

Marek ŚCIAŻKO*

Technologiczne i ekonomiczne bariery usuwania ditlenku węgla w układach energetycznych

STRESZCZENIE. Spalanie węgla w procesach energetycznych ma przede wszystkim na celu wytworzenie wysokotemperaturowego ciepła, które stosowane może być efektywnie do produkcji energii elektrycznej poprzez wykorzystanie odpowiednich czynników roboczych, takich jak: para wodna w siłowniach kondensacyjnych czy bezpośrednio wysokociśnieniowe gazy spalinowe w układach gazowo-parowych. Podstawowym składnikiem paliw stałych jest pierwiastek węgiel, który posiada wysoką wartość energetyczną uwalniając prawie 32 MJ ciepła ze spalenia 1 kg pierwiastka, przy czym jego zawartość w węglu kopalnym mieści się w przedziale 30–70%. Każde z rozpatrywanych paliw zawiera także inny składnik palny – wodór, który po spaleniu pozostawia jedynie wodę i dlatego uważany jest on za bezpieczne ekologicznie paliwo przyszłości. Wartość opałowa wodoru wynosi 120 MJ/kg, ale niestety jego ilość w paliwach naturalnych jest ograniczona. Zatem biorąc pod uwagę dużą dostępność węgla w świecie i w związku z tym atrakcyjność tego paliwa dla energetyki, należy zmierzyć się z problemem fizycznej eliminacji powstającego w procesach spalania ditlenku węgla. Istnieją cztery główne możliwości technologiczne usuwania CO₂ w procesach energetycznych, tzn.: usuwanie ze spalin po spalaniu paliwa w kotłach zasilanych powietrzem, usuwanie ze spalin po spalaniu paliwa w kotłach zasilanych mieszaniną tlenu i ditlenku węgla, tzw. oksy-spalanie, fizyczne usuwanie przed spalaniem gazu otrzymanego w procesie zgazowania węgla, sekwestracja w produktach chemicznych (mocznik, paliwa motorowe, metanol itd.). Realny postęp technologiczny wymaga znacznego rozwoju układów spalania jak i zgazowania oraz separacji ditlenku węgla. Rozwój nowych technologii ograniczony jest przede wszystkim skalą ich zastosowania. W konsekwencji pojawiają się bariery ryzyka i efektywności ekonomicznej. Ocena potencjału rozwojowego najatrakcyjniejszych kierunków rozwoju jest przedmiotem niniejszej pracy.

* Dr inż. — Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla; msc@ichpw.zabrze.pl

SŁOWA KLUCZOWE: czyste technologie węglowe, oksy-spalanie, zgazowanie

Wprowadzenie

Spalanie paliw węglowodorowych (węgiel, ropa naftowa i gaz ziemny) w procesach energetycznych ma przede wszystkim na celu wytworzenie wysokotemperaturowego ciepła, które stosowane może być efektywnie do produkcji energii elektrycznej poprzez wykorzystanie odpowiednich czynników roboczych, takich jak para wodna w siłowniach kondensacyjnych, czy bezpośrednio wysokociśnieniowe gazy spalinowe w układach gazowo-paryowych. Podstawowym składnikiem paliw węglowodorowych jest pierwiastek węgla, który posiada wysoką wartość energetyczną uwalniając prawie 32 MJ ciepła ze spalania 1 kg pierwiastka, przy czym jego zawartość w węglu kopalnym mieści się w przedziale 30–70%. Każde z rozpatrywanych paliw zawiera także inny składnik palny – wodór, który po spalaniu pozostawia jedynie wodę i dlatego uważany jest za bezpieczne ekologicznie paliwo przyszłości. Wartość opałowa wodoru wynosi 120 MJ/kg, ale niestety jego ilość w paliwach naturalnych jest ograniczona, a w węglu znajduje się go nie więcej niż 6% masowych. Zatem biorąc pod uwagę dużą dostępność węgla w świecie i w związku z tym atrakcyjność tego paliwa dla energetyki, należy zmierzyć się z problemem fizycznej eliminacji powstającego w procesach spalania ditlenku węgla, który jest wynikiem reakcji spalania paliwa i trwałą formą jego energetycznego przekształcenia. Proces usuwania skutków spalania paliw węglowodorowych (w tym węgla) w odniesieniu do polityki klimatycznej (Marzec 2007) związany jest z tzw. dekarbonizacją paliw, a więc usuwaniem ditlenku węgla. W tabeli 1 przedstawiono intensywność własną emisji CO₂ w zależności od rodzaju paliwa i jak z tego wynika, węgiel jest co najmniej dwukrotnie bardziej obciążony emisją niż gaz ziemny w odniesieniu do jednostki energii pierwotnej.

Z punktu widzenia celu technologicznego, jakim jest maksymalizacja produkcji ciepła, a potem energii elektrycznej z jednostki paliwa, dekarbonizacja jest niestety powodem

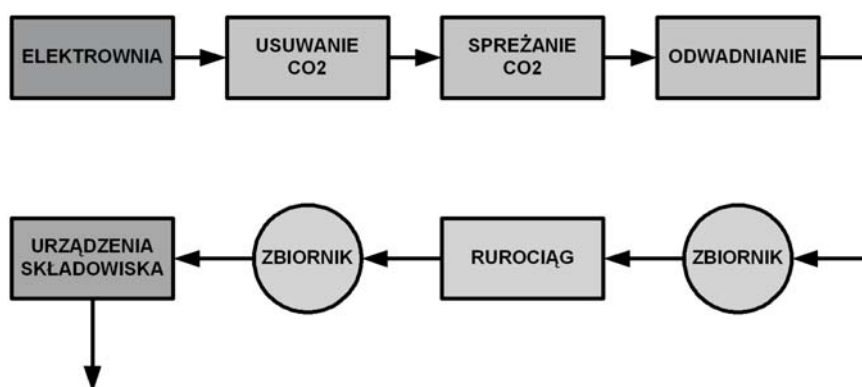
TABELA 1. Emisja CO₂ ze spalania paliw w przeliczeniu na jednostkę energii pierwotnej

TABLE 1. CO₂ emission related to primary energy content of fuel

Paliwo	Wartość opałowa [MJ/kg]	Emisja [kg CO ₂ /GJ]
Węgiel brunatny	12	101
Węgiel kamienny	25	96
Olej napędowy	45	73
Gaz ziemny	54	53
Drewno	15	88
Wodór	120	0

Źródło: opracowanie własne

znacznego zmniejszenia efektywności całego układu energetycznego. Ponadto wydzielenie ditlenku węgla nie jest końcem nowego obowiązku, który spada na wytwórców energii, bowiem celem jest nie tylko jego usunięcie, ale bezpieczne wyeliminowanie z naturalnego obiegu w ekosystemie, przez co oczekuje się przynajmniej ustabilizowania jego stężenia w atmosferze. Trwała eliminacja oznacza w praktyce potrzebę wytransportowania usuniętego ditlenku węgla z zakładu wytwarzającego energię, a następnie zatłoczenie, zazwyczaj w stanie ciekłym, w strukturach geologicznych zalegających praktycznie poniżej 1000 m od poziomu gruntu z uwagi na potrzebę utrzymywania go pod ciśnieniem około 10 MPa, co pozwoli pozostać mu w stabilnym stanie ciekłym. W ogólnym przypadku zagadnienie usuwania ditlenku węgla, jego transport do miejsca składowania i magazynowanie winno być także wzbogacone o urządzenia pozwalające monitorować składowisko pod względem ewentualnych wycieków. Cały system składający się z poszczególnych elementów technologii nosi powszechnie stosowany skrót – CCS (*Carbon Capture and Storage*), a zabieg ostatecznego trwałego usunięcia ditlenku węgla z obiegu określa się nazwą – sekwestracja. Podstawowe elementy systemu CCS przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat podstawowych elementów systemu usuwania, transportu i składowania ditlenku węgla
(Źródło: opracowanie własne)

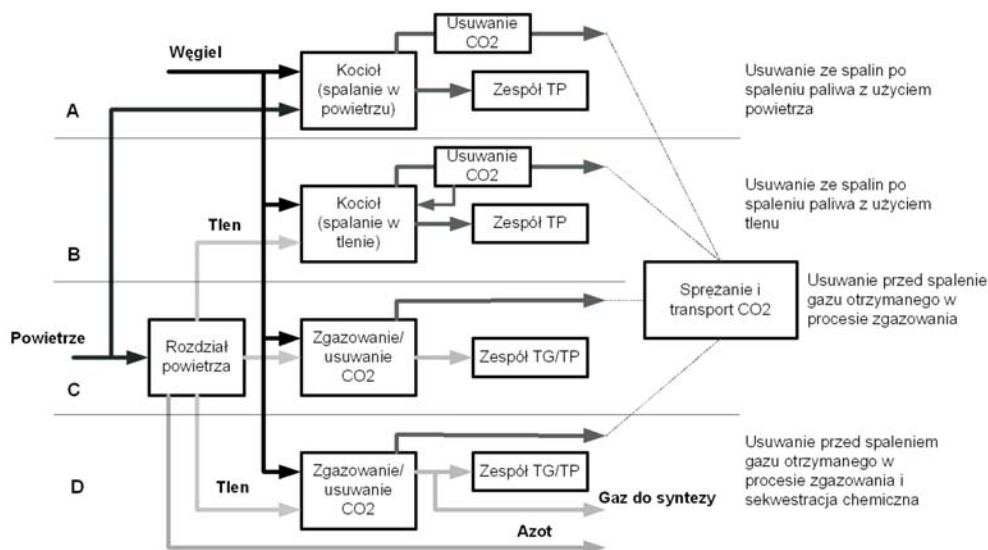
Fig. 1. Basic components of capture, transport and carbon dioxide storage

1. Technologie wychwytywania CO₂ w zakładach wytwarzania energii

Istnieją cztery główne możliwości technologiczne usuwania CO₂ w procesach energetycznych, które schematycznie przedstawiono na rysunku 2:

- A) usuwanie ze spalin po spalaniu paliwa w kotłach zasilanych powietrzem,
- B) usuwanie ze spalin po spalaniu paliwa w kotłach zasilanych mieszaniną tlenu i ditlenku węgla, tzw. oksy-spalanie,

- C) usuwanie przed spalaniem gazu otrzymanego w procesie zgazowania węgla,
 D) sekwestracja w produktach chemicznych (mocznik, paliwa motorowe, metanol itd.).



Rys. 2. Podział układów technologicznych ze względu na zintegrowanie z usuwaniem ditlenku węgla (TG – turbina gazowa, TP – turbina parowa) (Źródło: opracowanie własne)

Fig. 2. Different technology options for carbon dioxide removal (TG – gas turbine, TP – steam turbine)

Pierwszy układ technologiczny wynika z dodania na końcu ciągu spalin bloku energetycznego w klasycznej elektrowni zespołu urządzeń pełniących funkcję absorbera i desorbera. Natomiast wszystkie pozostałe konfiguracje można zaliczyć do nowych technologii energetycznych, których głównym wyróżnikiem jest stosowanie bezpośrednio tlenu uprzednio wydzielonego z powietrza do przeprowadzenia reakcji spalania lub zgazowania.

W klasycznej elektrowni kondensacyjnej opalanej węglem, CO₂ jest usuwane ze spalin ochłodzonych, odsiarczonych i odazotowanych – przed ich skierowaniem do komina. Dotychczas największe doświadczenia w usuwaniu ditlenku węgla zdobyto w przemyśle chemicznym, przy czym skala instalacji chemicznych jest znacznie mniejsza niż wymagana dla energetyki. Najbardziej rozwinięta, komercyjnie dostępna technologia polega na absorpcji (wychwytywaniu) CO₂ w wodnym roztworze amin, z którego jest on następnie desorbowany (wydzielany) i odwadniany, po czym sprężany i transportowany do miejsca magazynowania.

W procesie spalania w tlenie z recyrkulacją spalin paliwo jest spalane w mieszaninie tlenu i CO₂, który jest recyrkulowany ze spalin końcowych dla regulacji temperatury spalania. Wskutek tego procesu powstają spaliny zawierające głównie CO₂ oraz parę wodną, którą można skondensować po usunięciu pyłów i ditlenku siarki. Otrzymuje się w ten sposób strumień gazów spalinowych o bardzo dużej koncentracji CO₂, gotowy do sprężania, transportu i magazynowania.

W procesie usuwania CO₂ przed spalaniem, węgiel zgazowuje się pod ciśnieniem 2–3 MPa, a gaz palny poddaje się konwersji czyli przemianie tlenku węgla w ditlenek węgla, w wyniku czego powstaje paliwo gazowe bogate w wodór zmieszane z CO₂. Ditlenek węgla jest usuwany metodami absorpcyjnymi, a pozostały gaz o dużej zawartości wodoru jest spalany w turbinie gazowej. W ten sposób CO₂ jest usuwany przy wyższej koncentracji ze strumienia gazu oraz przy wyższym ciśnieniu.

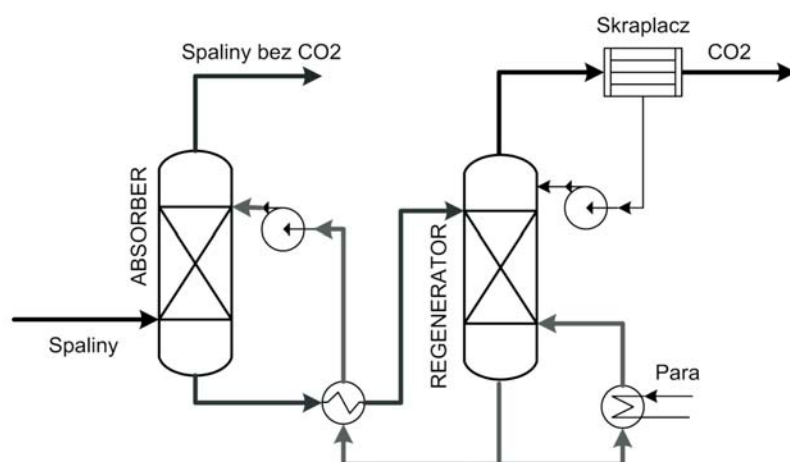
W przypadku połączenia układów energetycznych z układami chemicznymi, co może mieć miejsce w szczególności w przypadku zgazowania węgla ukierunkowanego na produkcję gazu wykorzystywanego w kombinowanym obiegu gazowo-parowym z turbiną gazową oraz gazu syntezowego do przetwórstwa chemicznego, można część wytworzonego ditlenku węgla wykorzystywać do produkcji metanolu, mocznika czy też paliw syntetycznych. Metoda ta zwana układem poligeneracyjnym, w niektórych przypadkach może się okazać bardzo atrakcyjna ekonomicznie, w tym także dla końcowej ceny energii elektrycznej.

1.1. Usuwanie ditlenku węgla po spalaniu

Biorąc pod uwagę strukturę polskiej energetyki, bazującej w 95% na węglu i stosowaniu bloków kondensacyjnych, największego znaczenia w polskim przemyśle elektroenergetycznym nabiera metoda usuwania CO₂ ze spalin. Celem jest odseparowanie CO₂ od innych produktów spalania zawartych w spalinach, takich jak: azot, ditlenek siarki, tlenki azotu. Technologie separacji opierają się na procesach takich jak: absorpcja (fizyczna i chemiczna), adsorpcja, separacja kriogeniczna oraz membranowa. Wybór technologii separacji zależy od właściwości spalin – temperatury, ciśnienia, stężenia ditlenku węgla – oraz wielkości strumienia, który dla elektrowni jest bardzo duży. Spaliny z elektrowni odprowadzane są do atmosfery przy bardzo małym ciśnieniu, bliskim atmosferycznemu. Z punktu widzenia efektywności procesu, typowe stężenie CO₂ w spalinach elektrowni węglowej z kotłami pyłowymi jest stosunkowo niskie, ponieważ nie przekracza zazwyczaj 14% obj. Obecnie minimalna wielkość budowanych bloków energetycznych wynosi 500 MW_e, co odpowiada emisji 3–4 mln ton ditlenku węgla rocznie, a dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne w przemyśle chemicznym nie przekraczają z reguły poziomu 1 mln Mg/rok.

Jako absorbenty ditlenku węgla, podobnie jak w komercyjnych instalacjach chemicznych do usuwania gazów kwaśnych, stosuje się zazwyczaj aminy, rzadziej metanol, glikol polietylenowy, węglan propylenowy, tlenek wapnia, wodorotlenek sodu oraz wodorotlenek potasu. Substancje te nadają się lepiej do zastosowań przy wyższych ciśnieniach od ciśnienia spalin opuszczających układ ich oczyszczania. Po procesie absorpcji CO₂ ze spalin należy podać regeneracji zużyty sorbent przez jego ogrzanie i uwolnienie czystego CO₂ do czego potrzebne jest dodatkowe ciepło. Należy podkreślić, że właśnie regeneracja absorbentu jest zasadniczą przyczyną istotnego zmniejszenia sprawności termicznej elektrowni. Fakt ten związany jest z dużym ciepłem desorpcji, które należy pobrać z obiegu turbiny parowej poprzez wyprowadzenie części czynnika roboczego (pary) zmniejszając przez to jej efektywność lub wytworzyć oddzielnie na ten cel.

Podstawowy układ procesowy składa się z dwóch zasadniczych części – absorbera, w którym CO₂ jest wychwytywany ze spalin – oraz regeneratora, w którym jest desorbowany (uwalniany) CO₂ o dużym stężeniu i odzyskiwany absorbent (rys. 3). Jako absorbenty najczęściej stosowane są aminy pierwszorzędowe, które zawierają odpowiednie dodatki antykorozyjne i oferowane są przez kilku producentów: Dow Chemical Company (USA), Taminco (Belgia) i Mitsubishi (Japonia). W ostatnim czasie podejmowane są próby znalezienia efektywniejszych cieczy absorbujących m.in. przez firmę Alstom testowany jest roztwór amoniaku [12]. Oczekuje się, że zużycie ciepła na regenerację tego absorbentu będzie znacznie mniejsze i z tego powodu obniżenie sprawności elektrowni nie będzie tak dotkliwe.



Rys. 3. Schemat ideowy usuwania CO₂ ze spalin metodą wymywania aminowego (Źródło: opracowanie własne)

Fig. 3. Flow diagram for carbon dioxide absorption and desorption in amine based process

Wychodzące z kotła spaliny są przed separacją CO₂ zazwyczaj chłodzone do temperatury około 50°C, usuwane są z nich cząstki pyłu, które mogą potem być przyczyną problemów eksploatacyjnych oraz inne zanieczyszczenia (SO_x, NO_x, HCl, Hg), które z kolei mogą być przyczyną strat kosztownych amin. Aminy absorbują CO₂ (wraz ze śladowymi ilościami SO_x i NO_x), tworząc związek chemiczny o nietrwałych wiązaniach. Przy obecnie znanych technologiach wymaga się, aby zawartość SO₂ nie przekraczała 5 ppm, w związku z czym przed absorpcją należy dodatkowo odsiarzyć spaliny kotłowe. Demonstracyjny układ technologiczny z zastosowaniem tej technologii jest planowany do uruchomienia w 2015 r. w Elektrowni Bełchatów przy nowo budowanym bloku. Zdolność przerobowa układu absorpcji CO₂ odpowiadać będzie w pierwszej fazie mocy około 260 MW_e.

1.2. Usuwanie ditlenku węgla w procesach oksy-spalania

Zazwyczaj spalanie paliw kopalnych odbywa się przy użyciu powietrza zawierającego 21% tlenu niezbędnego do przeprowadzenia reakcji utleniania paliwa i w konsekwencji

wydzielenia dużych ilości ciepła w kotle. Z uwagi na dużą zawartość azotu w powietrzu atmosferycznym – wynoszącą 79% w spalinach kotłowych – zawartość ditlenku węgla mieści się w zakresie 3–15% w zależności od rodzaju paliwa i współczynnika nadmiaru powietrza (zwykle około 14%). Rozdzielenie CO₂ od reszty składników spalin w tej sytuacji jest kłopotliwe i z tego powodu rozwijana jest alternatywna koncepcja spalania, polegająca na wyeliminowaniu azotu przed kotłem i zastąpieniu go cyrkulowanym ditlenkiem węgla. Proces ten powoduje, że w spalinach mamy głównie parę wodną i ditlenek węgla, który można stosunkowo prosto wydzielić przez kondensację, co jest znacznie mniej energochłonne niż wymywanie metodami absorpcyjnymi. Oczywiście, łatwiejsze wydzielenie CO₂ okupione jest koniecznością wcześniejszego wydzielenia tlenu z powietrza, co jest operacją energochłonną. Studia prowadzone w skali pilotażowej wskazują, że metoda oksy-spalania może być także zastosowana do przebudowy już istniejących kotłów. Oksy-spalanie jest stosunkowo młodą technologią zastosowaną do produkcji energii, a pierwszą instalację w skali pilotażowej o mocy 30 MW_t uruchomiono w Schwarze Pumpe (Niemcy) w 2008 r. przez firmę Vattenfall [13].

1.3. Usuwanie ditlenku węgla przed spalaniem

Usuwanie ditlenku węgla przed spalaniem polega na przetwarzaniu stałego paliwa węglowego na bogate w wodór paliwo gazowe poprzez zgazowanie węgla w tlenie i w warunkach wysokiego ciśnienia, przy czym CO₂ wytwarzany jest jako strumień produktu ubocznego. Zasadniczym produktem takiego procesu jest gaz syntezowy zawierający wodór i tlenek węgla, przy czym ilość tego ostatniego może być dowolnie sterowana, tzn. w zakresie 0–40%. W przypadku stosunkowo prostego zabiegu polegającego na konwersji CO w CO₂, a następnie usunięciu ditlenku węgla, uzyskuje się gaz bogaty w wodór, który może zasilać turbinę gazową w układzie kombinowanym IGCC (*Integrated Gas Combine Cycle*) do wytworzenia energii elektrycznej.

Metoda wymywania CO₂ jest bardzo podobna procesowo do przedstawionej uprzednio, z tą różnicą że proces przebiega pod wysokim ciśnieniem 2–3 MPa. Warunki te powodują, że jest on bardzo skuteczny i zachodzi w aparatach o znacznie mniejszych wymiarach. Po reakcji konwersji i usunięciu nadmiaru wykondensowanej wody, gaz technologiczny składa się głównie z CO₂ i H₂. Stężenie CO₂ wynosi 30–50% i jest znacznie większe niż w spalinach elektrowni konwencjonalnych. Z tego względu wydatek energetyczny na wydzielenie CO₂ ze strumienia gazu jest mniejszy niż w przypadku usuwania CO₂ ze spalin. Najodpowiedniejszym procesem do rozdzielania H₂/CO₂ w tych warunkach jest fizyczna absorpcja. Procesem przyszłościowym jest natomiast wydzielanie H₂ z gazu przy użyciu wysokotemperaturowych membran ceramicznych.

W Europie zrealizowano dotychczas dwa projekty demonstracyjne IGCC: 250 MW_e IGCC Buggenum w Holandii – sprawność 43%; 340 MW_e IGCC Puertollano w Hiszpanii – sprawność 45%. Obecnie planuje się budowę kilku następnych m.in. w Niemczech (450 MW_e RWE) i Holandii (1200 MW_e Nuon) [8].

1.4. Sekwestracja ditlenku węgla w produktach chemicznych

W procesie zgazowania węgla wytwarza się gaz palny zawierający przede wszystkim wodór (30–40% obj.) i tlenek węgla (40–60% obj.). Gaz taki po oczyszczeniu z pyłu i związków siarki nosi nazwę gazu syntezowego, z którego można wyprodukować paliwa ciekłe motorowe, metanol, mocznik czy też wydzielić wodór. W szczególności dwa pierwsze przypadki są interesujące, ponieważ prowadzą do wytworzenia syntetycznych paliw węglowodorowych zastępujących naturalne paliwa płynne, tzn. metan i ropę naftową. W tym znaczeniu część pierwiastka węgla przechodzi do bardziej szlachetnych paliw i zachodzi tzw. chemiczna sekwestracja węgla. Z tego względu powiązanie procesów chemicznych opartych na zgazowaniu węgla z układami energetycznymi typu IGCC jest szczególnie korzystne ekonomicznie. Obecnie w Polsce prowadzone są prace nad elektrownią poligeneracyjną przez Zakłady Azotowe Kędzierzyn i Południowy Koncern Energetyczny. Zakład ma wytwarzać około 500 tys. ton metanolu i energię elektryczną na bazie bloku gazowo-parowego o mocy 285 MW_e [2].

1.5. Technologiczne uwarunkowania usuwania CO₂

Największe pracujące obecnie instalacje mają wydajność poniżej 1000 ton (usuniętego) CO₂/dobę, przy czym w najbliższym czasie przewiduje się wdrożenie instalacji separacji ditlenku węgla o większej skali. Ocenia się, że maksymalne wydajności separacji CO₂ mogą wynieść do 8000 ton/dobę. Większe wydajności mogą być osiągnięte w kilku ciągach technologicznych absorberów z jednym wspólnym regeneratorem. Minimalna wielkość współczesnych bloków energetycznych wynosi 500 MW_e i emituje on około 10 tys. ton CO₂/dobę, co przekracza znacznie dotychczasowe doświadczenia przemysłu chemicznego z usuwaniem ditlenku węgla.

Proces absorpcji za pomocą amin można tak zaprojektować, aby usuwał od 85 do 95% CO₂ zawartego w spalinach, oraz aby czystość końcowa produktu (CO₂) była większa od 99,9%. Zarówno poziom odzysku CO₂ jak i jego czystość końcowa wymagają optymalizacji procesowych, gdyż nie istnieją teoretyczne granice dla tych parametrów. Również wybór amin, wykorzystywanych w procesie absorpcji, stanowi jedno z zagadnień optymalizacyjnych. Na dobór absorbentu mają wpływ następujące czynniki: obciążenie CO₂, stężenie amin w roztworze, entalpia reakcji, entalpia parowania, stopień przereagowania i intensywność reakcji, temperatura wymagana do regeneracji, zagadnienia korozji oraz koszty. Wszystkie te parametry nie są oczywiście jednocześnie optymalne dla danego absorbentu i określonego układu procesowego.

Jedną z zalet absorpcji ditlenku węgla za pomocą amin po procesie spalania jest to, że może ona być dodana do istniejącej już elektrowni bez konieczności wprowadzania poważnych modyfikacji układu kotłowego elektrowni. Poza koniecznością dodatkowego oczyszczenia spalin z tlenków siarki, azotu, oraz pyłu, główne zmiany zachodzą w obiegu parowym, gdzie część pary z turbiny niskoprężnej jest pobierana i zużywana do ogrzewania dla regeneracji absorbentu. Zatem produkcja energii elektrycznej spada nawet o 20%

wskutek drastycznego zmniejszenia masowego przepływu pary przez turbinę niskoprężną. Należy przy tym mieć na uwadze fakt, że nadbudowa istniejącego obiektu układem CCS jest znacznie prostsza w elektrociepłowni niż w elektrowni, z uwagi na dostępność ciepła sieciowego w pierwszym przypadku.

2. Koszty separacji CO₂

Separacja CO₂ wymaga energii, w wyniku czego wzrasta zużycie paliwa i spada sprawność wytwarzania energii elektrycznej, w porównaniu do elektrowni bez separacji ditlenku węgla. Czynniki te, wraz z potrzebą zainstalowania dodatkowych urządzeń, zwiększają jednostkowe nakłady inwestycyjne na produkcję energii elektrycznej, a co za tym idzie zwiększają koszty wytwarzania energii. Zastosowanie technologii separacji CO₂ dla nowoczesnej elektrowni o wysokiej sprawności oznacza, że mniejsze ilości CO₂ muszą być usuwane w porównaniu do elektrowni o mniejszej sprawności. W konsekwencji prowadzić będzie to do mniejszych strat sprawności i mniejszych kosztów, bo wydzielają się mniejsze ilości CO₂. Publikowane studia na ten temat bazują na różnych przesłankach i założeniach, co ma wpływ na wyniki obliczeń i wyciąganych na ich podstawie wniosków. W szczególności można zauważyć istotną różnicę w prognozach kosztowych prezentowanych w USA i w Europie. W USA technologie zgazowania uważane są za najkorzystniejsze dla rozwoju węglowej energetyki tzw. zeroemisyjnej, natomiast w Europie wyniki analiz wskazują, że wszystkie technologie są praktycznie równocenne. Rozbieżności wynikają często z uwagi na przyjęcie różnych scenariuszy rozwoju technologicznego i osiągnięcie przez nie pełnej dojrzałości przemysłowej względnie przyjętego schematu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ [4]. W tabeli 2 przedstawiono jeden ze scenariuszy opracowany przez firmę McKinsey w 2008 r. [7].

TABELA 2. Scenariusz rozwoju technologii CCS

TABLE 2. Scenerio for the development and implementation of CCS technology

Parametry	Instalacja demonstracyjna	Pierwsza instalacja przemysłowa	Dojrzała instalacja przemysłowa
Wielkość [MW]	300	900	900
Zmniejszenie sprawności [%]	10	10	9
Dyspozycyjność [%]	80	86	86
Okres eksploatacji [lata]	25	40	40
Długość transportu CO ₂	100 km na lądzie 200 km w morzu	200 km na lądzie 300 km w morzu	300 km na lądzie 400 km w morzu
Rok uruchomienia	2015	2020	2030

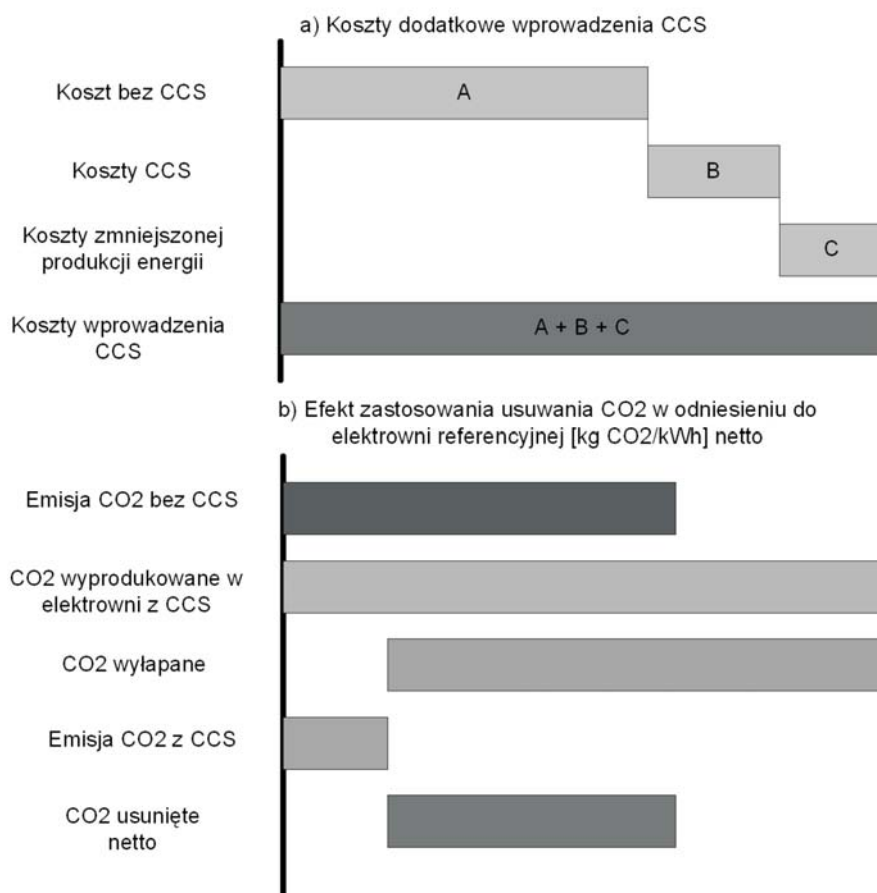
Źródło: [7]

Dla osiągnięcia spójnej bazy do porównań różnych opcji dane często odnosi się do elektrowni referencyjnej o określonej mocy netto. W związku z czym stosuje się pojęcie kosztów unikniętej emisji według poniższej zależności:

$$\text{Koszty unikniętej emisji CO}_2 = \frac{(COE)_{CCS} - (COE)_{ref}}{(CO_2 / kWh)_{ref} - (CO_2 / kWh)_{CCS}}$$

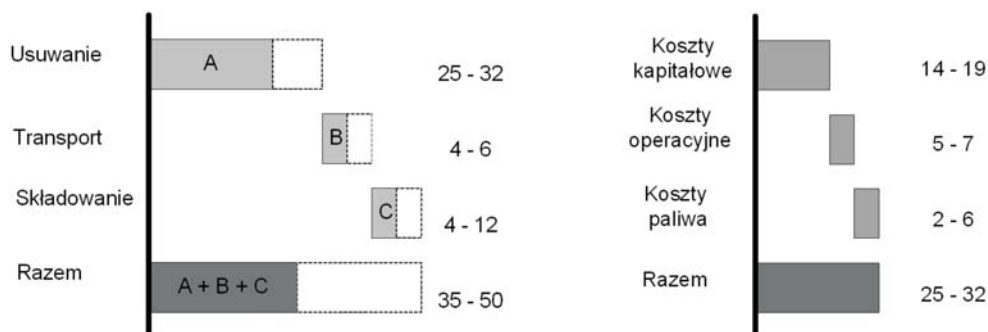
gdzie: COE – koszt wytworzenia kW·h energii elektrycznej.

Koszty unikniętej emisji należy odróżnić od kosztów usunięcia CO₂, które są nieco niższe, ponieważ nie uwzględniają spadku sprawności układu. Metodologiczne podstawy analityczne zaprezentowane są na rysunkach 4 i 5 i odpowiadają one poglądom przyjętym przez Europejską Platformę Technologiczną – Zeroemisyjna Energetyka [9].



Rys. 4. Metodologiczne podstawy liczenia kosztów emisji unikniętej (Źródło: [7])

Fig. 4. Methodology for the calculation of emission avoided cost



Rys. 5. Podział kosztów na poszczególne części układu CCS i struktura kosztów emisji unikniętej dla usuwania ditlenku węgla [Euro/Mg CO₂]

Fig. 5. Cost splitting between different parts of CCS process and avoided cost components

Przyjęcie powyższej metodologii prowadzi do następujących rezultatów: Koszty unikniętej emisji w przypadku pierwszych wdrożeń szacuje się w zakresie 60–90 Euro/Mg, w pierwszych instalacjach przemysłowych 45–50 Euro/Mg, a w dojrzałych technicznie układach komercyjnych 30–45 Euro/Mg. Biorąc pod uwagę powyższe liczby można przyjąć, że koszty usunięcia CO₂ będą niższe o około 15–20%. Do szczególnych zainteresowań należy oczywiście kwestia związana z nakładami inwestycyjnymi i z finalnymi kosztami wytwarzania energii elektrycznej. Wyniki obliczeń wykonanych przez firmę McKinsey przedstawiono na rysunku 5 przy założeniu mocy bloku 900 MWe, kosztach inwestycyjnych z układem CCS 2700–3200 Euro/kW i cenie węgla 65 Euro/Mg.

Zwiększone nakłady inwestycyjne powodują wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Wyniki analiz przeprowadzonych przez ekspertów Komisji Europejskiej przedstawiono w tabeli 3 [10]. Z przedstawionych danych wynika jednak interesujące spostrzeżenie, że technologie węglowe mimo wprowadzenia układów CCS będą mogły produkować energię elektryczną jednak ciągle taniej niż w układach odnawialnych.

3. Koszty transportu i składowania CO₂

Wydzielony ze strumienia spalin lub gazów procesowych CO₂ jest sprężany (przeważnie do ciśnienia rzędu 12 MPa), w razie potrzeby chłodzony (do temperatury poniżej 25°C), a następnie w stanie ciekłym transportowany do miejsc geologicznego składowania i wtłaczany pod ziemię dla zmagazynowania. Miejscem składowania mogą być m.in. wyeksploatowane złoża gazu ziemnego i ropy naftowej, głębokie pokłady węgla, pokłady węgla zawierające metan oraz głębokie poziomy wodonośne. Idea podziemnego wtłaczania CO₂ (ewentualnie w mieszaninie z innymi gazami kwaśnymi) powstała w związku z potrzebami intensyfikacji wydobycia ze złóż ropy naftowej i gazu ziemnego.

TABELA 3. Koszty energii elektrycznej w różnych układach technologicznych

TABLE 3. Electric energy generation cost for different technologies

Źródło energii	Technologia		Koszt produkcji energii elektrycznej			
			stan na 2007 [EUR ₂₀₀₅ /MW·h]	prognozy na 2020 [EUR ₂₀₀₅ /MW·h]	prognozy na 2030 [EUR ₂₀₀₅ /MW·h]	sprawność 2007 [%]
Gaz ziemny	TG – cykl otwarty		65–75	90–95	90–100	38
	układ kombinowany TG/TP		50–60	65–75	70–80	58
		CCS	brak danych (bd)	85–95	80–90	49
Olej opałowy	silnik dieslowski		100–125	140–165	140–160	45
	układ TG/TP		90–105	125–135	125–135	53
Węgiel	spalanie pyłowe		40–50	65–80	65–80	47
		CCS	bd	80–105	75–100	35
	spalanie fluidalne		45–55	75–85	75–85	40
	IGCC		45–55	70–80	70–80	45
CCS		Bd	75–90	65–85	35	
En. atomowa	reaktory rozszczepiające		50–85	45–80	45–80	35
Biomasa	drewno		80–195	85–200	85–205	24–29
	biogaz		55–215	50–200	50–190	31–34
Wiatr	duże farmy		75–110	55–90	50–85	-
	małe farmy		85–140	65–115	50–95	-
Elektr. wodne	duże		35–145	30–140	30–130	-
	małe		60–185	55–160	50–145	-
Elektr. słonecz.	fotowoltaniczne		520–880	270–460	170–300	-
	koncentrujące – parowe		170–250	110–160	100–140	-

Źródło: [10]

Literatura i prace studialne, wykonywane dla potrzeb elektroenergetyki w zakresie zeroemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej z paliw stałych, podają bardzo zróżnicowane dane liczbowe, odnośnie transportu i magazynowania CO₂. Zależą one w dużym stopniu od uwarunkowań lokalnych, przede wszystkim od odległości elektrowni od rejonu magazynowania i od specyficznych możliwości magazynowych. Zwykle literatura amerykańska podaje łączne koszty transportu i zatłaczania w wielkości 5–15 USD na tonę zatłaczanego CO₂. Studia techniczno-ekonomiczne wykonane na potrzeby krajowych jednostek wytwórczych pokazują, że koszt transportu w terenie zurbanizowanym wynosi około

5 Euro/100 km transportu i tonę CO₂. Natomiast koszt składowania wynosi 0,6–1,1 Euro/tonę.

4. Doświadczenia i zastosowanie technologii CCS w świecie

Dotychczasowe doświadczenia są związane ze składowaniem ditlenku węgla w następujących strukturach geologicznych: wyczerpane złoża ropy naftowej i gazu ziemnego, użytkowane złoża ropy naftowej i jej wspomaganie wydobycia, wspomaganie wyparcia metanu z pokładów węgla kamiennego, głębokie struktury wodno-solankowe.

Wykorzystanie wyczerpanych zbiorników ropy naftowej i gazu ziemnego jest stosunkowo długo stosowaną technologią związaną z usuwaniem tzw. gazów kwaśnych (CO₂, H₂S) zawartych w surowym gazie ziemnym. W Polsce od lat pięćdziesiątych XX wieku eksploatowana jest instalacja w Borzęcinie [14]. Największa instalacja znajduje się w Kanadzie, w stanie Alberta, gdzie wydzielono i zatłoczono około 200 mln m³ gazów kwaśnych w 30 różnych lokalizacjach. Instalacje te mają charakter lokalny i nie są związane z dłuższym systemem transportu.

Drugim sposobem wykorzystania ditlenku węgla jest jego zatłaczanie w głąb eksploatowanych pokładów ropy naftowej, w wyniku czego zwiększa się stopień wykorzystania złoża. W 2000 roku w świecie pracowało 80 instalacji tego typu, w tym 72 w USA. Największym przedsięwzięciem jest projekt składowania ditlenku węgla w okolicach Weyburn (Saskatchewan – Kanada), który transportuje się rurociągiem o długości 320 km z zakładu wytwarzania syntetycznego gazu ziemnego zlokalizowanego w Północnej Dakocie (USA) w oparciu o zgazowanie 6 mln ton węgla brunatnego rocznie. Planuje się zatłoczyć w okresie 25 lat 18 mln ton CO₂ i uzyskać dodatkowo ponad 130 baryłek ropy naftowej [5]. Dużą instalację uruchomiono także w Salah (Algieria) zatłaczając 1 mln ton CO₂ rocznie [15].

Duże zainteresowanie budzi zatłaczanie ditlenku węgla w głębokie, niedostępne pokłady węgla kamiennego i zwiększenie uzysku metanu kopalnianego. Technologia ta rozwijana jest w USA, Australii, Rosji, Indonezji i w Polsce (projekt Recopol) [14]. Niestety, pokłady węgla charakteryzują się zazwyczaj słabą porowatością i z tego powodu nie są zbyt pojemne do długotrwałego składowania, a ponadto węgiel zawierający w swoich porach CO₂ ulega spęcznieniu hamując tym samym pojemność sorpcyjną.

Największe znaczenie – przynajmniej w warunkach europejskich – ma jednak składowanie w wodno-solankowych strukturach geologicznych. Struktury takie istnieją w wielu miejscach, w tym także w Polsce. Niestety, ponieważ składowanie w ten sposób nie prowadzi do uzyskania jakichkolwiek przychodów, stanowią one dodatkowy koszt dla elektrowni. Ze względu na utrzymanie ditlenku węgla w stanie ciekłym, głębokość zatłaczania teoretycznie nie może być mniejsza niż 800 m. Pierwszym komercyjnym projektem zrealizowanym w takich strukturach jest geologiczne składowanie w złożu Sleipner (Norwegia), prowadzone przez firmę naftową Statoil [6]. Ditlenek węgla pochodzi z surowego

gazu ziemnego, w którym należy obniżyć stężenie naturalnego CO₂ do poziomu 2,5%. Zakłada się wtłoczenie około 20 mln ton CO₂ i planuje uruchomienie następnego projektu na Morzu Barentsa, który zakłada zatłaczanie 0,7 mln ton CO₂ rocznie w podmorskich strukturach geologicznych.

Doświadczenia w zatłaczaniu ditlenku węgla w różne struktury geologiczne są jedynie częścią skomplikowanego zagadnienia integracji jednostki wytwarzającej elektryczność. Z tego powodu buduje się kolejne instalacje o coraz większej skali. Instalacje uruchomione do końca XX wieku przedstawiono w tabeli 4.

W związku z zainicjowaniem przez Komisję Europejską programu demonstracyjnych instalacji energetycznych wyposażonych w układ CCS pojawiło się w ostatnim okresie wiele

TABELA 4. Komercyjne instalacje usuwania CO₂ uruchomione do końca XX w.

TABLE 4. Commercial plants for CO₂ capture

Lokalizacja	Wydajność [Mg CO ₂ /d]	Źródło CO ₂	Przeznaczenie CO ₂	Technologia	Rok startu
IMC Global, Trona, CA, USA	800	kocioł węglowy	karbonizacja solanki	Kerr–McGee MEA	1978
Mitchell Energy, Bridgeport, TX, USA	493	grzejniki gazowe, silniki, turbina	zwiększenie produkcji ropy naftowej	MEA+ inhibitory korozji	1991
Northeast Energy Associates, Bellingham, MA, USA	320	turbiny gazowe	cele spożywcze	Fluor Daniel	1991
Applied Energy Systems, Poteau, OK., USA	200	kocioł fluidalny	cele spożywcze	Kerr–McGee MEA	1991
Sumitomo Chemicals, Chyba, Japonia	165	kocioł gazowy + kocioł węglowo-olejowy	cele spożywcze	Fluor Daniel	1994
Luzhou Natural Gas, Chiny	160	gazy odlotowe z reformingu instalacji amoniaku	mocznik	Fluor Daniel	1998
Indo Gulf Fertilizer Co., Indie	150	gazy odlotowe z reformingu instalacji amoniaku	mocznik	Dow MEA	1988
Prosint, Rio de Janeiro, Brazylia	90	kocioł gazowy	cele spożywcze	Fluor Daniel	1997
Liquid air Australia	2x60	kocioł gazowy	cele spożywcze	Dow MEA	1985
AES, Shady Point Power Station, Panama, OK, USA	190	kocioł fluidalny cyrkulacyjny	cele spożywcze	ABB Lummus	1991
AES, Warrior Run Power Station, Cumberland, MA, USA	150	kocioł fluidalny cyrkulacyjny	cele spożywcze	ABB Lummus	1999

Źródło: [11]

inicjatyw, z których najbardziej zaawansowane przedstawiono w tabeli 5. Wymienione przedsięwzięcia otrzymały decyzją Komisji Europejskiej promesę dofinansowania w wysokości 180–200 mln Euro [8].

TABELA 5. Instalacje energetyczne zakwalifikowane do dofinansowania przez Komisję Europejską

TABLE 5. Plants approved by EU for co-financing

Lokalizacja	Moc [MW _e]	Rodzaj układu
Huerth (Niemcy)	450	IGCC
Eemshaven (Holandia)	1200	IGCC
Bełchatów (Polska)	858	po spalaniu
Compostella (Hiszpania)	500	oksy-spalanie
Kingsnorth (Wielka Brytania)	800	po spalaniu

Źródło: [8]

Niezależnie od rozwoju technologicznego już dzisiaj po przeprowadzeniu wielu analiz techniczno-ekonomicznych i co najmniej dwuletnich dyskusjach ekspertów można wskazać dziesięć podstawowych zaleceń dla podejmowania zagadnienia implementacji układów CCS (tab. 6).

TABELA 6. Podstawowe zalecenia dla planowania obniżenia kosztów usuwania ditlenku węgla w nowych blokach energetycznych

TABLE 6. Basic recommendation for cost decreasing in planned power blocks

Lp.	Wyszczególnienie
1.	Przyjąć technologię oferującą maksymalnie możliwą sprawność energetyczną
2.	Stosować węgiel o wysokiej wartości opałowej
3.	Stosować węgiel o jak najmniejszej cenie jednostki energetycznej w paliwie
4.	Zatłaczać CO ₂ w układach typu EOR czy też EBM
5.	Zwrócić uwagę na dyspozycyjność całego systemu CCS
6.	Cykl technicznego życia winien być maksymalnie długi
7.	Starać się pozyskać środki finansowe o minimalnym oprocentowaniu
8.	Zwrócić uwagę na zapotrzebowanie terenu łącznie z instalacją CCS
9.	Lokalizować elektrownię w terenie umożliwiającym wyprowadzenie rurociągiem CO ₂
10.	Zapoznać się już pracującymi układami usuwania CO ₂ (klasyczna elektrownia z CCS to nie tylko dołożenie jednej operacji)

Źródło: opracowanie własne

Niestety, z punktu widzenia bieżących interesów przedsiębiorstw energetycznych usuwanie i zatłaczanie ditlenku węgla jest przedsięwzięciem zdecydowanie podnoszącym

koszty wytwarzania energii. Kluczowym zagadnieniem jest jak najszybsze przejście od fazy koncepcji technologicznych do ich powszechnej implementacji. Wtedy osiągnięty zostanie z powrotem stan zrównoważonego rynku konkurencyjnego w skali światowej. Służy temu działanie Komisji Europejskiej i jej polityka klimatyczno-energetyczna [1].

Podsumowanie

Interes krajowych producentów energii polega zasadniczo na efektywnym wykorzystaniu dostępnych zasobów węgla kamiennego dla celów energetycznych. Programowanie rozwoju jest jednak obciążone bardzo poważnym ryzykiem związanym z niepewnością reguł prawnych, które będą obowiązywać dla kontroli emisji ditlenku węgla w perspektywie podjęcia budowy nowych bloków energetycznych. Należy wziąć pod uwagę, że okres podejmowania decyzji, budowy i uruchomienia trwa około 7 lat dla klasycznych rozwiązań technologicznych. W przypadku budowy nowych obiektów energetycznych technologie winny być związane z usuwaniem i sekwestracją ditlenku węgla i z tego m.in. powodu okres ten może się znacząco wydłużyć. Dodatkowo, konieczność wprowadzenia układów CCS powoduje zwiększone zainteresowanie technologiami dotychczas nie stosowanymi w energetyce, a mianowicie zgazowaniem i oksy-spalaniem. Technologie te umożliwiają znacznie bardziej efektywne usunięcie ditlenku węgla niż w klasycznych rozwiązaniach i z tego powodu mimo braku zbyt wielu doświadczeń przemysłowych budzą olbrzymie zainteresowanie. Decyzje podejmowane dzisiaj skutkować będą o technologicznym poziomie energetyki w perspektywie lat 2030–2040. W tym celu konieczne jest podjęcie następujących działań. Biorąc pod uwagę obecny stan rozwoju technologicznego wydaje się, że należy promować następujące kierunki:

- ✧ w perspektywie krótko- i średnioterminowej:
 - ✧ spalanie w kotłach pyłowych przy parametrach nadkrytycznych i super nadkrytycznych,
 - ✧ spalanie w kotłach fluidalnych cyrkulacyjnych przy parametrach nadkrytycznych z ograniczeniem lokalizacyjnym związanym z bliską dostępnością węgla o większej zawartości popiołu (pow. 20%);
- ✧ w perspektywie długoterminowej:
 - ✧ zgazowanie węgla w zintegrowanych układach parowo-gazowych, w tym także w powiązaniu z wytwarzaniem produktów chemicznych,
 - ✧ spalanie węgla bezpośrednio w tlenie w kotłach nowej konstrukcji.

Wymienione kierunki rozwoju technologicznego pozwalają obniżyć emisję ditlenku węgla o co najmniej 20–30% z uwagi na znaczne podniesienie sprawności przetworzenia węgla na energię elektryczną. Osiągnięcie pełnej dojrzałości technologicznej wymaga współpracy nauki i przemysłu. Konieczne jest w związku z tym uruchomienie strategicznego programu badawczo-rozwojowego w dziedzinie rozwoju czystych technologii węglowych.

Literatura

- [1] Uwarunkowania wdrożenia zero-emisyjnych technologii węglowych w energetyce. Red. M. Ściażko. Zabrze, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, 2007.
- [2] ŚCIAŻKO M., CHMIELNIAK T. (jr), 2008 – Elektrownia poligeneracyjna drogą do technologii IGCC w PKE S.A. Silesia Power Meeting, Konferencja „Czyste Technologie Węglowe”. Materiały konferencyjne, s. 32–38.
- [3] MARZEC A., 2007 – Zmiany klimatu – Nowy raport Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatycznych. Polityka Energetyczna t.10, z. 1, s. 97–103.
- [4] RANOSZ R., 2008 – Organizacja i handel uprawnieniami do emisji CO₂. Polityka energetyczna t.11, z. 2, s. 85–95.
- [5] CO₂ EOR Sequestration Experience: The Weyburn Story, Georg Pan, EnCana Corporation, Workshop on Gasification technologies, Bismarck ND, 2006.
- [6] Norwegian Carbon Capture and Storage Projects, Tor Fjearan, Statoil, 1st International Conference on Clean Development Mechanisms, Riyadh, Saudi Arabia, 2006.
- [7] Carbon Capture and Storage, Assessing the Economics, McKinsey Co., 2008.
- [8] Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL establishing a programme to aid economic recovery by granting. Community financial assistance to projects in the field of energy, COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES, Brussels, COM(2009) 35.
- [9] EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS) – ZEP’s Proposal, Brussels, November 10, 2008.
- [10] Communication from the Commission of the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Second Strategic Energy Review – an EU Energy Security and Solidarity Action Plan. Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport {COM(2008) 744}.
- [11] CO₂ Capture and Storage, a VGB Report on the State of the Art, 2004.
- [12] <http://www.google.pl/search?hl=pl&lr=&ei=r7NSYWrfF4b00AWO392cCw&sa=X&oi=spell&resnum=0&ct=result&cd=1&q=alstom+chilled+ammonia&spell=1>
- [13] http://www.vattenfall.com/www/co2_en/co2_en/879177td/879211pilot/index.jsp
- [14] http://www.pgi.gov.pl/index.php?option=com_content&task=view&id=1910&Itemid=2
- [15] <http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/04/carbon-seq/070.pdf>

Marek ŚCIAŻKO

Technological and economic barriers for carbon dioxide capture in energy systems

Abstract

Combustion of coal in energy systems has first of all in view production of high-temperature heat that can be effectively used for the generation of electric energy in condensing power-plants or directly high-pressure combustible gases used in combined cycles. Carbon is a basic component of solid fuels that gives a high energy value to coal releasing almost 32 MJ of heat from the combustion of 1 kg of pure element, while its content in coal amounts to 30 – 70%. Every naturally derived fuel contain also other combustible component – hydrogen, which after combustion leaves only water and because of that is considered as an ecologically safe fuel of the future. The heating value of hydrogen is 120 MJ/ kg, but unfortunately its content in fossil fuels is limited. So in consideration of a large accessibility coal in the world and resulting large carbon footprint it is necessary to challenge its physical elimination from combustion processes. There are four main possibilities of technological solutions, i.e.: capture after the combustion of coal in boilers supplied with air; capture after the combustion of the fuel in boilers supplied with the mixture of oxygen and carbon dioxide, so-called oxy-combustion; physical removal before combustion of process gas generated by coal gasification; sequestration in chemicals products (urea, motor fuels, methanol etc.). The real technological progress demands a considerable development of combustion and gasification processes integrated with carbon dioxide capture. Development of new technologies is hindered by the scale expected for industrial application that results in risk and economy assessment. Analysis of development potential of the most attractive technologies is a subject of this work.

KEY WORDS: clean coal technologies, oxycombustion, gasification