

Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY*, Marek ŚCIAŻKO**, Adam TATARCZUK***,
Aleksander KRÓTKI***, Andrzej WILK***

Czy CCS może być tańszy? – W poszukiwaniu nowych sorbentów CO₂

STRESZCZENIE. Zagadnienia związane z obniżeniem emisji CO₂ do atmosfery stały się szczególnie ważne dla sektora energetycznego w związku z polityką klimatyczną UE i przyjęciem przez Parlament Europejski Pakietu Klimatycznego w grudniu 2008 r. Konsekwencją polityki „klimatycznej” będzie wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej w związku z koniecznością wprowadzania technologii CCS (*Carbon Capture and Storage*), a co zatem idzie – znaczny wzrost cen energii na rynku. W opracowaniu dokonano krótkiej charakterystyki metod usuwania CO₂ ze spalin (*post combustion*) oraz identyfikacji kosztów technologii CCS. W artykule przedstawiono również wstępne wyniki badań sorbentów CO₂ prowadzonych w ramach realizacji Zadania nr 1 Strategicznego Programu Badawczego – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii.

SŁOWA KLUCZOWE: emisja CO₂, usuwanie CO₂, CCS – *Carbon Capture and Storage*, mono-etanoloamina-MEA, aktywatory, Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii, „zero-emisyjne” bloki węglowe

* Dr inż., ** Dr hab. inż., *** Mgr inż. — Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla.

Wprowadzenie

Wzrost zapotrzebowania na energię związany z rozwojem społecznym i gospodarczym jest faktem niezaprzeczalnym. Jednym z warunków zapewnienia rozwoju gospodarczego kraju jest zapewnienie i zaspokojenie rosnących potrzeb energetycznych, w tym zapotrzebowania na energię elektryczną [1]. Zgodnie z zapisami w dokumencie „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku [2] krajowe zasoby węgla stanowiąc będą podstawowe paliwo dla elektroenergetyki systemowej. Pomimo planowanego rozwoju energetyki jądrowej w Polsce po 2020 r., węgiel pozostanie gwarantem bezpieczeństwa energetycznego kraju. W tabeli 1 przedstawiono prognozę produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem różnych paliw [3].

TABELA 1. Produkcja energii elektrycznej w podziale na paliwa [TWh] [3]

TABLE 1. Generation of net electricity divided by fuels [TWh] [3]

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	86,1	68,2	62,9	62,7	58,4	71,8
Węgiel brunatny	49,9	44,7	51,1	40,0	48,4	42,3
Gaz ziemny	4,6	4,4	5,0	8,4	11,4	13,4
Produkty naftowe	1,6	1,9	2,5	2,8	2,9	3,0
Paliwo jądrowe	0,00	0,00	0,00	10,5	21,1	31,6
Energia odnawialna	3,9	8,0	17,0	30,1	36,5	38,0
Wodne pompowe	0,97	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Odpady	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
RAZEM	147,7	128,7	140,1	156,1	180,3	201,8
Udział energii z OZE [%]	2,7	6,2	12,2	19,3	20,2	18,8

Fakt ten wynika z dotychczasowej struktury sektora energetycznego opartego na konwencjonalnych metodach spalania paliw kopalnych (aktualny udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej wynosi ponad 90%), który kształtowany przez dziesięciolecia nie jest w stanie zmienić struktury paliwowej w najbliższej perspektywie czasowej. Należy jednak pamiętać, że sektor energetyczny musi operować w określonej przestrzeni gospodarczej, prawnej i politycznej i kreowanie polityki przedsiębiorstw tego sektora zależy w dużej mierze od nałożonych ograniczeń zewnętrznych, jak np. polityka środowiskowa UE. Polska – jako kraj członkowski Unii Europejskiej, uczestnicząc w tworzeniu wspólnotowej polityki energetycznej – powinna realizować jej główne cele, uwzględniając jako priorytet zasady zrównoważonego rozwoju i ochrony środowiska oraz specyficzne warunki krajowe (zasoby energetyczne, uwarunkowania technologiczne, uwarun-

kowania geopolityczne) [4]. Stosowanie zapisów prawa UE wynikających z prowadzonej polityki w zakresie ochrony środowiska (obligatoryjne dla wszystkich państw członkowskich UE) stanowi ogromne wyzwanie dla energetyki węglowej, a obciążenie kosztami emisji gazów cieplarnianych znajdzie odzwierciedlenie w cenach energii elektrycznej.

Do priorytetowych kierunków działań „Polityki energetycznej Polski do 2030” należy:

- ❖ poprawa efektywności energetycznej,
- ❖ wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- ❖ dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- ❖ rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,
- ❖ rozwój konkurencyjności rynków paliw i energii,
- ❖ ograniczanie oddziaływania energetyki na środowisko.

Z analizowanych materiałów [1, 2] (tab. 1) wynika, że krajowe zasoby węgla kamiennego i brunatnego pozostaną ważnymi stabilizatorami bezpieczeństwa energetycznego kraju. Energetyka węglowa znajdzie również zastosowanie w przypadku odbudowy wycofywanych z eksploatacji mocy, przynajmniej w najbliższej perspektywie, stąd koniecznością staje się rozwój wysokosprawnych „czystych technologii węglowych”. Sytuacja ta stanowi również wyzwanie dla krajowej nauki, ponieważ tylko współpraca przedstawicieli nauki i przemysłu pozwoli na wypracowanie rozwiązań dla krajowej gospodarki, zapewniając jej konkurencyjność na rynku światowym. Odzwierciedleniem powyższej sytuacji było ogłoszenie w 2009 roku konkursu w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”. Celem programu jest opracowanie rozwiązań technologicznych, których wdrożenie przyczyni się do osiągnięcia założeń Strategii 3x20 (poprawa efektywności energetycznej o 20%, zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% i redukcja emisji CO₂ o 20% w łącznym bilansie UE do 2020 r., w odniesieniu do 1990 r.) [5]. Program ten, o budżecie 300 mln zł, winien być istotnym wsparciem dla wdrożeń wyników badań naukowych i technologii bazujących na głównym polskim surowcu paliwowym, jakim jest węgiel, a także na alternatywnych źródłach energii.

Program strategiczny obejmuje cztery priorytetowe zadania badawcze:

- ❖ Zadanie badawcze 1. Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.
- ❖ Zadanie badawcze 2. Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO₂.
- ❖ Zadanie badawcze 3. Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej.
- ❖ Zadanie badawcze 4. Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych.

W dalszej części artykułu przedstawione zostaną wstępne wyniki badań dotyczących doboru sorbentów CO₂ prowadzonych w ramach zadania badawczego 1.

1. Koszty technologii CCS

Od kilku lat synonimem technologii mających na celu obniżenie emisji CO₂ do atmosfery stało się pojęcie CCS (z ang. *Carbon Capture and Storage*), które oznacza grupę technologii mających za zadanie wydzielenie strumienia CO₂ ze źródeł antropogenicznych, jego transport i składowanie. Wśród technologii CCS rozróżnia się technologie PRE-Combustion i POST-Combustion w zależności od umiejscowienia instalacji usuwania CO₂ w schemacie technologicznym przed lub po spalaniu paliwa. Pierwsze z nich oparte są na procesach zgazowania węgla i wykorzystaniu gazu ze zgazowania do produkcji gazu wodoronośnego, jego oczyszczeniu i ostatecznie spalaniu w turbinie gazowej. W drugim przypadku mamy do czynienia z procesami spalania węgla w kotle i usuwaniu ditlenku węgla ze spalin. Szczególnym przypadkiem tej grupy technologii są technologie Oxy-combustion, w których węgiel spala się w atmosferze tlenowej lub wzbogaconej w tlen, co sprawia że spaliny składają się głównie z CO₂ i wody, co znacznie ułatwia proces wydzielenia ditlenku węgla.

Sektor energetyczny zmuszony do ponoszenia kosztów środowiskowych związanych z emisją CO₂ staje obecnie przed wyborem: kupna pozwoleń na emisję CO₂ (100% akcji w systemie aukcyjnym po okresie derogacji) bez inwestycji w technologie CCS lub wykorzystania okresu derogacji na sprawdzenie i wprowadzenie do praktyki przemysłowej technologii CCS. W przypadku rodzimego sektora w najbliższych latach najbardziej prawdopodobne do zastosowania będą technologie usuwania CO₂ ze spalin (*post-combustion*), do których należy min. absorpcja chemiczna w roztworach amin. Wybór pomiędzy tymi dwiema drogami podyktowany będzie ekonomią procesu wytwarzania energii elektrycznej wraz z kosztami środowiskowymi. W tym celu na świecie od lat prowadzi się prace badawcze nad procesami wydzielenia ditlenku węgla, jego transportu i składowania oraz analizy ekonomiczne kosztów wdrażania technologii CCS. Dla przypadku usuwania CO₂ ze spalin, w artykule dokonano rozdziału i krótkiej charakterystyki poszczególnych elementów procesu usuwania, transportu i składowania, będących źródłem kosztów pracy instalacji CCS.

Stosowane w przemyśle procesy oczyszczania gazu na drodze absorpcji są procesami odwracalnymi, tzn. stosowany absorbent jest regenerowany i zwracany do procesu celem zachowania ciągłości pracy instalacji oczyszczania gazu. W procesie regeneracji absorbentu następuje desorpcja wydzielanego składnika z fazy ciekłej do gazowej (tzw. odpędzanie). Procesy absorpcji, aktywne również przy niskich ciśnieniach cząstkowych gazów, z jakimi mamy do czynienia w przypadku usuwania CO₂ ze spalin, charakteryzują się wysokimi ciepłami reakcji, co skutkuje dużym zużyciem ciepła w procesie regeneracji absorbentu – (desorpcji). W porównaniu do procesów absorpcji fizycznej, procesy absorpcji z reakcją chemiczną wymagają większych nakładów energetycznych na regenerację sorbentu. W przypadku klasycznych elektrowni węgiel usuwania CO₂ ze spalin będzie wymagał dostarczenia strumienia ciepła w postaci pary. Konieczność upustu pary z turbiny parowej oznacza konieczność zmian konstrukcyjnych turbiny w celu jej przystosowania do pracy z instalacją CCS oraz spadek generowanej energii elektrycznej. Niskociśnieniowa para wymagana jest również w węźle sprężania i osuszania ditlenku węgla. Kolejnym kosztem związanym

z pracą instalacji CCS, jest koszt energii elektrycznej koniecznej do zasilania wentylatorów, pomp, ale przede wszystkim wielostopniowej sprężarki wydzielonego CO₂. Zaspokojenie potrzeb na energię elektryczną oznacza zwiększenie zapotrzebowania wewnętrznego elektrowni wyposażonej w instalację CCS, a tym samym ponowne obniżenie produkowanej energii elektrycznej netto. Analizując ogólnodostępne materiały można znaleźć bardzo niewiele informacji dotyczących pracy instalacji CCS w pełnym zakresie tzn. usuwania, transportu i składowania. Takimi opracowaniami, ujmującymi w sposób kompleksowy koszty technologii CCS – cały łańcuch technologiczny od wychwytu do składowania ditlenku węgla – są dostępne na stronach Europejskiej Platformy Technologii Zeroemisyjnych dla Elektrowni na Paliwa Kopalne (*The European Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plants – ZEP*) raporty dotyczące kosztów procesów: usuwania CO₂ [6], transportu [7], składowania [8] oraz raport zbiorczy ujmujący wszystkie składowe CCS [9]. Z uwagi na niestabilną sytuację cenową na rynkach paliw, eksperci do analiz kosztowych przyjęli trzy warianty cenowe paliw: niski, średni i wysoki, zgodnie z którymi ceny węgla kamiennego wynoszą odpowiednio 2,0; 2,4; 2,9 Euro/GJ, natomiast ceny gazu ziemnego oszacowano odpowiednio na 4,5; 8,0 i 11 Euro/GJ. Tylko w przypadku węgla brunatnego, używanego praktycznie w miejscu wydobycia, przyjęto jedną cenę paliwa z uwagi na jej niską wrażliwość na zmiany zachodzące na rynku paliw.

Dodatkowo w materiałach tych przyjęto dwa scenariusze rozwoju technologii CCS, tzw. bazowy oraz optymistyczny, dla których określono uśrednione jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*), które uwzględniają koszty generowane w całym okresie życia elektrowni (dla elektrowni węglowych 40 lat, dla gazowych 25 lat) wraz z okresem utrzymania i monitorowania składowiska przez kolejne 25 lat. W materiałach do obliczeń kosztowych przyjęto jako bazę drugi kwartał roku 2009. Zgodnie z [6–9] w tabeli 2 przedstawiono oszacowane uśrednione jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej LCOE, oraz koszty inwestycyjne (*Capital Expenditure or Investment – CAPEX*) dla instalacji referencyjnych (bez CCS) i zintegrowane z procesem CCS, w podziale na technologie węglowe i gazowe. W tabeli zamieszczono dane dla przypadku magazynowania wydzielonego CO₂ w złożach solankowych.

Analizując przedstawione dane dla przypadku energetyki węglowej okazuje się, że w związku z budową i integracją instalacji CCS z układem siłowni (bez uwzględnienia kosztów handlu emisjami ETS – *Emissions Trading Scheme*) możemy spodziewać się wzrostu kosztów LCOE z poziomu około 50 [Euro/MWh_{el} net] dla przypadku instalacji referencyjnej bez CCS, do około 80 [Euro/MWh_{el} net] w przypadku zastosowania CCS. Sytuacja staje się jednak interesująca z punktu widzenia inwestora, w przypadku uwzględnienia kosztów handlu emisjami, ponieważ z danych wynika, że dla instalacji bez CCS konieczność zakupu uprawnień do emisji spowoduje drastyczny wzrost kosztów generacji energii elektrycznej, dodatkowo obciążony ryzykiem niepewności cen EUA na rynku. W przypadku przyjętej ceny uprawnień do emisji 1 tony CO₂ na poziomie 20 euro, LCOE wzrośnie o około 15 [Euro/MWh_{el} net], natomiast dla ceny uprawnień na poziomie 80 Euro wzrost może wynieść ponad 60 [Euro/MWh_{el} net] i szacuje się że koszt LCOE może osiągnąć wartość około 110 [Euro/MWh_{el} net]. W przypadku niskoemisyjnej energetyki opartej na gazie ziemnym, koszty produkcji energii elektrycznej LCOE wynoszą od około 50

do 90 [Euro/MWh_{el} net] i w aspekcie środowiskowym (pomijając kwestie niestabilności cen tego paliwa i szczególnej wrażliwości na sytuacje polityczne), stanowią alternatywę dla wysokoemisyjnej energetyki węglowej, jednak w przypadku konieczności zaopatrzenia elektrowni gazowej w instalacje CCS, atrakcyjność gazu ziemnego maleje. Okazuje się bowiem, że pomimo niskiej jednostkowej emisji CO₂, warunki konieczne do usunięcia CO₂ ze spalin takiej elektrowni i koszty z nimi związane spowodują wzrost LCOE do poziomu 120 [Euro/MWh_{el} net].

Analizując składowe procesy technologiczne CCS, okazuje się, że najwyższy wzrost kosztów występuje w węzle usuwania CO₂ ze spalin. Koszty związane z budową i pracą instalacji transportu i składowania są znacznie mniejsze, co ważniejsze, zależą bardziej od lokalizacji i jakości złóż magazynowych CO₂ niż rozwoju stosowanych technologii. To umiejscowienie i wielkość złoża determinuje odległość rurociągu transportowego, warunki ciśnienia transportowanego CO₂, czy ilość otworów którymi będzie zatłaczany ditlenek węgla.

Biorąc pod uwagę cały łańcuch technologii CCS, koszty wychwytu CO₂ posiadają największy wpływ na wzrost kosztów generacji energii elektrycznej, należy więc skoncentrować działania na obniżeniu energochłonności tego właśnie procesu. Prowadzone od kilku lat intensywne analizy i badania wskazują na znaczne możliwości obniżenia zużycia energii cieplnej i elektrycznej instalacji wychwytu, poprzez integrację i optymalizację układu wychwytu i obiegu cieplnego elektrowni, wykorzystanie niskowartościowego ciepła, oraz opracowanie nowych sorbentów CO₂.

Zgodnie z raportem [6] koszty LCOE, wynikające z integracji układu elektrowni z instalacją (tylko) wychwytu CO₂ w technologii *post-combustion*, wzrosną z 48,1–48,3 Euro/MW dla instalacji referencyjnej bez CCS do około 70,3 Euro/MW dla elektrowni wyposażonej w instalację usuwania CO₂ ze spalin (kocioł pyłowy, cena paliwa 2,4 Euro/GJ), natomiast koszty unikniętej emisji CO₂ dla tego przypadku szacuje się w zakresie 28,5–37,2 Euro/t CO₂.

Na rysunku 1 przedstawiono koszty LCOE produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego – kocioł pyłowy zintegrowany z instalacją wychwytu CO₂ i jego przygotowania do transportu (*post-combustion*) dla przyjętego kosztu paliwa na poziomie 2,4 Euro/GJ – scenariusz bazowy (*state of the art*).

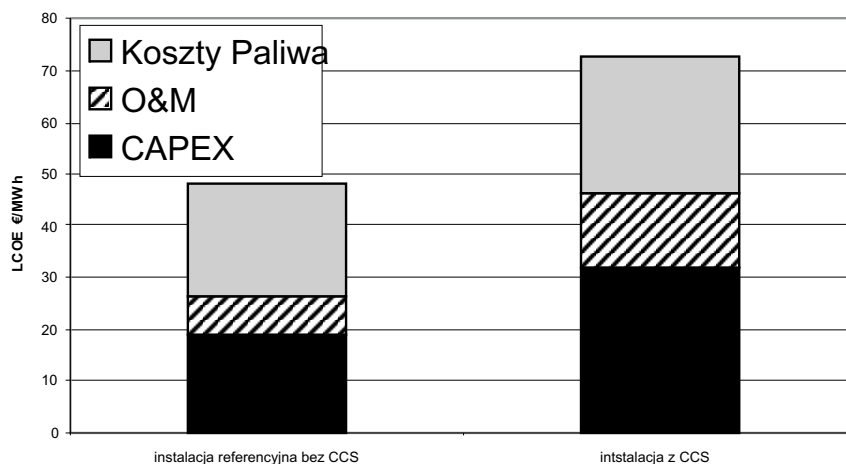
Na rysunku 2 przedstawiono szacowane koszty uniknięcia emisji CO₂ dla założonej ceny paliwa 2,4 Euro/GJ dla scenariusza bazowego i optymistycznego, który zakłada postęp w rozwiązaniach technologii CCS i obniżenie kosztów.

Szacowane wysokie koszty związane z obniżeniem emisji gazów cieplarnianych w energetyce zawodowej spowodowały, że na świecie podejmowane są od lat działania w zakresie rozwoju technologii energetycznych, ukierunkowane na podniesienie sprawności wytwarzania energii elektrycznej – bloków, co skutkuje obniżeniem jednostkowej emisji CO₂/MWh oraz rozwój i optymalizację technologii CCS. Wynikający z postępu technologicznego wzrost sprawności bloków energetycznych, powinien w przyszłości kompensować straty wynikające z konieczności stosowania technologii CCS. Na rysunku 3 przedstawiono zmianę emisyjności produkcji energii elektrycznej wraz ze wzrostem sprawności stosowanych bloków. Stąd obecne działania wynikające z polityki klimatycznej UE w ramach

TABELA 2. Porównanie uśrednionych jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej LCOE dla instalacji zintegrowanej z CCS i bez (wraz z uwzględnieniem różnych cen uprawnień do emisji EUA – *Emission Unit Allowance*) [9]

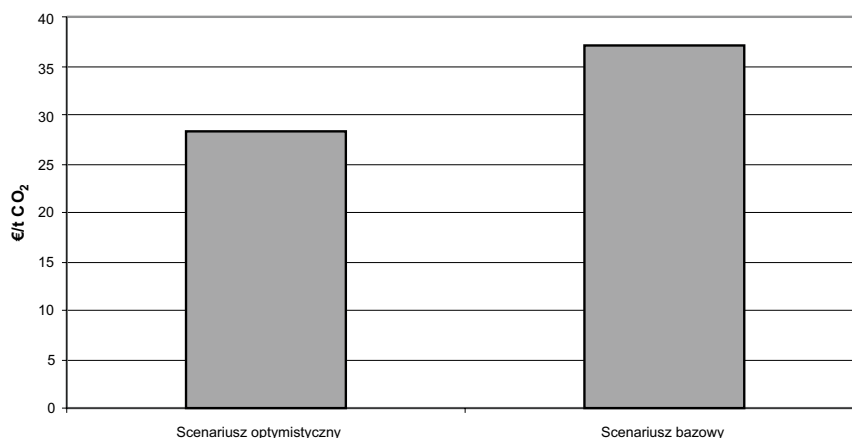
TABLE 2. Total LCOE for integrated CCS projects vs. reference plants without CCS (including various assumed cost for EUAs) using Low and High Fuel costs [9]

	Węgiel kamienny			Gaz ziemny			
	bez CCS	CCS		bez CCS	CCS		
Generacja energii elektrycznej zintegrowana z procesem wychwytu CO ₂							
Moc [MWhel net]	2 × 736	2 × 700		2 × 420	2x360		
LCOE [Euro/MWhel net]	43–51	65–75		46–90	64–115		
CAPEX (dla scenariusza optymalnego) [Euro/ kWel net]	1600	2 660		786	1511		
CAPEX Milion Euro	2355	3 916		660	1100		
Transport CO ₂							
Strumień CO ₂ [milion ton/ rok]	–	10		–	2,5		
Długość rurociągu [km]	–	180		–	180		
LCOE [Euro/MWhel net]	–	1,8		–	1,8		
CAPEX [Milion Euro]	–	240		–	150		
Magazynowanie CO ₂							
Scenariusz kosztów	–	niski	średni	wysoki		niski	wysoki
Ilość magazynowanego CO ₂ w okresie 40 lat (ilość „złóż” magazynowych) x (milion ton/”złóże”)	–	2 × 200	6 × 66	10 × 40		1,5 × 66	2,5 × 40
Summaryczne koszty LCOE [Euro/MWhel net] z wyłączeniem kosztów uprawnień do emisji	–	1,7	4,6	9,9		1,8	3,9
CAPEX [Milion Euro/”złóże”]	–	69,5	69,5	89,1		69,5	89,1
CAPEM Milion Euro	–	139	417	891		104	223
Całkowite LCOE [Euro/MWhel net] z wyłączeniem kosztów EUA	43–51	69–79	72–82	77–87	46–90	68–119	70–121
Całkowity CAPEM [Milion €]	2 355	4 295	4 573	5 047	660	1 354	1 473
Koszty uprawnień do emisji zwiększające LCOE [€/MWhel net]							
ETS 20 Euro/ton CO ₂	15	2		7	1		
ETS 40 Euro/ton CO ₂	30	4		13	2		
ETS 80 Euro/ton CO ₂	61	7		27	4		



Rys. 1. Koszty LCOE produkcji energii elektrycznej zintegrowanej z instalacją *post-combustion* CCS – scenariusz bazowy (koszt paliwa 2,4 Euro/GJ) [6]

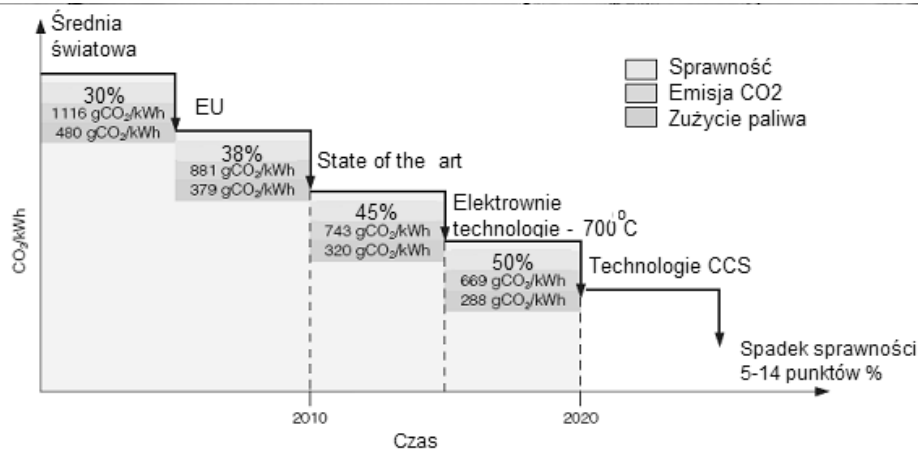
Fig. 1. LCOE costs for hard coal-fired plant with post-combustion capture, based on fuel cost of 2,4 Euro/GJ – BASE case [6]



Rys. 2. Koszty uniknięcia emisji CO₂ dla elektrowni węglowych zintegrowanych z *post-combustion* CCS (cena paliwa 2,4 Euro/GJ) dla scenariusza bazowego i optymistycznego [6]

Fig. 2. CO₂ avoidance cost for hard coal-fired with post combustion capture based on fuel cost of 2,4 Euro/GJ – BASE and OPTI case [6]

Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii” ukierunkowano na rozwój „czystych” technologii węglowych, podniesienie efektywności wytwarzania energii elektrycznej, natomiast w zakresie technologii CCS na obniżenie energochłonności związanych z nimi procesów (wychwytu, transportu i składowania).



Rys. 3. Emisyjność procesów produkcji energii elektrycznej w zależności od sprawności stosowanych bloków energetycznych [10]

Fig. 3. CO₂ emissions reduction potential by improving efficiency of fossil power plants [10]

2. Zadanie badawcze 1 – Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin

Z punktu widzenia potrzeb sektora energetycznego w najbliższej perspektywie czasowej, największe znaczenie aplikacyjne będą miały wyniki prac Zadania badawczego 1. Celem tego zadania jest przygotowanie wprowadzenia do polskiego systemu wytwarzania elektryczności prawie zero-emisyjnego bloku węglowego o wysokiej sprawności, w szczególności:

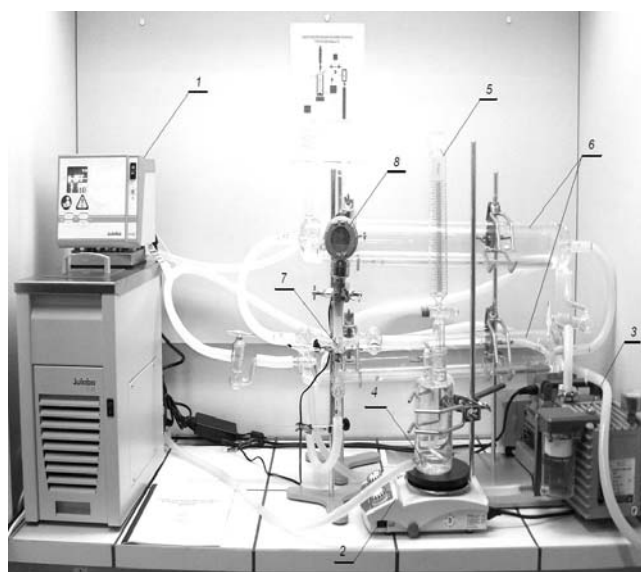
- ❖ opracowanie i weryfikacja nowych koncepcji wzrostu sprawności obiegu siłowni kondensacyjnych (w tym o najwyższych ultranadkrytycznych parametrach pary),
- ❖ opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesu wychwytu CO₂ ze spalin,
- ❖ znalezienie rozwiązań technologicznych dla problemu zmniejszenia sprawności spowodowanej usuwaniem CO₂ ze spalin.

W zakresie obniżenia energochłonności procesu usuwania CO₂ ze spalin (*post-combustion*) działania realizatorów Zadania badawczego 1 ukierunkowano na obniżenie energochłonności procesu wychwytu CO₂ między innymi poprzez dobór rozpuszczalnika lub mieszanki rozpuszczalników w celu obniżenia wymaganej energii do regeneracji sorbentu. Na aktualnym etapie rozwoju technologii absorpcji chemicznej, stosowane roztwory rozpuszczalników na bazie monoetanolaminy (MEA) wymagają energii regeneracji na poziomie 3–4 GJ/t CO₂. Analizując kierunki badań prowadzonych na świecie okazuje się, że

celem jest obniżenie energii regeneracji sorbentu do wartości 1,5–2 GJ/t CO₂. W ramach działań prowadzonych w ICHPW, przy współpracy z Wydziałem Chemicznym Politechniki Śląskiej i Instytutem Ciężkiej Syntezy Organicznej oraz wsparciu partnerów przemysłowych TAURON i PKE S.A. w pierwszym roku realizacji Zadania badawczego 1 podjęto prace nad opracowaniem optymalnego sorbentu CO₂. Realizatorzy zadania zaczęli poszukiwania dodatków/aktywatorów znanych sorbentów aminowych. Jako podstawowy składnik roztworów sorpcyjnych przyjęto monoetanolaminę (MEA), natomiast jako substancje dotujące, w pierwszej kolejności przyjęto: N-metyldietanolaminę (MDEA), imidazol (IM), piperazynę (PZ) oraz sulfolan (SULF). Badania izoterm oraz kinetyk absorpcji ditlenku węgla prowadzono w zakresie temperatur 293–333 K w następujących wodnych roztworach absorpcyjnych, zawierających wagowo:

- ❖ 15% MEA,
- ❖ 15% MEA + 20% MDEA,
- ❖ 15% MEA + 20% MDEA + 2% IM,
- ❖ 15% MEA + 20% MDEA + 2% PZ,
- ❖ 15% MEA + 20% MDEA + 20% SULF,
- ❖ 15% MEA + 20% MDEA + 20% + 2% PZ.

Rysunek 4 przedstawia aparaturę, w której prowadzono badania roztworów sorpcyjnych, natomiast wyniki badań kinetyki absorpcji CO₂ w analizowanych roztworach w temperaturze 313°K przedstawiono na rysunku 5.

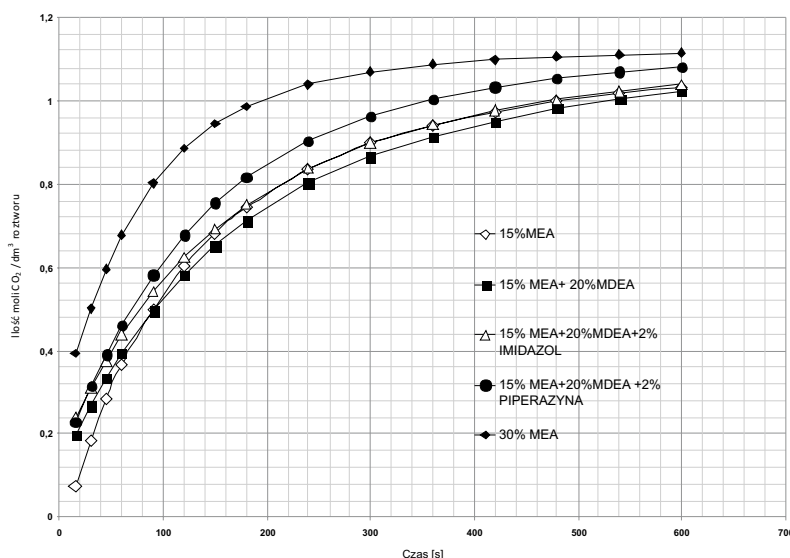


- 1) Kriostat
- 2) Mieszadło magnetyczne
- 3) Pompa próżniowa
- 4) Termostatowane naczynie pomiarowe
- 5) Wkręplacz
- 6) Termostatowany bufor
- 7) Stacja zaworowa
- 8) Miernik ciśnienia (wakuometr)

Rys. 4. Instalacja laboratoryjna do badań procesów absorpcji CO₂

Fig. 4. Lab-scale installation for testing the CO₂ absorption process

Na rysunku 5 przedstawiono również wyniki uzyskane dla 30% wodnego roztworu MEA, który stosowany jest w praktyce przemysłowej, jednak dla tak wysokiego stężenia



Rys. 5. Zależność równowagowej pojemności absorpcyjnej roztworów od czasu w temperaturze 313 K

Fig. 5. Absorption capacity of different CO₂ sorbents solutions in temperature 313 K

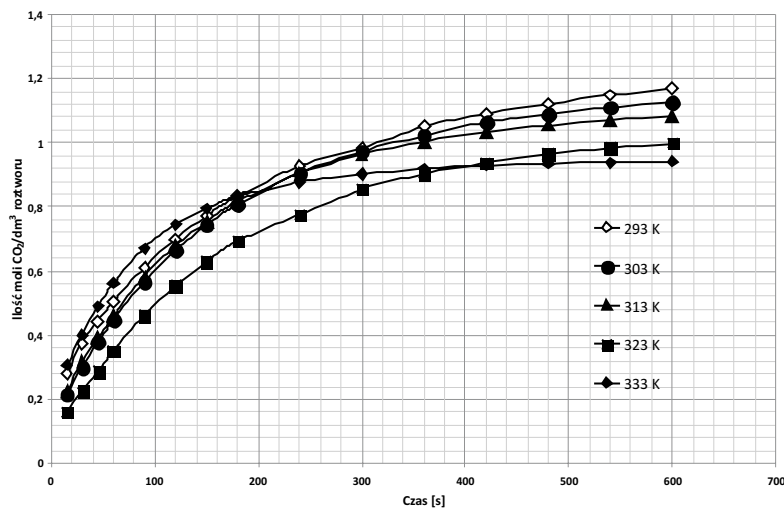
aminy wymagany jest dodatek inhibitorów korozji dla zabezpieczenia stosowanych aparatów. Jak wynika z rysunku 5 spośród stosowanych substancji dodatek piperazyiny znacznie podnosi równowagową pojemność sorpcyjną roztworu MEA+MDEA.

Wpływ temperatury na proces absorpcji w roztworze 15% MEA + 20% MDEA + 2% PZ przedstawiono na rysunku 6. Z uzyskanych wykresów wynika, że przebadane roztwory wykazują wyższą równowagową pojemność absorpcji w niższych temperaturach.

W wyniku prowadzonych aktualnie prac zostanie wytypowana grupa optymalnych sorbentów, które w następnym etapie badań zostaną przetestowane w budowanej na rzeczywistym obiekcie energetycznym instalacji pilotowej usuwania CO₂ ze spalin kotłowych.

Obserwując kierunki poszukiwań nowych, „lepszyc” absorbentów ditlenku węgla, okazuje się, że coraz częściej jako nową klasę sorbentów CO₂ wymienia się ciecze jonowe, ze względu na ich właściwości (niska prężność par, pojemność cieplna, stabilność, odporność chemiczna). Dlatego w ramach realizacji Zadania badawczego 1, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla przy współpracy z Wydziałem Chemicznym Politechniki Śląskiej rozpoczął również badania nad zastosowaniem cieczy jonowych oraz roztworów amin w cieczach jonowych w procesie absorpcji CO₂.

Uzyskano obiecujące wyniki wstępnych testów, jednak z uwagi na nowatorski kierunek działań mają one charakter badań podstawowych i nie pozwalają przy obecnym stanie zaawansowania prac na wiarygodną ocenę efektywności zastosowania cieczy jonowych w procesach usuwania CO₂ ze spalin kotłowych.



Rys. 6. Wykres zależności równowagowej pojemności absorpcyjnej roztworu 15% MEA + 20% MDEA + 2% PZ od czasu dla różnych temperatur

Fig. 6. Absorption capacity of 15% MEA+20% MDEA+2% PZ solution at different temperatures

Podsumowanie

Specyfika krajowej energetyki oraz dostępność złóż węgla wymagają szybkiego rozwoju czystych technologii węglowych. Odpowiedzią na takie wyzwanie są działania w ramach Strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii”. W Zadaniu badawczym 1 działania ukierunkowano na opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin. W zakresie prac nad wychwytem CO₂ ze spalin prowadzone są badania nad doбором optymalnego sorbentu, charakteryzującego się niską energochłonnością w procesie regeneracji, wysoką pojemnością sorpcyjną i kinetyką procesu absorpcji, wysoką odpornością chemiczną, niską korozyjnością oraz niską ceną. Przy takiej intensywności prowadzonych badań na świecie, wydaje się możliwym obniżenie energii regeneracji sorbentów nowej generacji do wartości 1,5–2 GJ/t CO₂ w perspektywie do 2020 r [6], co znacznie obniży koszt technologii *post-combustion*.

Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w badaniach współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 – Strategiczny Program Badawczy – Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych” bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO₂ ze spalin.

Literatura

- [1] MASTALERSKA M., 2011 – Znaczenie efektywności energetycznej dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. *Polityka Energetyczna* t. 4, z. 11.
- [2] „Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku”, <http://www.mg.gov.pl>
- [3] Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030, Załącznik 2 do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”, Warszawa, listopad 2009.
- [4] MALKO J., 2009 – Uwarunkowania polskiej polityki energetycznej. *Polityka Energetyczna* t.12, z. 2.
- [5] Komunikat nr 22 Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego z dnia 30.X. 2008, w sprawie krajowego Programu Badań naukowych i prac rozwojowych.
- [6] The costs of CO₂ capture. Post-demonstration CCS in the EU, www.zeroemissionsplatform.eu
- [7] The costs of CO₂ transport. Post-demonstration CCS in the EU, www.zeroemissionsplatform.eu
- [8] The costs of CO₂ storage. Post-demonstration CCS in the EU, www.zeroemissionsplatform.eu
- [9] The costs of CO₂ capture, transport, storage. Post-demonstration CCS in the EU, www.zeroemissionsplatform.eu
- [10] BARUYA P., 2008 – Competitiveness of coal fired power generation. IEA Clean Coal Center.

Lucyna WIĘCŁAW-SOLNY, Marek ŚCIAŻKO, Adam TATARCZUK, Aleksander KRÓTKI,
Andrzej WILK

Will CCS be cheaper? – New CO₂ sorbents wanted

Abstract

Currently, the Polish energy sector is facing a number of serious challenges due to obligation to reducing CO₂ emission by 2020, while maintaining a high level of energy security. The paper presents analysis of CCS technology costs based on ZEP cost reports and selected results of work in the Strategic Research Programme – Advanced technologies for energy generation: Development of a technology for highly efficient zero-emission coal-fired power units integrated with CO₂ capture. The main goal of this Programme is the implementation of the EU ‘3x20’ Strategy. Improve CO₂ amina based solvents via chemical modifications to improve loading, efficiency, are the subject of Institute for Chemical Processing of Coal (PPC) interest.

KEY WORDS: CO₂ emission, CO₂ removal, CCS – Carbon Capture and Storage, MEA, amina based sorbents, Advanced technology