

TOMASZ KUŚ
NAVANEETHAN SUBRAMANIAN
PAWEŁ MADEJSKI
MICHAŁ KARCH

Assessment of the potential for CO₂ capture using post-combustion methods

The combustion of fossil fuels in the process of generating electricity causes the emission of carbon dioxide, which is considered the main anthropogenic reason for global warming. The paper's subject is to assess the potential for CO₂ capture using post-combustion methods. Post-combustion methods such as chemical absorption, physical separation, membrane separation, and chemical looping, are described. The thermodynamic modeling of a coal-fired supercritical power plant integrated with a post-combustion carbon capture installation using the solvent method is performed. The results obtained from the model are used to investigate the impact of the power plant when carbon capture is performed.

Key words: CO₂ emissions, PCCS, amine technologies

1. INTRODUCTION

Reducing CO₂ emissions is a crucial part of contemporary energy policy. To reduce the negative impact of climate change, 195 countries signed the Paris Agreement. This agreement defines achieving climate neutrality by 2050 as essential [1]. Considering all greenhouse gases, CO₂ is perceived as the main emission caused by human activity, in which 40% of the global emissions of CO₂ are connected with fossil fuel-fired power generation [2]. Despite a significant increase in the share of renewable energy power generation in total energy production, global CO₂ emissions from power generation and industrial processes reached the highest level in 2022: 36.8 Gt CO₂ [3]. Considering the last several years in Poland, a significant decrease in CO₂ emissions of 16% from fossil fuel-fired power generation and a slight increase in CO₂ emission of 2% from industrial processes can be observed, respectively, by comparing the years 2021 and 2005 [4]. The European Union introduced

an emission trading system to promote a gradual and rational reduction of greenhouse gas emissions. The system is based on a financial mechanism (the purchase and sale of emissions) that forces countries to develop and use low-emission technologies.

The aforementioned ecological and political factors make the reduction of CO₂ emissions one of the most important scientific and research challenges. In countries where power is mainly produced based on fossil fuels, CCUS (Carbon, Capture, Utilization and Storage) technology is a promising option to overcome this problem. This technology aims to reduce emissions by capturing carbon dioxide and then storing or converting it into other useful products [5]. In the case of CCUS technology, three basic methods of CO₂ capture can be distinguished: pre-combustion, post-combustion, and oxy-combustion [6, 7].

The post-combustion method is the most suitable for use in existing installations. This solution seems to be particularly important in the Polish power system, where coal and lignite-based units predominate.

Despite the rapid development of renewable energy systems, fossil fuels will be the basic energy carrier in the Polish power system for a long time [8].

2. POST COMBUSTION CO₂ SEPARATION TECHNOLOGIES

Post-combustion carbon capture methods are based on capturing carbon dioxide from the exhaust gas from fuel combustion. The technology scheme is presented in Figure 1. Exhaust gas produced as a result of fuel combustion is initially purified by the removal of nitrogen, sulfur and dust, and then directed to the CO₂ capture installation. The gas consists mainly of nitrogen and carbon dioxide, with a concentration of carbon dioxide about 4–14% [9]. This results in a low CO₂ partial pressure in the gas mixture and complicates the separation process. An additional challenge related to the design of this type of installation is the high temperature of the exhaust gases.

The main advantage of the post-combustion method is the possibility of using it in both new and existing installations without introducing drastic changes [10]. In addition, it is possible to achieve purity of the produced carbon dioxide above 99% [11]. Units with post-combustion installation are highly flexible: it is possible to regulate the amount of the captured CO₂ as well as to completely disable the capture, which enables the control of power plant power per market demand [12].

Post-combustion installations should be designed to achieve the lowest possible carbon dioxide emission at the lowest energy cost. Depending on the method of carbon dioxide capture, the following separation methods can be distinguished in the post-combustion technology: chemical absorption, physical separation, membrane separation and chemical looping.

Physical separation uses the phenomenon of absorption, adsorption or cryogenic separation [7]. Physical adsorption is based on the use of porous materials such as activated carbon, silica, zeolites or organometallic frameworks (MOFs) [13]. In case of membrane separation, a membrane is used for the separation or absorption process. Membrane separation is usually connected with low energy consumption, low operating costs and the possibility of easy scalability [14]. The method of fuel combustion in a chemical loop is based on the use of two reactors: air and fuel, and a metal oxide compound circulating between them. The metal oxide is a source of oxygen during the combustion reaction. As a result of combustion in pure oxygen, the flue gases consist mainly of carbon dioxide and steam [15].

Carbon dioxide separation using chemical absorption uses a chemical reaction between CO₂ and solvent. This method is characterized by high investment and operating costs [16]. Chemical absorption based on the use of amines is considered to be the most mature CO₂ separation technology [17]. Its application covers mainly pilot power plants [18–21].

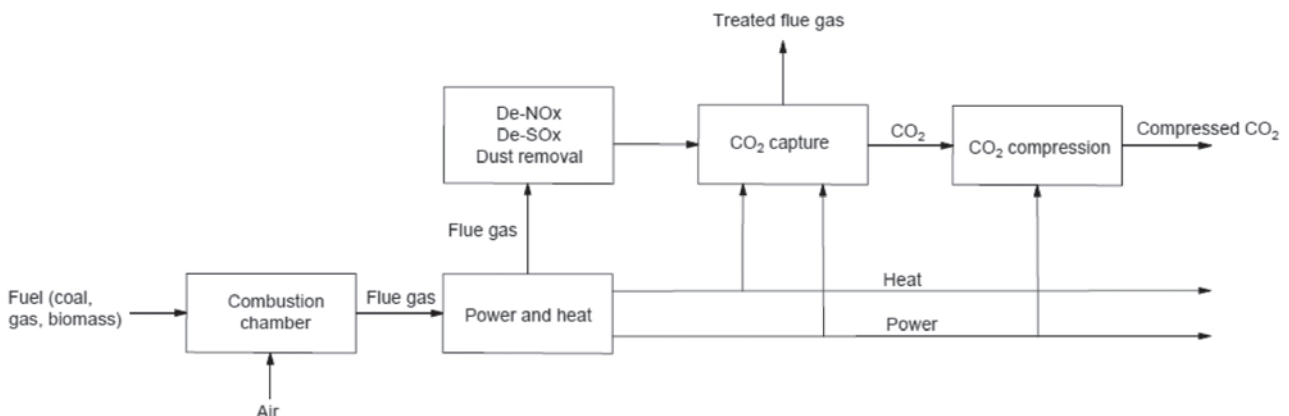


Fig. 1. Post-combustion technology scheme [6]

3. CHEMICAL ABSORPTION

Separation of carbon dioxide using chemical absorption is based on the reaction between the carbon dioxide contained in the flue gas and the chemical solvent in the absorption column. Amines, aque-

ous ammonia solution and potassium carbonate are used as solvents [22]. The reaction products of amines and carbon dioxide are carbamates or bicarbonates.

Considering power-generation and industrial processes, the following ethanolamines are widely used:

MEA monoethanolamine, DEA diethanolamine and MDEA methyl diethanolamine. The main advantage of ethanolamines is their high ability to capture CO₂, while the main weakness is the high energy consumption of the regeneration process. In addition, amines are easily oxidized, which results in the formation of corrosive compounds such as carboxylic acids or ammonia. It is necessary to use the appropriate concentration of amines to avoid their degradation. Research is being conducted on improving the efficiency of capture and reducing the energy consumption of the process by selecting appropriate mixtures of chemical solvents [23].

The scheme of the chemical absorption process using amines is shown in Figure 2. After passing through the boiler, flue gases are directed to the ab-

sorber chamber. A chemical reaction takes place with the solvent, which absorbs CO₂. The solvent is typically a 30% aqueous solution of ethanolamines [24, 25]. The solvent enriched with carbon dioxide is directed to the stripper (desorber), where the regeneration process takes place. The stripper is made of two vertical columns. After passing through one of them and preheating, the solvent is directed to the reboiler. By supplying steam, the temperature of the solvent rises to a level that allows separation. Water vapor and carbon dioxide flows upwards, and the regenerated liquid solvent flows downwards, before being cooled and directed back to the absorber. The mixture of steam and carbon dioxide is cooled, which allows for steam condensation and separation. Next, the carbon dioxide is compressed to a storage pressure level.

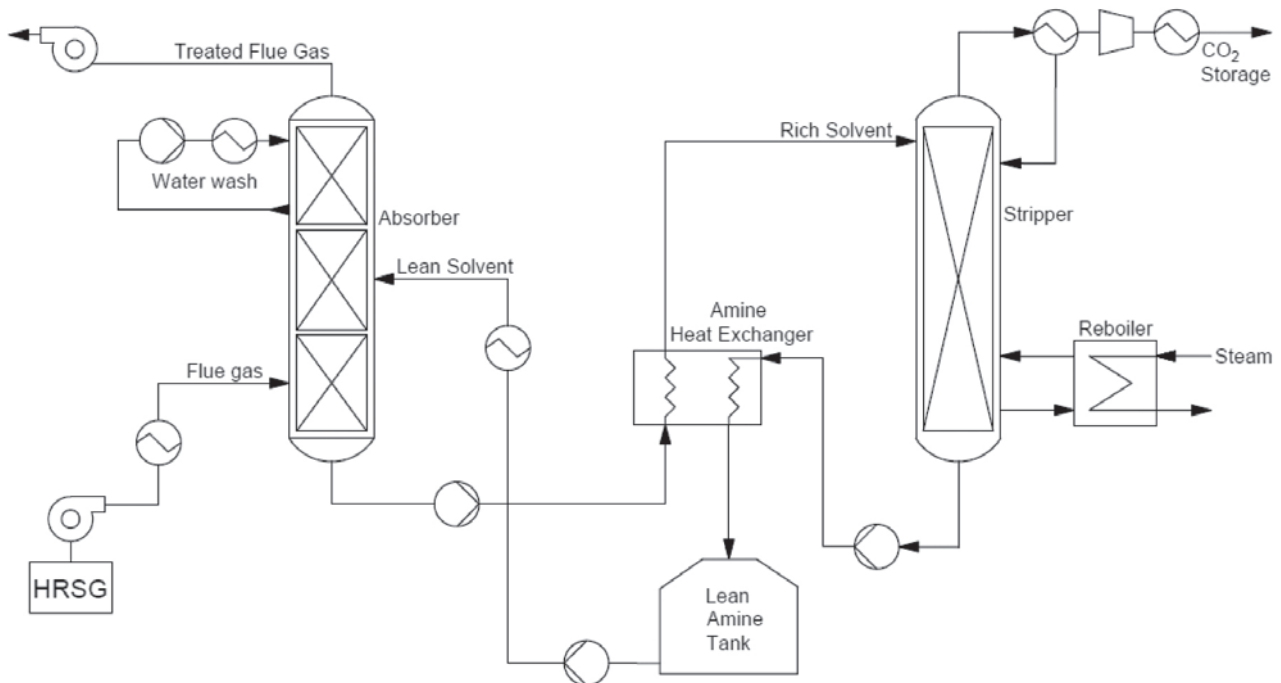


Fig. 2. Scheme of the PCCS installation using the chemical absorption method with the use of amines

4. CALCULATIONS OF CO₂ CAPTURE FROM A SUPERCRITICAL COAL-FIRED POWER PLANT USING AMINE TECHNOLOGY

Calculations of CO₂ capture using the PCCS installation with amine technology were carried out based on the results of CO₂ emissions from the supercritical coal-fired power plant presented in [6]. Simulation results for different load conditions are presented in Table 1. For a 100% load, a power plant produces 808.96 MW with coal consumption of 92.31 kg/s and the amount of exhaust gases emitted is

879.38 kg/s. By reducing the load, the output power, coal consumption, gross and net efficiency decrease.

Table 2 shows the composition of the coal which is used in the calculations of the exhaust gas compositions directed to the CO₂ capture installation. The exhaust gas content (mass and molar shares) is presented in Table 3. The flue gas consists mainly of nitrogen (69.5% mass fraction) and carbon dioxide (20.98% mass fraction). The mass fraction of oxygen and water are 3.39% and 5.50%, respectively. For different loads of the unit, the composition of the exhaust gases remained the same (the mass flow of gases changed).

Table 1**Parameters of supercritical coal-fired power plant under different load conditions [6]**

Load condition	Total power generation	Efficiency		Coal consumption	Exhaust mass flow
		Gross	Net		
[%]	[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

Table 2**Content of coal used for analysis**

Content	Mass fraction [%]
C	0.5497
H	0.0350
O	0.0463
N	0.0100
S	0.0080
Cl	0.0000
Moisture	0.1275
Ash	0.2235
Total	1.0000

Table 3**Exhaust gas content**

Content	Mass [%]	Mol [%]
Nitrogen (N ₂)	69.489460	73.169940
Oxygen (O ₂)	3.388145	3.123258
Argon (Ar)	0.402427	0.297147
Water (H ₂ O)	5.501076	9.007125
Carbon dioxide (CO ₂)	20.984630	14.064830
Sulphur dioxide (SO ₂)	0.166130	0.076492
Elemental carbon (C)	0.057712	0.141735
Elemental hydrogen (H)	0.003675	0.107536
Elemental oxygen (O)	0.004861	0.008962
Elemental nitrogen (N)	0.001050	0.002211
Elemental sulphur (S)	0.000840	0.000773
Total	100.000000	100.000000

The model developed of the CO₂ capture installation using the amine method is shown in Figure 3. The main components of the installation are the system for supplying and discharging the treated flue gases, the absorber-desorber system enabling CO₂ capture and solvent regeneration, and the CO₂ separation and compression system. The fuel mass flow as well as the fuel composition, are input data. The solvent used in the study is a 30% aqueous monoethanolamine (MEA) solution. The supercritical power plant only produces electricity, therefore, the heat needed to regenerate the PPCS solvent is taken from the auxiliary boiler, producing steam at a temperature of 135°C and a pressure of 3 bar. Steam is delivered to the reboiler.

Table 4 shows the simulation results of CO₂ capture with the PCCS installation for various supercritical coal-fired power plant load conditions. CO₂ capture capacity decreases as the load is reduced, which is connected with a lower stream of exhaust gases. The maximum achieved capture is 166.06 kg/s of CO₂ at 100% load and 89.32 MW electric power consumption.

Electric power for the installation's needs is taken from the power plant, directly affecting the overall efficiency. This can be noticed in Figure 4, where the efficiency of the power plant with/without the PCCS installation for different unit load conditions is presented. By reducing the load, the gross efficiency is decreasing from 48.02% at 100% load to 46.92% at 40% load. As the load decreases, the net efficiency without the PCCS installation falls, respectively 46.43% and 45.98% for 100% and 40% loads. The net efficiency of

the unit with the PCCS installation remains relatively constant at 41.1%. The steam supplied to the reboiler is generated by the auxiliary boiler. The input power

needed to generate it at full load is 647.1 MW. It is assumed that this power is supplied from outside the system and does not affect the operation of the installation.

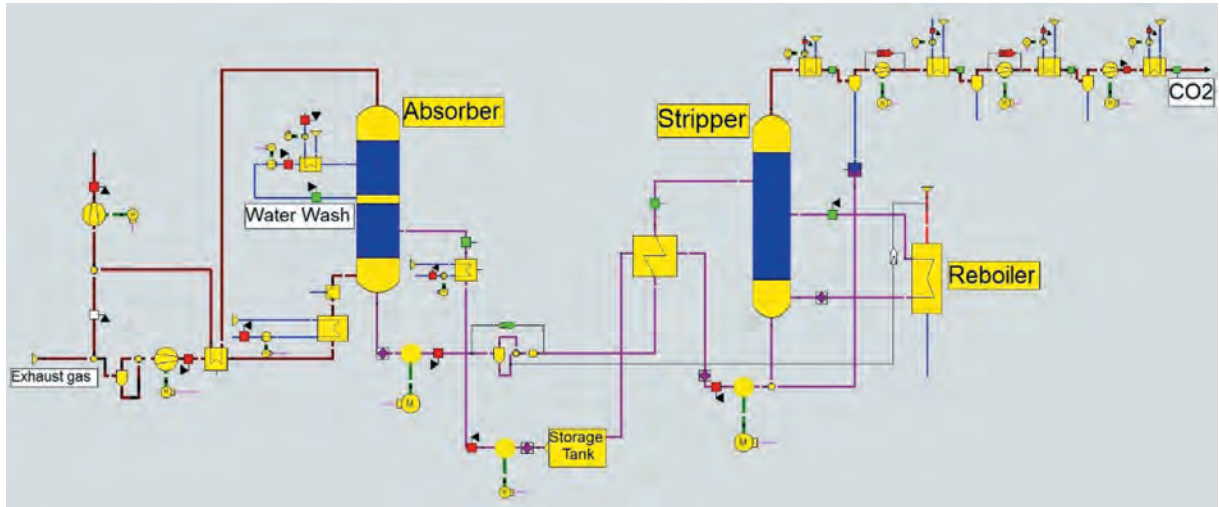


Fig. 3. Model of PCCS amine-based chemical absorption installation

Table 4

Simulation results of CO₂ capture with the PCCS installation for different loads of a supercritical coal-fired power plant – mass streams and power consumption

Load condition	Lean amine	Rich amine	Reboiler steam		Power consumed	Captured CO ₂
			[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

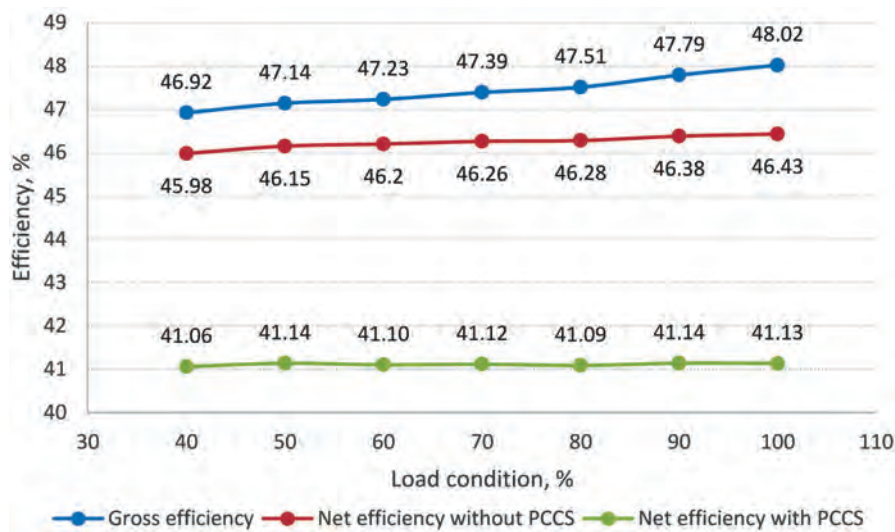


Fig. 4. Efficiency of a power plant with and without PCCS

The net power and efficiency reduction for different loads are presented in Table 5. The efficiency reduction due to the operation of the PCCS installation ranges from 5.30 to 4.92 pp. (i.e. 11.41–10.70%). The higher the load, the greater the decrease in efficiency.

The inlet, captured and emitted CO_2 mass flow for different loads is presented in Figure 5. The lower the load, the smaller the CO_2 mass flow, which is directly related to the amount of exhaust gas. For a 100% load, the captured CO_2 mass flow is 166.06 kg/s and the emitted CO_2 mass flow is 16.46 kg/s.

Table 5
Comparison of the net power with/without PCCS and the reduction of the plant's efficiency for different load conditions

Load condition [%]	Net power without PCCS [MW]	Net power with PCCS [MW]	Efficiency reduction	
			[pp.]	[%]
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

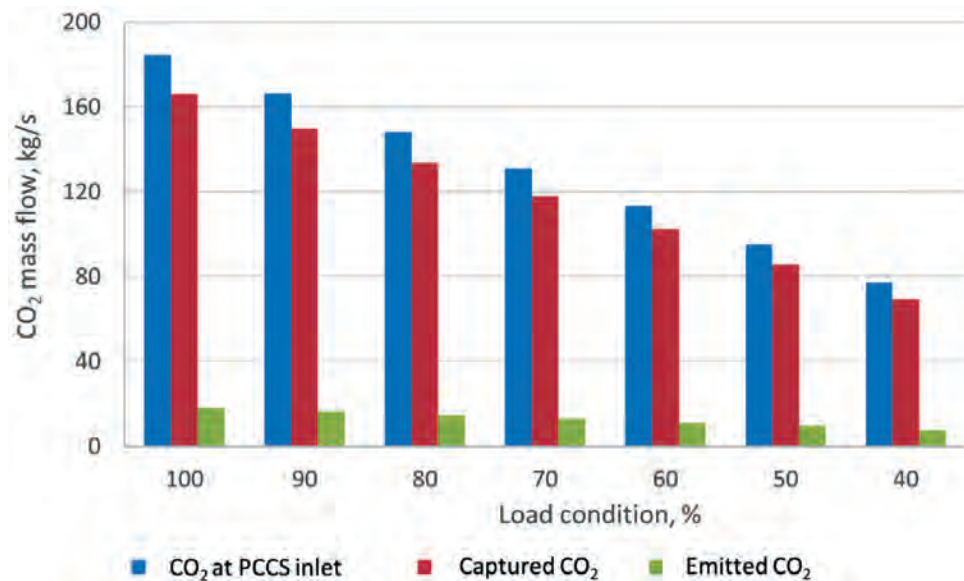


Fig. 5. Inlet, captured and emitted CO_2 mass flow for different load conditions

5. SUMMARY

The paper presents an assessment of the possibility of capturing CO_2 using post-combustion methods based on the review of the current state of technology development and the results of thermodynamic analysis of the operation of the supercritical coal-fired power plant. The power plant is equipped with a PCCS

installation using an amine-based chemical absorption method. The social and economic factors that accelerate the development of technology were discussed. The amine-based PCCS technology is indicated as the most mature and suitable for existing power plants. Based on the assumed coal composition, the composition of exhaust gases directed to the PCCS installation was calculated. For different power plant

load conditions, the captured CO₂ mass flow and the efficiency drop due to the presence of the PCCS installation were calculated. Under nominal load conditions (block capacity 809.96 MW), CO₂ capture was 166.06 kg/s with an electric power consumption of 89.32 MW. In this case, the efficiency of the power plant compared to the efficiency without the PCCS installation decreased by 11.41%. For lower load values, the efficiency reduction slightly decreased to 10.7% at 40% load. The analyzed technology of CO₂ capture using amines is characterized by high CO₂ capture efficiency, but this is strictly connected with a significant decrease in efficiency. The CO₂ capture process requires a large amount of energy to be supplied to the reboiler, which will also reduce the effectiveness of the post-combustion installation in power units. Further development of the technology for application in large power plant units should focus on reducing the energy consumption of carbon dioxide capture.

Acknowledgements

Research project supported by the program, "Excellence initiative – research university" for the AGH University of Krakow.

The research leading to the results received funding from the subsidy of the Ministry of Education and Science No. 16.16.130.942 (Faculty of Mechanical Engineering and Robotics, AGH University of Krakow).

References

- [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., Riszquez 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*. In: *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 methyldiethanolamine (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>.

TOMASZ KUŚ, M.Sc.

kus@agh.edu.pl

NAVANEETHAN SUBRAMANIAN, M.Sc.

subraman@agh.edu.pl

PAWEŁ MADEJSKI, PhD., DSc., Eng.

madejski@agh.edu.pl

MICHAŁ KARCH, PhD., Eng.

karch@agh.edu.pl

AGH University of Krakow

Faculty of Mechanical Engineering and Robotics

al. A. Mickiewicza 30, 30-059 Krakow, Poland

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.

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

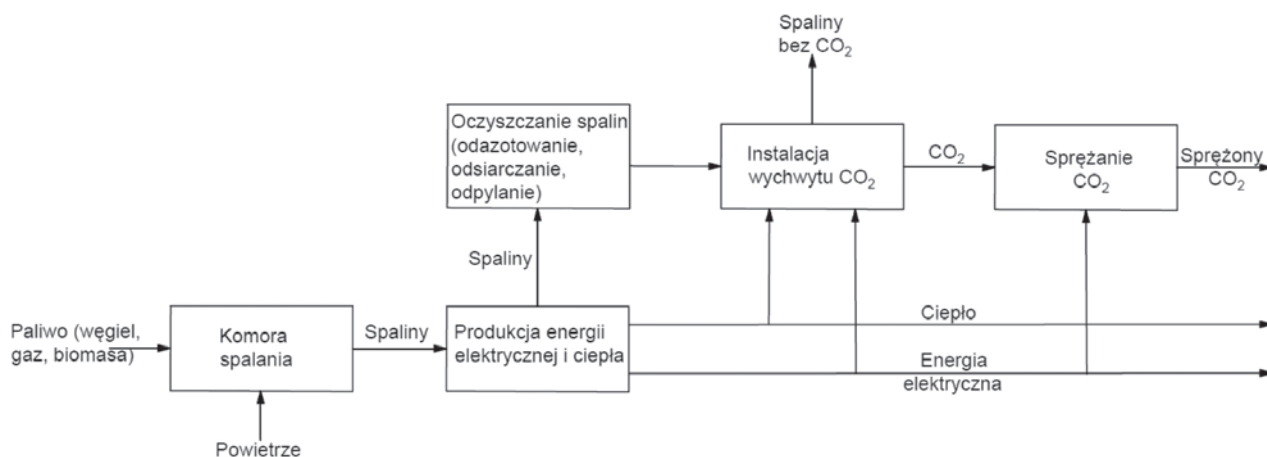
Metody typu *post-combustion* polegają na wychwycie dwutlenku węgla z mieszaniny gazów powstającej w wyniku spalania paliw. Schemat technologii został zaprezentowany na rysunku 1. Spaliny powstające w wyniku spalania paliw są wstępnie oczyszczane ze związków azotu, siarki oraz pyłu, a następnie kierowane 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]

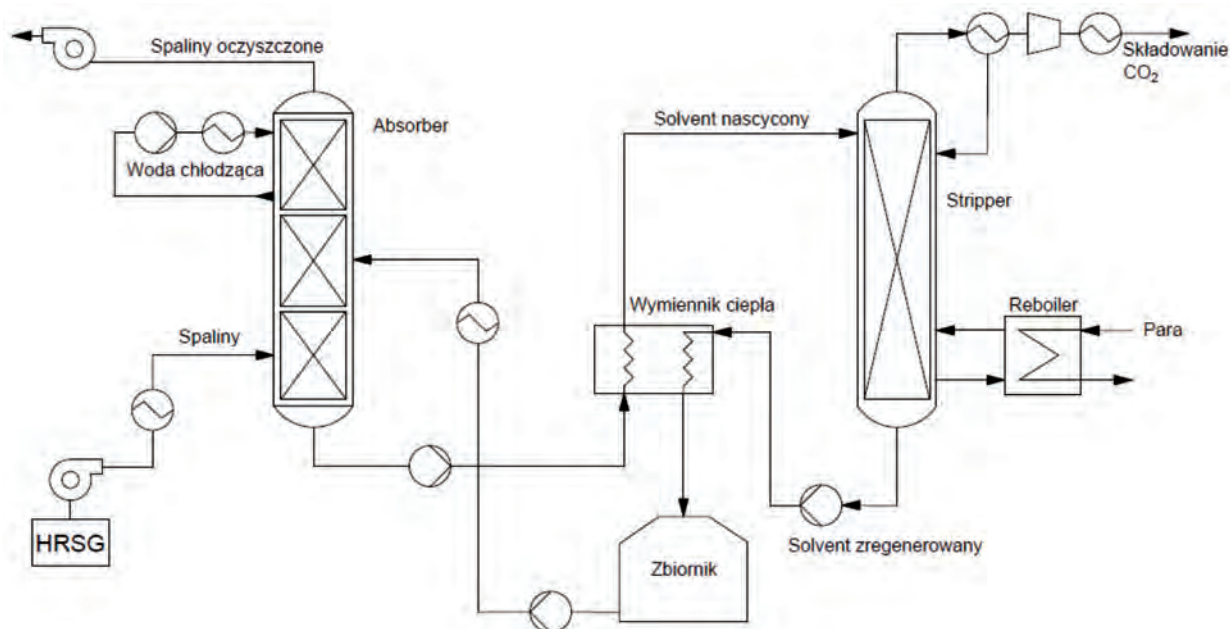
3. ABSORPCJA CHEMICZNA

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.

W przypadku procesów energetycznych i przemysłowych rozpowszechnione jest użycie następujących etanoloamin: monoetanoloaminy MEA, dietanoloaminy DEA oraz metyldietanoloaminy MDEA. Główną zaletą etanoloamin jest ich duża zdolność do wychwytu CO₂. Wadą jest duża energochłonność procesu regeneracji. Ponadto aminy w łatwy sposób ulegają procesowi utlenienia, co powoduje stworzenie korozyjnych związków, takich jak kwasy karboksylowe czy amoniak. Konieczne jest użycie odpowiedniego stężenia amin, aby uniknąć procesu ich degradacji. Prowadzone są badania nad polepszeniem efektywności wychwytu oraz zmniejszeniem energochłonności procesu przez dobór odpowiednich mieszanek rozpuszczalników chemicznych [23].

Schemat procesu absorpcji chemicznej przy użyciu amin został przedstawiony na rysunku 2. Spaliny po przejściu przez kocioł są kierowane do komory absorbera.



Rys. 2. Schemat instalacji PCCS metodą absorpcji chemicznej przy zastosowaniu amin

4. OBLICZENIA WYCHWYTU CO₂ METODĄ AMINOWĄ Z WĘGLOWEGO BLOKU ENERGETYCZNEGO NA NADKRYTYCZNE PARAMETRY PARY

Obliczenia wychwytu CO₂ przy użyciu instalacji PCCS za pomocą metody aminowej zostały przeprowadzone na podstawie obliczeń emisji CO₂ z węglowego bloku energetycznego na nadkrytyczne parametry pary [6]. Wyniki pracy symulacji bloku przy różnych obciążeniach przedstawiono w tabeli 1. W warunkach obciążenia 100% elektrownia produkuje 808,96 MW przy konsumpcji węgla na poziomie 92,31 kg/s i ilości emi-

Tam dochodzi do reakcji chemicznej z solventem, który absorbuje CO₂. Solvent to zazwyczaj wodny roztwór etanoloamin o stężeniu 30% [24, 25]. Nasycony dwutlenkiem węgla solvent kierowany jest do strippera (desorbera), gdzie następuje proces regeneracji. Stripper zbudowany jest z dwóch pionowych kolumn. Po przejściu przez jedną z nich i wstępnym ogrzaniu przez solvent dociera do reboilera. W efekcie dostarczenia ciepła za pomocą pary wodnej temperatura solventu wzrasta do wartości umożliwiającej separację. Para wodna wraz z dwutlenkiem węgla przepływa w górę, a zregenerowany solvent w stanie ciekłym – w dół, gdzie jest następnie schładzany i kierowany ponownie do absorbera. Mieszanina pary wodnej i dwutlenku węgla jest schładzana, co powoduje wykroplenie pary oraz separację. Następnie dwutlenek węgla jest sprężany do odpowiedniego poziomu ciśnienia umożliwiającego składowanie.

towanych spalin 879,38 kg/s. Wraz ze spadkiem obciążenia elektrowni moc bloku, zużycie węgla oraz sprawność brutto i netto ulegają zmniejszeniu.

W tabeli 2 przedstawiono skład węgla kamiennego, który został użyty w obliczeniach składu gazów wylotowych kierowanych do instalacji wychwytu CO₂. Skład gazów wylotowych w postaci udziałów masowych i molowych został przedstawiony w tabeli 3. Spaliny składają się głównie z azotu (69,5-procentowy udział masowy) oraz dwutlenku węgla (20,98-procentowy udział masowy). Udziały masowe tlenu oraz wody wynoszą odpowiednio 3,39% oraz 5,5%. Dla różnych obciążeń bloku skład gazów wylotowych pozostał ten sam (zmianie ulegał strumień masowy gazów).

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

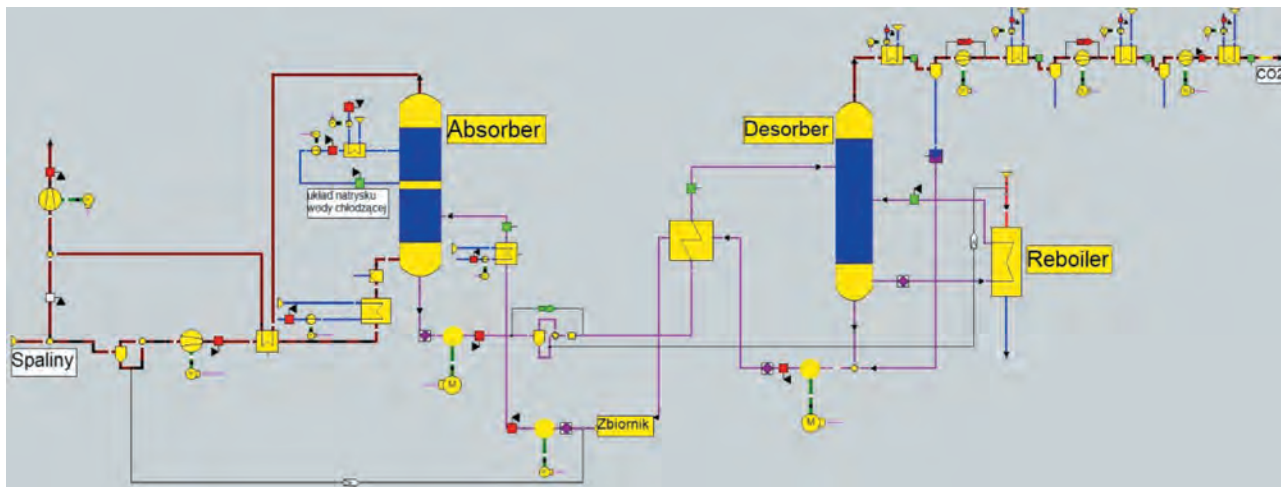
Opracowany model instalacji wychwytu CO₂ metodą aminową z gazów wylotowych przedstawiono na rysunku 3. Główne elementy instalacji to: układ doprowadzania i odprowadzania oczyszczonych spalin, układ absorber–desorber umożliwiający wychwyt CO₂ i regenerację solventu oraz układ separacji i sprężania CO₂. 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.

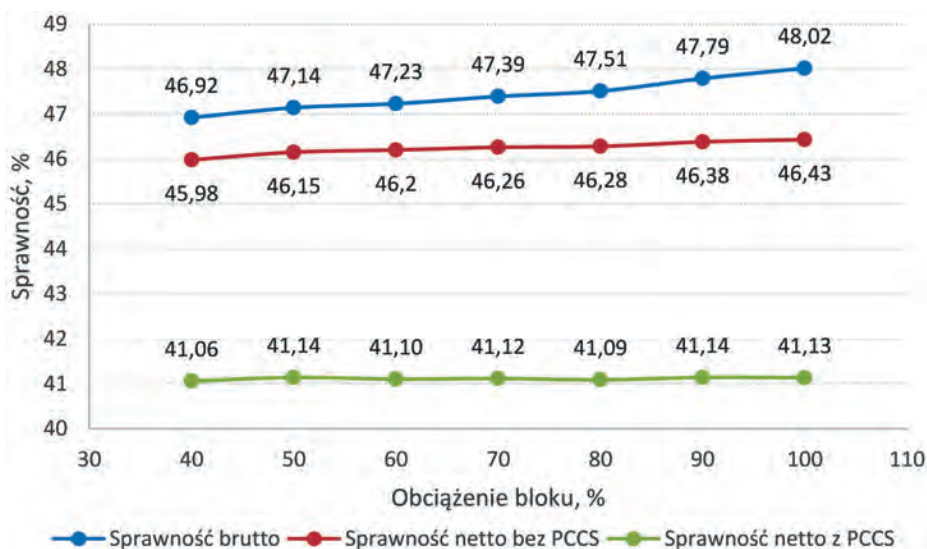


Rys. 3. Model instalacji PCCS metodą absorpcji chemicznej przy użyciu amin jako solventu

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.

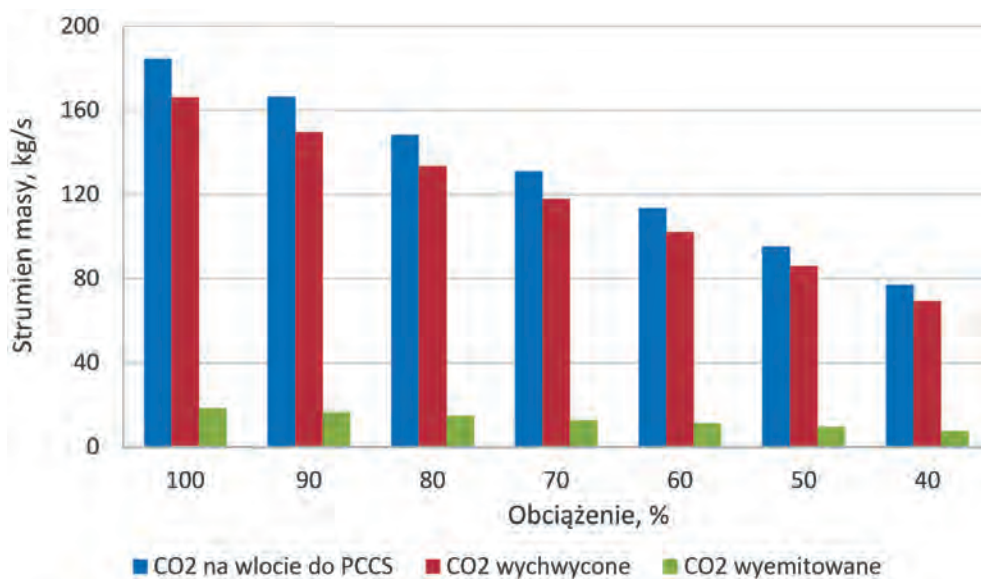
Moc netto oraz redukcja sprawności przy różnych obciążeniach bloku została pokazana w tabeli 5. Spadek sprawności na skutek pracy instalacji PCCS zawiera się w granicach 5,30–4,92 pp. (tj. 11,41–10,70%). Im większe obciążenie bloku, tym większy spadek sprawności.

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. Strumień 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