
Metody typu *post-combustion* polegają na wychwycie dwutlenku węgla z mieszaniny gazów powstającej w wyniku spalania paliw. Schemat technologii został zaprezentowany na rysunku 1. Spaliny powstające w wyniku spalania paliw są wstępnie oczyszczane ze związków azotu, siarki oraz pyłu, a następnie kierowane do instalacji wychwytu CO₂. Składają się głównie z azotu oraz dwutlenku węgla, przy czym koncentracja dwutlenku węgla jest rzędu 4–14% [9]. Skutkuje to niskim ciśnieniem parcjnym CO₂ w mieszaninie gazów i powoduje, że proces separacji jest skomplikowany. Dodatkowym wyzwaniem związanym z projektowaniem tego typu instalacji są wysokie temperatury gazów wylotowych.

Główną zaletą metody *post-combustion* jest możliwość jej zastosowania w nowych, a także istniejących instalacjach bez wprowadzania drastycznych zmian [10]. Ponadto możliwe jest osiągnięcie czystości produkowanego dwutlenku węgla powyżej 99% [11]. Instalacje *post-combustion* charakteryzują się bardzo dużą elastycznością działania: możliwe jest regulowanie ilości wychwytywanego strumienia CO₂, jak i całkowite wyłączenie wychwytu, co umożliwia sterowanie mocą elektrowni zgodnie z zapotrzebowaniem rynku [12].

Instalacje *post-combustion* powinny być zaprojektowane w taki sposób, aby osiągnąć możliwie jak najmniejszą emisję dwutlenku węgla przy jak najniższym koszcie energetycznym. W zależności od sposobu wychwytu dwutlenku węgla, w technologii *post-combustion* rozróżnić można następujące metody separacji: absorpcja chemiczna, separacja fizyczna, separacja membranowa oraz pętla chemiczna.

Separacja fizyczna wykorzystuje zjawisko absorpcji, adsorpcji lub separacji kriogenicznej [7]. Adsorpcja fizyczna polega na wykorzystaniu materiałów porowatych, takich jak węgiel aktywny, krzemionka zeolity czy rozwijane tzw. szkielety metaloorganiczne (MOFs) [13]. Separacja membranowa polega na zastosowaniu membrany do procesu separacji lub absorpcji. Zazwyczaj wiąże się z niskim zużyciem energii, niskimi kosztami eksploatacji oraz możliwością łatwego skalowania [14]. Metoda spalania paliwa w pętli chemicznej polega na zastosowaniu dwóch reaktorów: powietrznego oraz paliwowego oraz cyrkulującego między nimi związku tlenków metali, stanowiącego źródła tlenu podczas reakcji spalania. W wyniku spalania w czystym tlenie spaliny składają się głównie z dwutlenku węgla i pary [15].

Separacja dwutlenku węgla przy użyciu absorpcji chemicznej oparta jest na reakcji chemicznej między CO₂ a rozpuszczalnikiem (ang. *solvent*). Metoda ta charakteryzuje się wysokimi kosztami inwestycyjnymi i operacyjnymi [16]. Absorpcja chemiczna z wykorzystaniem amin jest uważana za najbardziej dojrzałą technologię separacji CO₂ [17]. Obecnie jej zastosowanie obejmuje głównie elektrownie pilotażowe [18–21].



Rys. 1. Schemat technologii *post-combustion* [6]

3. ABSORPCJA CHEMICZNA

Separacja dwutlenku węgla przy użyciu absorpcji chemicznej polega na reakcji pomiędzy dwutlenkiem węgla zawartym w spalinach oraz solventem (roz-

puszczalnikiem chemicznym) w kolumnie absorpcyjnej. Jako solventy stosowane są aminy, wodny roztwór amoniaku oraz węglan potasu [22]. Produktami reakcji amin oraz dwutlenku węgla są karbaminiany lub wodorowęglany.

Tabela 1
Wyniki symulacji pracy bloku na ultranadkrytyczne parametry pracy [6]

Obciążenie bloku	Moc bloku	Sprawność		Zużycie węgla	Ilość spalin
		brutto	netto		
[%]	[MW]	[%]	[%]	[kg/s]	[kg/s]
100	809,96	48,02	46,43	92,31	879,38
90	734,33	47,79	46,38	83,20	793,24
80	657,25	47,51	46,28	74,24	707,23
70	584,12	47,39	46,26	65,53	624,23
60	509,14	47,23	46,20	56,79	540,94
50	434,52	47,14	46,15	47,73	454,67
40	356,39	46,92	45,98	38,62	367,85

Tabela 2
Skład węgla kamiennego użytego w analizie

Pierwiastek	Udział masowy [%]
C	0,5497
H	0,0350
O	0,0463
N	0,0100
S	0,0080
Cl	0,0000
Wilgoć	0,1275
Popiół	0,2235
Razem	1,0000

Tabela 3
Skład gazów wylotowych

Składnik	Udział masowy [%]	Udział molowy [%]
Azot (N ₂)	69,489460	73,169940
Tlen (O ₂)	3,388145	3,123258
Argon (Ar)	0,402427	0,297147
Woda (H ₂ O)	5,501076	9,007125
Dwutlenek węgla (CO ₂)	20,984630	14,064830
Dwutlenek siarki (SO ₂)	0,166130	0,076492
Węgiel elementarny (C)	0,057712	0,141735
Wodór elementarny (H)	0,003675	0,107536
Tlen elementarny (O)	0,004861	0,008962
Azot elementarny (N)	0,001050	0,002211
Siarka elementarna (S)	0,000840	0,000773
Razem	100,000000	100,000000

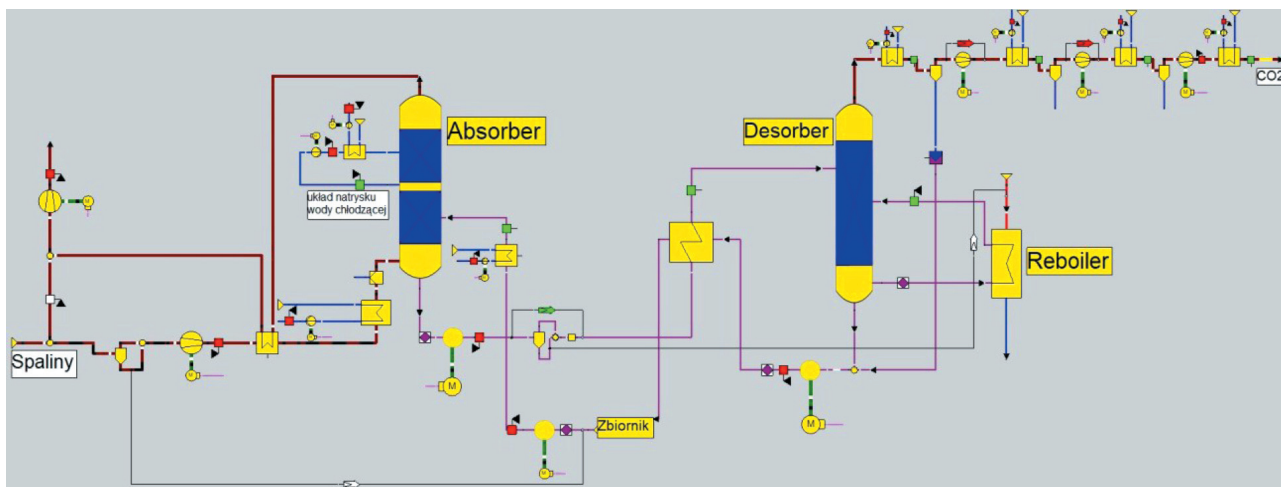
Opracowany model instalacji wychwytu CO₂ metodą aminową z gazów wylotowych przedstawiono na rysunku 3. Główne elementy instalacji to: układ doprowadzania i odprowadzania oczyszczonych spalin, układ absorber–desorber umożliwiający wychwyt CO₂ i regenerację solventu oraz układ separacji i sprężania CO₂. Strumień masy paliwa, a także skład paliwa zostały przyjęte jako dane wejściowe. Użytym solventem jest wodny roztwór monoetanolaminy (MEA) o stężeniu 30%. Elektrownia na parametry nadkrytyczne produkuje tylko energię elektryczną, dlatego ciepło potrzebne do regeneracji rozpuszczalnika PPCS jest pobierane z pomocniczego kotła wytwarzającego parę wodną o temperaturze 135°C i ciśnieniu 3 barów, która jest dostarczana do reboilera.

W tabeli 4 zaprezentowano wyniki symulacji wychwytu CO₂ instalacją PCCS dla różnych obciążeń bloku nadkrytycznej elektrowni węglowej. Wychwyt CO₂ zmniejsza się wraz ze spadkiem obciążenia bloku, co jest związane z mniejszym strumieniem gazów wylotowych. Maksymalny osiągnięty wychwyt wyniósł 166,06 kg/s CO₂ przy obciążeniu bloku 100% oraz poborze mocy elektrycznej 89,32 MW.

Moc elektryczna na potrzeby własne instalacji pobierana jest z elektrowni, co wpływa bezpośrednio na sprawność. Zostało to pokazane na rysunku 4, gdzie zaprezentowano sprawność elektrowni z instalacją PCCS przy różnych obciążeniach bloku i bez takiej instalacji. Wraz ze spadkiem obciążenia bloku zmniejsza się sprawność brutto z 48,02% w warunkach 100% obciążenia bloku do 46,92% przy 40% obciążenia bloku. Wraz ze zmniejszaniem obciążenia maleje sprawność netto

bez instalacji PCCS, odpowiednio do 46,43% oraz 45,98% dla obciążeń 100% oraz 40%. Sprawność netto bloku z instalacją PCCS pozostaje na względnie stałym

poziomie 41,1%. Para dostarczana do reboilera jest wytwarzana przez kocioł pomocniczy. Moc wejściowa potrzebna do tego dla pełnego obciążenia wynosi 647,1 MW.

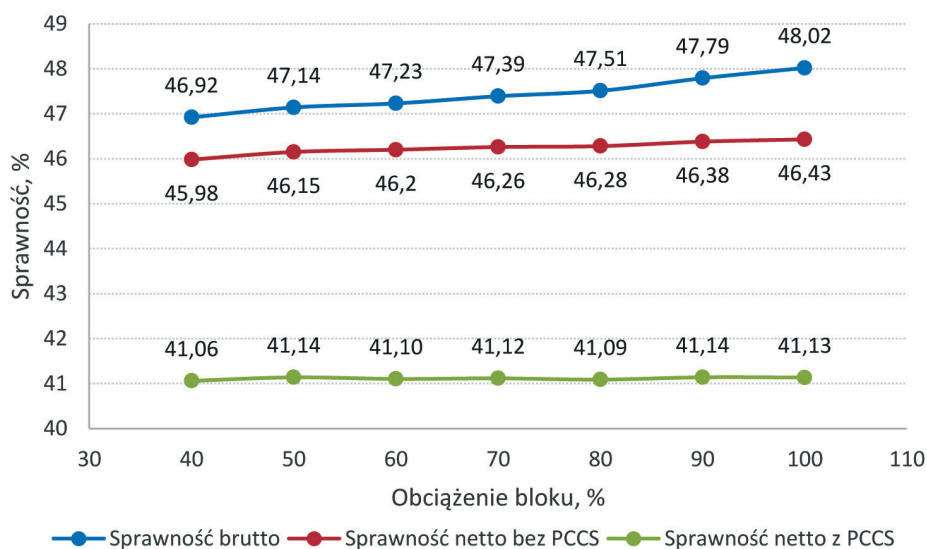


Rys. 3. Model instalacji PCCS metodą absorpcji chemicznej przy użyciu amin jako solventu

Tabela 4

Wyniki symulacji wychwytu CO₂ instalacją PCCS przy różnych obciążeniach nadkrytycznej elektrowni węglowej – strumienie masy i pobór mocy elektrycznej

Obciążenie bloku	Strumień solventu zregenerowanego	Strumień solventu nasyconego	Strumień pary do reboilera		Pobór mocy elektrycznej	Ciepło regeneracji
			[kg/s]	[t/h]		
[%]	[kg/s]	[kg/s]	[kg/s]	[t/h]	[MW]	[MW]
100	1724,24	1890,30	300,80	1082,880	89,32	422,26
90	1554,06	1703,73	271,12	976,032	80,53	380,58
80	1386,70	1520,24	241,90	870,840	71,83	311,02
70	1224,00	1341,88	213,53	768,708	63,41	299,75
60	1060,75	1162,90	185,05	666,180	54,95	259,77
50	891,53	977,38	155,53	559,908	46,20	218,33
40	721,36	790,83	125,84	453,024	37,37	176,66



Rys. 4. Porównanie sprawności elektrowni z instalacją PCCS i bez niej

Przyjęto, że energia ta jest dostarczana spoza układu i nie wpływa na działanie instalacji.

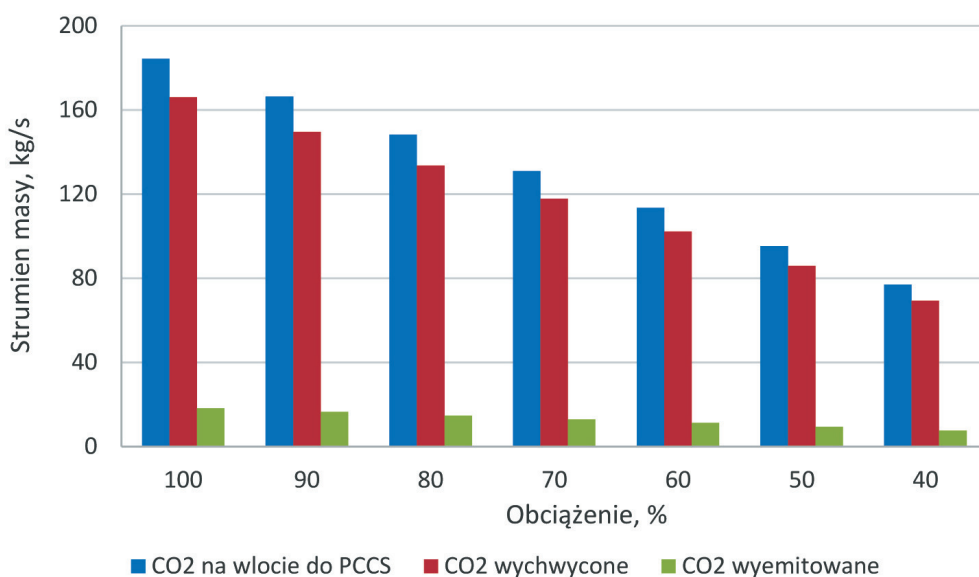
Moc netto oraz redukcja sprawności przy różnych obciążeniach bloku została pokazana w tabeli 5. Spadek sprawności na skutek pracy instalacji PCCS zawiera się w granicach 5,30–4,92 pp. (tj. 11,41–10,70%). Im większe obciążenie bloku, tym większy spadek sprawności.

Wlotowy, wychwycony oraz wyemitowany strumień masy CO₂ przy różnych obciążeniach bloku został zaprezentowany na rysunku 5. Im mniejsze obciążenie, tym mniejszy strumień CO₂, co jest bezpośrednio związane z ilością spalin. W przypadku obciążenia 100% wychwycony strumień masy CO₂ wynosi 166,06 kg/s, a wyemitowany strumień masy 16,46 kg/s.

Tabela 5

Porównanie mocy netto elektrowni z PCCS i bez niego oraz redukcja sprawności elektrowni dla różnych warunków obciążenia

Obciążenie bloku	Moc netto bez PCCS	Moc netto z PCCS	Redukcja sprawności	
			[pp.]	[%]
[%]	[MW]	[MW]		
100	783,14	693,82	5,30	11,41
90	712,66	632,13	5,24	11,30
80	640,23	568,40	5,19	11,22
70	570,19	506,78	5,14	11,12
60	498,04	443,09	5,10	11,03
50	425,39	379,19	5,01	10,86
40	349,25	311,88	4,92	10,70



Rys. 5. Strumienie masy CO₂: wlotowy, wychwycony i wyemitowany w zależności od wartości obciążenia

5. PODSUMOWANIE

W artykule zaprezentowano ocenę możliwości wychwytu CO₂ metodami *post-combustion* na podstawie przeglądu obecnego stanu rozwoju technologii oraz wyniki analizy termodynamicznej pracy nadkrytycznego bloku energetycznego zasilanego węglem i wyposaż-

zonego w instalację wychwytu CO₂ metodą absorpcji chemicznej. Omówiono uwarunkowania społeczno-gospodarcze sprzyjające rozwojowi technologii wychwytu CO₂. Technologia PCCS oparta na użyciu amin została wskazana jako najbardziej zaawansowana i odpowiednia do zastosowania w obecnie pracujących elektrowniach. Na podstawie składu węgla kamiennego

obliczono skład gazów wylotowych kierowanych do instalacji PCCS. Przyjmując różne wartości obciążenia bloku, obliczono wychwycony strumień masy CO₂ oraz spadek sprawności na skutek działania instalacji PCCS. W warunkach obciążenia nominalnego (moc bloku 809,96 MW) wychwyty CO₂ wyniósł 166,06 kg/s przy poborze mocy elektrycznej na poziomie 89,32 MW. W tym przypadku sprawność elektrowni w porównaniu ze sprawnością bez instalacji PCCS zmniejszyła się o 11,41%. W warunkach mniejszych obciążeń bloku redukcja sprawności nieznacznie malała aż do wartości 10,7% przy obciążeniu 40%. Analizowana technologia wychwytu CO₂ przy użyciu amin charakteryzuje się dużą efektywnością, ale wiąże się ze znaczącym spadkiem sprawności. Proces wychwytu dwutlenku węgla wymaga dostarczenia sporej ilości energii do reboilera, który również wpłynie na redukcję efektywności zastosowania instalacji *post-combustion* w dużych blokach energetycznych. Dalszy rozwój technologii mający na celu jej zastosowanie w rzeczywistych obiektach energetycznych powinien skupić się na zmniejszeniu energochłonności wychwytu dwutlenku węgla.

Podziękowania

Badania prowadzące do wyników zostały wsparte z programu „Inicjatywa Doskonałości – Uczelnia Badawcza” dla Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie.

Badania prowadzące do wyników otrzymały dofinansowanie z subwencji MEiN nr 16.16.130.942 (Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, AGH w Krakowie).

Literatura

- [1] Parlament Europejski, Dyrekcja Generalna ds. Komunikacji: *Czym jest neutralność emisyjna i jak możemy ją osiągnąć do 2050 r.?* 14.04.2023. <https://www.europarl.europa.eu/news/pl/headlines/society/20190926STO62270/czym-jest-neutralnosc-emisyjna-i-jak-mozemy-ja-osiagnac-do-2050-r>.
- [2] International Energy Agency: *The role of CCUS in low-carbon power systems*. IEA, Paris 2020. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems>.
- [3] International Energy Agency: *CO₂ emissions in 2022*. IEA, Paris 2023. <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>.
- [4] Crippa M., Guizzardi D., Banja M., Solazzo E., Muntean M., Schaaf E., Pagani F., Monforti-Ferrario F., Olivier J., Quadrelli R., Riszuez Martin A., Taghavi-Moharamli P., Grassi G., Rossi S., Oom D., Branco A., San-Miguel J., Vignati E.: *CO₂ emissions of all world countries – JRC/IEA/PBL 2022 Report*. Publications Office of the European Union, Luxembourg 2022. <https://doi.org/10.2760/730164>.
- [5] International Energy Agency: *Energy Technology Perspectives 2020*. IEA, Paris 2021. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- [6] Madejski P., Chmiel K., Subramanian N., Kuś T.: *Współczesne metody i technologie wychwytu CO₂*. W: *Mechanizacja, automatyzacja i robotyzacja w górnictwie 2021: monografia: praca zbiorowa*, K. Krauze (red. nauk.). Wydawnictwa AGH, Kraków 2022: 29–36.
- [7] Madejski P., Chmiel K., Subramanian N., Kuś T.: *Methods and techniques for CO₂ capture: Review of potential solutions and applications in modern energy technologies*. *Energies* 2022, 15, 3: 887. <https://doi.org/10.3390/en15030887>.
- [8] Ministerstwo Gospodarki: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Warszawa 2009.
- [9] Olajire A.A.: *CO₂ capture and separation technologies for end-of-pipe applications – A review*. *Energy* 2010, 35, 6: 2610–2628. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.02.030>.
- [10] Więclaw-Solny L., Ściążko M., Tatarczuk A., Krótki A., Wilk A.: *Czy CCS może być tańsze? W poszukiwaniu nowych sorbentów CO₂*. *Polityka Energetyczna* 2011, 14, 2: 441–453.
- [11] Porter R., Fairweather M., Pourkashanian M., Woolley R.: *The range and level of impurities in CO₂ streams from different carbon capture sources*. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2015, 36: 161–174. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.02.016>.
- [12] Pandey S.N., Gupta S.K., Tomar A., Kumar A.: *Post combustion carbon capture technology*. In: *National Conference on Eco friendly Manufacturing for Sustainable Development: November 19–21, 2010, GLA University, Mathura, U.P., India*, 2010, paper no. 56.
- [13] Li J.-R., Ma Y., McCarthy M.C., Sculley J., Yu J., Jeong H.-K., Balbuena P.B., Zhou H.-C.: *Carbon dioxide capture-related gas adsorption and separation in metal-organic frameworks*. *Coordination Chemistry Reviews* 2011, 255, 15–16: 1791–1823. <https://doi.org/10.1016/j.ccr.2011.02.012>.
- [14] Vakharia V., Salim W., Wu D., Han Y., Chen Y., Zhao L., Winston Ho W.: *Scale-up of amine-containing thin-film composite membranes for CO₂ capture from flue gas*. *Journal of Membrane Science* 2018, 555: 379–387. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2018.03.074>.
- [15] Rakowski J., Bocian P., Celińska A., Świątkowski B., Golec T.: *Zastosowanie pętli chemicznych w energetyce*. *Energetyka* 2016, 4: 208–213.
- [16] Kárászová M., Zach B., Petrusová Z., Červenka V., Bobák M., Šyc M., Izák P.: *Post-combustion carbon capture by membrane separation, Review*. *Separation and Purification Technology* 2020, 238: 116448. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2019.116448>.
- [17] Zanco S.E., Pérez-Calvo J.-F., Gasós A., Cordiano B., Becattini V., Mazzotti M.: *Postcombustion CO₂ capture: A comparative techno-economic assessment of three technologies using a solvent, an adsorbent, and a membrane*. *ACS Engineering Au* 2021, 1, 1: 50–72. <https://doi.org/10.1021/acseengineeringau.1c00002>.
- [18] Patil M., Vaidya P., Kenig E.: *Bench-scale study for CO₂ capture using AMP/PZ/water mixtures*. *Chemical Engineering Transactions* 2018, 69: 163–168. <https://doi.org/10.3303/CET1869028>.
- [19] Feron P.H.M., Cousins A., Jiang K., Zhai R., Garcia M.: *An update of the benchmark post-combustion CO₂-capture technology*. *Fuel* 2020, 273: 117776. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.117776>.
- [20] Spietz T., Dobras S., Chwoła T., Wilk A., Krótki A., Więclaw-Solny L.: *Experimental results of amine emission from the CO₂ capture process using 2-amino-2-methyl-1-propanol (AMP) with piperazine (PZ)*. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2020, 102: 103155. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103155>.
- [21] Xue B., Yu Y., Chen J., Luo X., Wang M.: *A comparative study of MEA and DEA for post-combustion CO₂ capture with different process configurations*. *International Journal of Coal Science & Technology* 2017, 4: 15–24. <https://doi.org/10.1007/s40789-016-0149-7>.
- [22] Mazurkiewicz M., Uliasz-Bocheńczyk A., Mokrzycki E., Piotrowski Z., Pomykała R.: *Metody separacji i wychwytywania CO₂*. *Polityka Energetyczna* 2005, 8 (spec.): 527–538.

- [23] Ávila S.G. de, Logli M.A., Silva L.C.C., Fantini M.C.A., Matos J.R.: *Incorporation of monoethanolamine (MEA), diethanolamine (DEA) and methyl-diethanolamine (MDEA) in mesoporous silica: An alternative to CO₂ capture*. Journal of Environmental Chemical Engineering 2016, 4, 4, part A: 4514–4524. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2016.10.015>.
- [24] Pinto D.D.D., Knuutila H., Fytianos G., Haugen G., Mejdell T., Svendsen H.F.: *CO₂ post combustion capture with a phase change solvent. Pilot plant campaign*. International Journal of Greenhouse Gas Control 2014, 31: 153–164. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.10.007>.
- [25] Bernhardsen I.M., Knuutila H.K.: *A review of potential amine solvents for CO₂ absorption process: Absorption capacity, cyclic capacity and pKa*. International Journal of Greenhouse Gas Control 2017, 61: 27–48. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.03.021>.

mgr inż. TOMASZ KUŚ

kus@agh.edu.pl

mgr inż. NAVANEETHAN SUBRAMANIAN

subraman@agh.edu.pl

dr hab. inż. PAWEŁ MADEJSKI, prof. AGH

madejski@agh.edu.pl

dr inż. MICHAŁ KARCH

karch@agh.edu.pl

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki

al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Kraków