

Artur Juchniewicz

Technologie CCS. Złudzenie czy realna szansa dla polskiej energetyki konwencjonalnej

Koło Naukowe Energetyków
Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska
Konferencja: Nowoczesna Energetyka Europy Środkowo-Wschodniej 2015

Opiekun naukowy: prof. nzw. dr hab. inż. Wojciech Bujalski

Abstrakt

W artykule przedstawiono wymagania stawiane nowobudowanym jednostkom konwencjonalnym wraz z uwzględnieniem analizy CCS READY. Szerzej omówiono zasady działania poszczególnych technologii CCS według ich podstawowego podziału z wskazaniem wad, zalet i kierunku rozwoju. Wymieniono metody stosowane do usuwania CO₂ w procesach sekwestracji. Przedstawiono najczęściej krytykowane przez opinie publiczną cechy instalacji w celu wykazania poprawy warunków i potwierdzenia bezpieczeństwa pracy instalacji CCS. Opisano rozwój projektów CCS na świecie uwzględniając fazy zaawansowania, wraz z przytoczeniem konkretnych przykładów działających instalacji. Wskazano kierunki rozwoju technologii zwiększających efektywność procesów sekwestracji z naciskiem na rekuperację ciepła z układu sprężarkowego i nowych sorbentów.

1. WSTĘP

Przyszłość polskiej energetyki, ciągle w większości opartej na konwencjonalnych sposobach pozyskiwania energii elektrycznej, coraz częściej przedstawia się w ciemnych barwach. Przewidywany od wielu lat niedobór mocy zainstalowanej w polskim systemie elektroenergetycznym staje się realny za sprawą coraz bardziej przestarzałej podstawy wytwórczej. Niepokojący jest również niedobór odpowiednich jednostek interwencyjnych, przez który, przy niefortunnym zbiegu okoliczności, 10 sierpnia tego roku wprowadzony został 20 stopnia zasilania. Wypadnięcie z systemu w sezonie remontowym ok 2,2 GW mocy, spowodowane brakiem możliwości prawidłowego schłodzenia urządzeń w następstwie niedoboru wody chłodzącej, nie powinno zostać zlekceważone. Aby oddalić wizję blackout'u potrzebne są nowe inwestycje, zarówno w jednostki szczytowe jak i podstawowe. Konieczność budowy lub modernizacji istniejących instalacji uzasadnia wiek pracujących jednostek, który przekłada się na ich nieekologiczną i nieekonomiczną pracę. Wyzwanie, przed jakim stoi polski sektor energetyczny, potęgowane jest wymaganiami stawianymi w stosunku do technologii energetycznych [3]:

- wysoka niezawodność i dyspozycyjność;
- wysoka sprawność;
- niska emisja;
- wysoka elastyczność eksploatacyjna;
- elastyczność paliwowa;
- niskie koszty utrzymania, prowadzenia eksploatacji.

Obecnie większość eksploatowanych w Polsce obiektów nie jest w stanie sprostać takim wymaganiom, co uzasadnia konieczność wprowadzania nowych rozwiązań technicznych. Kolejnym aspektem jest sprostanie polityce "zero-emisyjnej" prowadzonej przez Komisję Europejską. Mimo iż z nawiązką wywiązaliśmy się z założeń protokołu z Kioto (obniżając emisję CO₂ o ponad 30% względem wyjściowego roku 1988), Polska staje przed koniecznością kolejnego obniżenia emisji. Wprowadzenie OZE jest konieczne, zarówno ze względów politycznych jak i dla zmiany struktury wytwarzania energii, jednakże przy aktualnym mix'ie energetycznym, w którym ok. 80% jednostek wytwórczych to instalacje konwencjonalne oparte na polskim węglu trudno jest mówić o całkowitej dywersyfikacji źródeł. Rozwiązaniem jest modernizacja energetyki konwencjonalnej poprzez stosowanie i rozwijanie nowych technologii niskoemisyjnych, pozwalających sprostać coraz bardziej wygórowanym oczekiwaniom KE. Nie wystarczy jednak skupić się na jednej technologii. Potrzeba jest długo falowego działania mającego na celu dążenie do stworzenia zaawansowanych bloków "zero-emisyjnych" opartych na współpracy wysokosprawnego wytwarzania w parametrach nad- lub ultra-nadkrytycznych, połączonego z najnowszymi instalacjami pozwalającymi wychwytywać i składować CO₂ do czasu znalezienia efektywnego sposobu na jego utylizację w dużej skali. Wspomniane wyżej instalacje CCS (Carbon Capture and Storage), na których skupiony jest ten artykuł, od dłuższego czasu znajdują się w centrum polityki energetycznej KE, o czym w dużej mierze przekonali się inwestorzy. Po wdrożeniu w listopadzie 2013 ustawy implementującej unijną Dyrektywę

CCS w polskim prawie, uzyskanie zezwolenia na budowę nowej instalacji o mocy nie mniejszej niż 300 MW wiąże się z obowiązkiem przeprowadzenia tak zwanej analizy CCS READY [9]. Inwestor zobligowany jest do oceny inwestycji pod kątem następujących warunków :

- dostępności odpowiednich składowisk CO₂;
- wykonalności technicznej i ekonomicznej sieci transportowej CO₂;
- wykonalności technicznej i ekonomicznej modernizacji instalacji pod kątem przystosowania do wychwytywania CO₂.

Wymóg gotowości do przyjęcia CCS w nowobudowanych konwencjonalnych jednostkach wytwórczych na terenie UE w opinii wielu polskich energetyków jest kolejnym kosztem mającym ograniczyć inwestowanie w elektrownie konwencjonalne. Stymuluje on jednak rozwój technologii sekwestracji [1] ditlenku węgla, co z kolei daje nadzieję na coraz efektywniejsze jej wykorzystanie. Wśród instalacji CCS wyróżniamy następujący podział oparty o sposób wychwytywania CO₂ [2]:

- **technologie "post-combustion"** - najbardziej odpowiednie dla modernizowanych elektrowni węglowych i gazowych. Ditlenek węgla odseparowywany jest prosto ze spalin.
- **technologie "pre-combustion"**- polegający na oczyszczeniu i odseparowaniu ditlenku węgla z paliwa przed zakończeniem procesem spalania. W jednostkach modernizowanych skrajnie nieopłacalne, ze względu na konieczność zabudowy obszernej instalacji zgazowywania.
- **technologie "oxy-fuel"**- spalanie następuje w atmosferze tlenowej, dzięki czemu w spalinach powstaje łatwy do wychwycenia strumień CO₂.

Mimo dużej skuteczności instalacji wychwytywania, perspektywa ich zastosowania budzi niepewność społeczną co do bezpieczeństwa jak i opłacalności ekonomicznej tej technologii. Owiana złą sławą katastrofa nad jeziorem Nyos, podczas której zginęło ok 1700 osób w wyniku rozszczelnienia naturalnego zbiornika ditlenku węgla, budzi strach wśród opinii publicznej. Jednakże coraz nowsze badania i kolejne duże instalacje demonstracyjne CCS na całym świecie pokazują, że technologia ta jest bezpieczna a dodatkowo staje się coraz bardziej opłacalna ekonomicznie.

2. AKTUALNIE STOSOWANE TECHNOLOGIE CCS

Metody usuwania CO₂

Wśród metod usuwania ditlenku węgla wyróżnia się absorpcję, adsorpcję, separację membranową i separację kriogeniczną. Sposób wychwytu dobierany jest m.in. w zależności od parametrów spalin (strumienia spalin, stężenia CO₂ w spalinach, ciśnienia) a także wysokości kosztów produkcji energii [4].

Komercyjnie najbardziej dostępna jest technologia polegająca na absorpcji CO₂ w wodnym roztworze amin. Metoda ta jest uważana obecnie za najkorzystniejszą ze względu na dużą efektywność procesu oraz możliwość uzyskania produktu o wysokim stopniu czystości. Absorpcję dzielimy na chemiczną i fizyczną [4].

Równie efektywną metodą wychwytu jest adsorpcja której głównymi zaletami jest duża dyspozycyjność i elastyczność pracy, możliwość pełnej automatyzacji procesu oraz możliwość uzyskania produktu o dużej czystości. Jednakże ze względu na wady jakimi są wymagana duża objętość adsorbentu, ujemny wpływ wilgoci na skuteczność i stosunkowo niewielką selektywność metoda ta jest stosowana rzadziej niż absorpcja. Procesy adsorpcji najogólniej można podzielić na zmiennociśnieniowe i zmiennotemperaturowe [4].

Separacja membranowa jest używana komercyjnie do usuwania ditlenku z gazu naturalnego o wysokim ciśnieniu i dużej zawartości CO₂. Od wielu lat wykorzystywana jest w przemyśle chemicznym i petrochemicznym. Membrany dzielimy na separacyjne (ceramiczne i polimerowa) oraz absorpcyjne (umożliwiające przeniesienie ditlenku węgla do cieczy absorbującej). Aby uzyskać wysoką wydajność procesu stosuje się oba rodzaje membran w wielostopniowych układach kaskadowych [4].

Separacja kriogeniczna polega na kondensacji CO₂ w niskiej temperaturze przy odpowiednio wysokim ciśnieniu i wydzieleniu separowanego składnika w postaci ciekłej. Zastosowanie tej metody do wychwytu CO₂ jest mało opłacalne ze względu na dużą energochłonność sprężania, ale może okazać się korzystne w połączeniu z innymi technikami gdy występuje konieczność oczyszczenia i skroplenia ditlenku węgla przed transportem [4].

Technologie wychwytu "post-combustion"

Technologie wychwytu "post-combustion" polegają na odseparowaniu ditlenku węgla powstałego w wyniku spalania paliw kopalnych z udziałem powietrza. Separacja CO₂ ze spalin następuje po odpyleniu, oczyszczeniu spalin z tlenków siarki i dodatkowym odwodnieniu i schłodzeniu. Przygotowane w ten sposób spaliny trafiają do absorbera, w którym sorbent (rozpuszczalnik) wiąże się z ditlenkiem węgla. Rolę rozpuszczalnika spełniają różne rodzaje amin lub amoniaku (technologia chilled ammonia). Po redukcji CO₂ spaliny trafiają do komina, poprzez który odprowadzane są do atmosfery. Sorbent, nasycony w absorberze ditlenkiem węgla, trafia do regeneratora gdzie poddawany jest ogrzewaniu w celu uwolnienia CO₂. "Zregenerowany" sorbent trafia ponownie do absorbera, a CO₂ po uprzednim sprężeniu może być transportowany i składowany [5].

Powyższa metoda jest mało sprawna, ponieważ przetwarzane przez instalację spaliny wymagają dokładniejszego oczyszczenia niż przewidują to aktualne normy środowiskowe. W przypadku przekroczenia ustalonego poziomu stężeń części szkodliwych, zużycie sorbentu znacząco wzrasta. Dodatkowo, ze względu na niewielkie stężenie (~5-15% [11]) i ciśnienie CO₂, po skończonym procesie separacji wymagane jest dodatkowe sprężanie związku, co w połączeniu z wymagającym oczyszczaniem znacznie zwiększa energochłonność procesu.

Możliwy przełom w efektywności tej metody może nastąpić za pośrednictwem membran dyfuzyjnych (zmniejszających zapotrzebowanie energii cieplnej na regenerację sorbentu) [5] a także spalania z wykorzystaniem pętli chemicznej[4]. Chemical looping combustion to proces w którym nie występuje bezpośredni kontakt paliwa z powietrzem. Rolę utleniacza w tej metodzie spełniają nośniki tlenu np. tlenki metalu, mające za zadanie przeniesienie O_2 z powietrza do paliwa. Brak bezpośredniego udziału powietrza w procesie spalania oznacza całkowity brak tlenków azotu w spalinach. Pozwala to osiągnąć znacznie większe stężenie CO_2 na wyjściu z reaktora. Aby spalanie z udziałem pętli chemicznej miało wysoką sprawność instalację należy zintegrować z układem gazowo-parowym.

Technologie wychwytu "pre-combustion"

Technologie wychwytu "pre-combustion" nastawione są na usunięcie CO_2 z paliw stałych, takich jak węgiel czy biomasa, przed zakończeniem procesu spalania. Paliwo poddawane jest procesowi gazyfikacji, polegającemu najczęściej na kontrolowanym spalaniu tlenem, bądź powietrzem w atmosferze pary wodnej zwanej również metodą POX (Partial- Oxydation). Powstały w ten sposób gaz syntezowy jest mieszaniną głównie wodoru i tlenku węgla, zawierającą pomniejsze zanieczyszczenia pyłowe i gazowe. Następnie syngas poddawany jest reakcji woda-gaz w której CO reaguje z wodą tworząc mieszaninę bogatą w wodór i ditlenek węgla (stężenie CO_2 ~15-50%) [11]. Odseparowany od ditlenku węgla wodór spalany jest w specjalnie do tego przygotowanej turbinie gazowej zintegrowanej z turbiną parową. Tak skonstruowany system znany jest jako IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle).

W większości dojrzałych technologii IGCC do wychwytu CO_2 stosuje absorpcję zarówno fizyczną jak i chemiczną [10]. Procesy te wymagają znacznej ilości ciepła do regeneracji rozpuszczalnika, a także dużej czystości gazu. Tak jak w przypadku technologii post-combustion, oczekiwane zwiększenie efektywności metody może przynieść rozwój techniki membranowej separacji gazów. W tym przypadku najczęściej wykorzystywane są membrany separacyjne dla wodoru (rozdziel H_2/CO_2) lub dla ditlenku węgla (rozdziel CO_2/H_2).

Ze względu na wyższe stężenie jak i ciśnienie CO_2 znajdującego się w mieszaninie poddawanej procesom, wychwyty jest prostszy i mniej energochłonny niż w poprzednio opisanym procesie post-combustion. Jednakże koszty gazyfikacji są wyższe niż standardowe spalanie paliwa węglowego w formie pyłu. Dodatkowo metoda pre-combustion wymaga dobudowania instalacji gazyfikacji, bardzo często połączonej z tlenownią co jest dodatkowym kosztem inwestycyjnym jak i wyzwaniem budowlanym na ograniczonej przestrzeni [11].

Technologie wychwytu "oxy-fuel"

Technologie wychwytu "oxy-fuel" wyróżnia atmosfera, w której spalane jest paliwo. Aby wytworzyć łatwy do wychwycenia strumień CO_2 , proces oxy-spalania odbywa się w mieszaninie tlenu i ditlenku węgla pochodzącego ze spalin. (CO_2 jest dodatkowo używany do regulacji temperatury spalania poprzez zwiększanie bądź zmniejszanie udziału tlenu w mieszaninie palnej, zmieniając w ten sposób szybkość z jaką zachodzi utlenianie paliwa).. Potrzebny do spalania tlen uzyskuje się wykorzystując różne temperatury skraplania gazów

wchodzących w skład powietrza (metoda kriogeniczna) w instalacjach zwanych tlenownikami, budowanymi na terenie obiektu. Instalacje te wymagają dodatkowego terenu pod budowę, dlatego oxy-fuel jest technologią rzadziej stosowaną w obiektach modernizowanych niż technologie post-combustion. W wyniku zastosowania atmosfery tlenowej podczas spalania uzyskujemy spaliny w postaci CO₂ i pary wodnej. Separacja ditlenku węgla w tym przypadku polega na wychłodzeniu spalin i kondensacji wody. W postaci gazowej pozostaje wówczas jedynie CO₂ wraz z niewielką pozostałością tlenu, azotu, gazów szlachetnych i wilgoci (w związku z czym gaz może wymagać dodatkowego oczyszczenia przed transportem i magazynowaniem) [5].

Pod względem samej separacji technologia jest bardzo efektywna. Spalanie w atmosferze tlenowej, ze względu na nieobecność azotu, znacznie ogranicza strumień spalin poddany procesowi oraz zwiększa udział CO₂ zawartego w spalinach do poziomu 70-90%, dzięki czemu dodatkowe sprężanie gazu wymaga mniej energii niż w przypadku technologii post-combustion [5].

Jednakże uzyskanie tlenu potrzebnego do oxy-spalania wymaga znacznego wydatku energii, a wyższe temperatury spalania wymagają bardziej odpornych materiałów. Z tych powodów badania związane z omawianą metodą skoncentrowane są na opracowaniu mniej energochłonnej technologii uzyskiwania tlenu z powietrza (sita molekularne) oraz na nowych wytrzymalszych cieplnie materiałach do zastosowania w komorach spalania [5].

3. UWARUNKOWANIA SPRZYJAJĄCE DALSZEMU ROZWOJOWI INSTALACJI CCS.

Instalacje wychwyty ditlenku węgla do tej pory przez większość opinii publicznej uważane są za drogie i nieopłacalne. Mimo słusznej idei zaprzestania emisji gazów cieplarnianych przyświecającej zastosowaniu technologii CCS, trudno jest mówić o ekonomicznej zasadności tego rozwiązania. Oprócz kwestii finansowych dochodzi również niepewność społeczna co do bezpieczeństwa składowania CO₂, a także jego wpływ na środowisko. Podsumowując, w większości przypadków instalacje CCS są krytykowane za cechy takie, jak [5]:

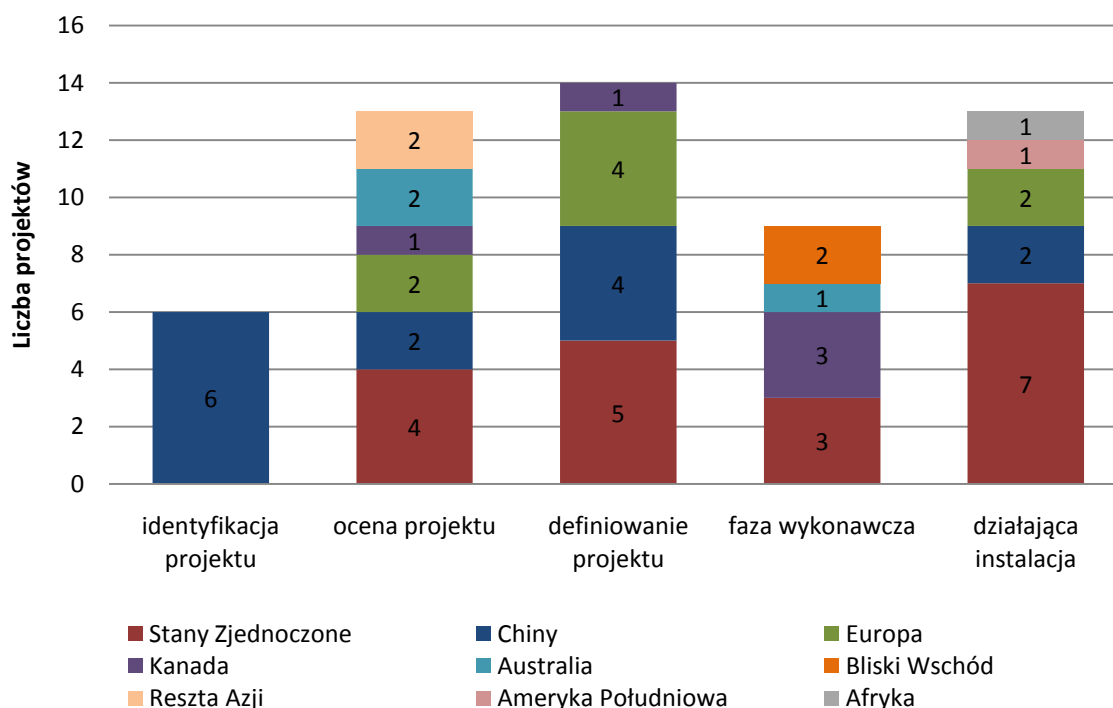
- wysokie nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne,
- wysoka energochłonność wychwyty,
- ingerencję w struktury geologiczne przy zatłaczaniu CO₂,
- niepewność związania CO₂ pod ziemią,
- zagrożenie związane z możliwymi awariami - ulatniający się ditlenek węgla może stanowić śmiertelne zagrożenie dla ludzi i zwierząt.

Rozwój instalacji CCS na świecie

Kolejne raporty z Global CCS Institute pokazują iż rozwój technologii CCS nie został zaniechany. Przeciwnie, coraz większa liczba wielkoskalowych projektów na całym świecie dowodzi, że prace nad udoskonaleniem procesów sekwestracji ditlenku węgla są prowadzone

coraz intensywniej. Według badań instytutu, włączając w to projekty znajdujące się we wczesnych fazach planowania rozwoju (identyfikacja i ocena), na całym świecie funkcjonuje 55 wielkoskalowych projektów CCS (Wykres 1). Do tej pory 13 z nich zostało oddanych do użytku jako działająca instalacja, a 9 znajduje się w fazie wykonawczej.

Wykres 1. Zestawienie wielkoskalowych projektów CCS ze względu na stopień zaawansowania i region/państwo [14]



Zdecydowanym liderem w rozwoju CCS są Stany Zjednoczone, które do tej pory wybudowały 7 funkcjonujących instalacji. Najlepszym przykładem na realność zastosowania instalacji CCS jest pierwsza z wybudowanych na świecie, funkcjonująca w Boundary Dam (USA) instalacja post-combustion. Instalacja powstała z inicjatywy SaskPower CCS Consortium i wychwytyje rocznie ok 1 miliona ton CO₂ pozwalając tym samym na produkcję 120 MW czystej energii pochodzącej ze spalania węgla [12]. Dodatkowo w zaawansowanym stadium rozwoju są dwa równie duże projekty oparte o technologię CCS : Mississippi Power's Kemper Country Energy Facility w Mississippi (pre-combustion) oraz Petra Nova Carbon Capture Project w elektrowni NRG Energy's W.A. Parish w Teksasie (post-combustion) [8].

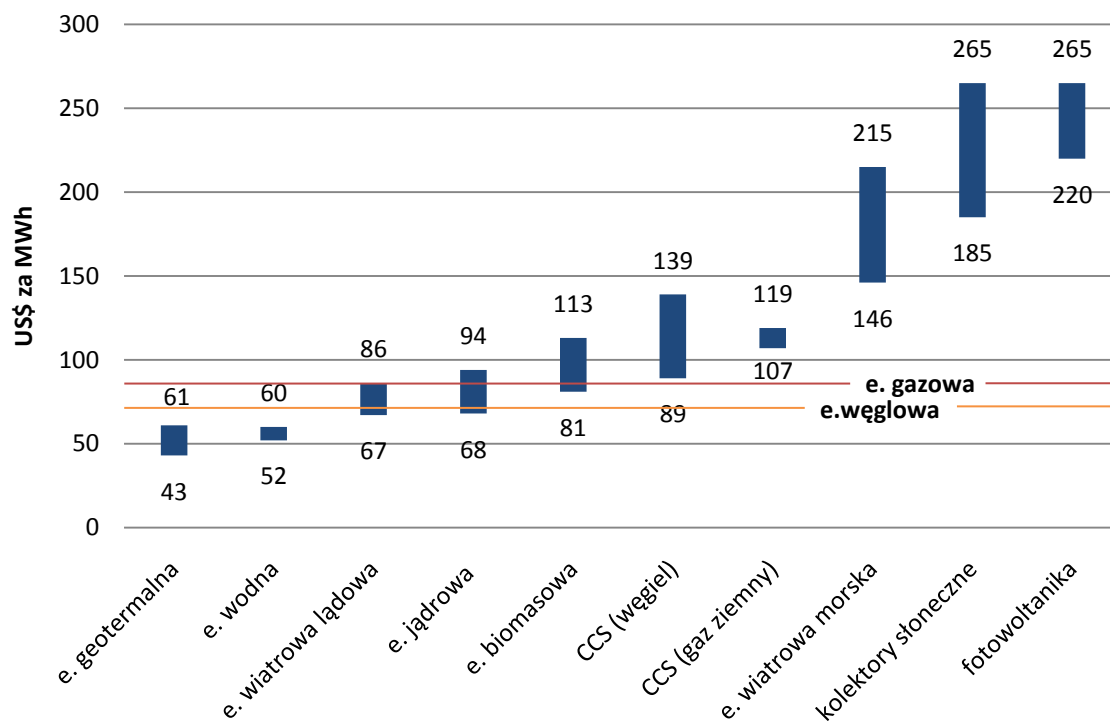
Rozwój instalacji wychwytywania i składowania CO₂ ma miejsce również na starym kontynencie. Największa europejska instalacja, znana pod nazwą ROAD Project (The Rotterdam Capture and Storage Demonstration Project) , budowana jest w Holandii . Projekt oparty o technologię post-combustion ma za zadanie wychwytywać ditlenek węgla w elektrowni o mocy 1100 MWe. Instalacja ma wydajność równoważną 250 MWe, pozwalającą na wychwycenie 1,1 mln CO₂ rocznie. Planowane oddanie instalacji do użytku przypada na rok 2017 [7]. Innym wartym uwagi projektem jest Don Valley Project prowadzony przez

NGLC (National Grid Carbon Ltd) , spółkę pełniącą wiodącą rolę w rozwoju technologii sekwestracji na terenie Wielkiej Brytanii. W tym przypadku wychwytywany ditlenek węgla jest wykorzystywany do zwiększenia efektywności wydobywania paliw węglowodorowych (metoda Enhanced Oil Recovery) z dna Centralnego Morza Północnego. a jego nadmiar CO₂ składowany jest w formacji solankowej na południowej części Morza Północnego. Dwie komercyjne instalacje mają zredukować emisję CO₂ z obszaru infrastruktury Yorkshire i Humber o ok 40 % [7].

Zwiększenie efektywności instalacji CCS

Duża energochłonność procesów wychwytywania CO₂ i wiążące się z tym zwiększone zużycie paliwa na wyprodukowanie jednostki energii zawsze było dominującą wadą instalacji sekwestracji CO₂. Jednakże dzięki rozwojowi techniki możliwe jest efektywniejsze i bardziej ekonomiczne wykorzystanie tej technologii. Z biegiem lat CCS staje się coraz bardziej konkurencyjny, co potwierdzają badania Global CCS Institute (Wykres 2). Jak widać koszty produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem instalacji wychwytywania i składowania ditlenku węgla jest dużo mniejszy niż pozyskiwanie energii słonecznej i wiatrowej pochodzenia morskiego. Ceny za MWh wyprodukowaną z udziałem instalacji CCS coraz bardziej zbliżają się do cen energii produkowanej w sposób konwencjonalny.

Wykres 2. Koszt energii elektrycznej dla technologii niskoemisyjnych i konwencjonalnych [13]



Możliwe jest to dzięki zmniejszeniu energochłonności procesów sekwestracji. Ilość zużywanej energii można zmniejszyć poprzez:

- dobór optymalnych parametrów pracy instalacji,
- dobór optymalnych konfiguracji technologicznych,
- integrację węzła wychwytu CO₂ z systemami elektrowni,
- dobór najlepszego sorbentu, cechującego się możliwie niskim zużyciem energii.

Optymalizacja technologiczna i procesowa może zmniejszyć zużycie energii do ok 10%, natomiast dobór odpowiedniego sorbentu, używanego do wychwytu CO₂, zmniejsza zapotrzebowanie na energię nawet o 30 % lub więcej [13]. Według badań przy pewnych parametrach instalacja pracuje z największą możliwą wydajnością przy jednoczesnym mniejszym zapotrzebowaniu na energię do procesu desorpcji. Wyniki testów z zastosowaniem roztworu AMP/PZ wykazały możliwość istotnego podniesienia sprawności procesu separacji CO₂ ze spalin oraz obniżenia energochłonności procesu desorpcji poprzez zastosowanie alternatywnego do MEA sorbentu aminowego. Na dodatek roztwór ten charakteryzuje się niższą korozyjnością i podatnością na degradacji w porównaniu do MEA [6].

Innym sposobem na obniżenie energochłonności jest rekuperacja (odzyskiwanie) ciepła na potrzeby bloku energetycznego z układu separacji spalin. Ma ona na celu zwiększenie sprawności procesów sekwestracji poprzez odzyskiwanie ciepła w międzystopniowym chłodzeniu układu sprężarkowego, służącego do podnoszenia ciśnienia odseparowanego CO₂ do momentu uzyskania stabilnego stanu ciekłego pozwalającego na bezpieczny transport. Badania [10] przeprowadzono na bloku 900 MWt o parametrach nadkrytycznych z zastosowaniem układu 4-stopniowego sprężarek. Sprawność nominalna analizowanego bloku bez instalacji CCS wynosiła 49,04% (brutto). Po integracji bloku z układem separacji CO₂ wraz z układem sprężarkowym (bez rekuperacji ciepła) sprawność bloku spadła o ok 6,49 %, natomiast w przypadku zastosowania rekuperowanego ciepła w układzie regeneracji bloku parowego spadek był niższy bo o ok 4,62 %. Jest to duży krok na przód, gdyż stara na sprawność wytwarzania powodowana działaniem instalacji CCS po zastosowaniu rekuperacji jest mniejsza o niemal 2 %.

4. PODSUMOWANIE

Pomimo ogólnie wyrobionego przez opinię publiczną zdania, że instalacje CCS są nieopłacalne ekonomicznie i niebezpieczne, ich rozwój nie został zaprzestany. Coraz liczniejsze wielkoskalowe projekty wdrażające CCS na całym świecie dowodzą, że wizja przyszłości, w której korzystać będziemy z zero-emisyjnych, konwencjonalnych źródeł energii, jest jak najbardziej realna. Dzięki badaniom i rozwojowi poszczególnych części procesu sekwestracji CO₂, sprawność całego procesu stopniowo wzrasta, w wyniku czego cena energii elektrycznej produkowanej z udziałem instalacji CCS staje się coraz bardziej konkurencyjna.

Jednakże, aby w przyszłości można było mówić o konkurencyjności energii wytwarzanej metodami konwencjonalnymi, potrzebny jest dalszy rozwój zarówno instalacji CCS jak i zaawansowanych technologii wysokosprawnego wytwarzania. Bardzo istotne jest również stworzenie stabilnego prawa, regulującego ceny zezwoleń na emisję CO₂. Pod koniec roku 2013 w Parlamencie Europejskim mówił o tym Charles Soothill z firmy energetycznej Alstom zaangażowanej w projekty CCS [14].

"Jeśli nie wiemy, jaka będzie cena w długim okresie, nie mamy mechanizmu inwestycyjnego. Żeby inwestorzy podejmowali pozytywne decyzje, musi być silna cena (pozwoleń na emisję CO₂) i jasność co do ceny w przyszłości."

Tylko przy spełnieniu tych wszystkich warunków instalacje CCS będą mogły konkurować z lobbowanymi przez UE odnawialnymi źródłami energii, które aktualnie dzięki ciągłym dopłatom i wsparciu legislacyjnemu starają się wyprzeć przestarzałe technologie konwencjonalne.

Polska energetyka, w której większość energii elektrycznej jak i ciepłej uzyskuje się poprzez spalanie węgla, pochodzącego głównie ze źródeł lokalnych, nie może pozwolić sobie na całkowite odejście od konwencjonalnego wytwarzania. Zmiana miksu energetycznego, przez zwiększenie udziału OZE i energetyki jądrowej, jest istotne, jednakże z uwagi na posiadane przez Polskę zasoby węgla powinniśmy skupić się na rozwoju technologii zero-emisyjnych i modernizacji przestarzałych jednostek wytwórczych. Mocna, ekologiczna podstawa wytwarzania oparta na węglowych technologiach nadkrytycznych zintegrowanych z instalacjami CCS, to droga, którą powinna podążać polska energetyka węglowa, aby sprostać wymaganiom Komisji Europejskiej oraz polskiego górnictwa.

LITERATURA

- [1] ULIASZ-BOCHEŃCZYK A., Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków., 2008 - Możliwości zastosowania popiołów lotnych ze spalania węgla kamiennego w kotłach wodnych do sekwestracji CO₂ na drodze mineralnej karbonatyzacji. *Rocznik Ochrona Środowiska (Annual Set the Environment Protection)*, 10, 567-574.
- [2] MALKO J., 2014 - Technologie CCS na europejskim rynku energii. *Rynek Energii*, 6.
- [3] CHMIELNIAK T., 2011 - Szanse i bariery w rozwoju technologii energetycznych paliw kopalnych. *Polityka Energetyczna*, 14, 23-34.
- [4] KUROPKA J., 2011 Możliwości ograniczenia emisji ditlenku węgla ze spalin energetycznych. *Korea*, 1, 70.
- [5] JANKOWSKI B., WITKOWSKI S., & Sp, B. S. E. 2014 - Ekonomiczne skutki koncepcji CCS i jej wprowadzenia w energetyce węglowej. *Energetyka*, 1, 56-61.
- [6] WILK A., WIĘCŁAW-SOLNY L., ŚPIEWAK D., & SPIETZ T., 2014 - Badania laboratoryjne nad doбором optymalnych warunków pracy instalacji separacji CO₂–postęp prac. *Polityka Energetyczna*, 17(4), 339-349.
- [7] NEELE F., QUINQUIS H., READ A., WRIGHT M., LORSONG J., & POULUSSEN D. F., 2014 - CO₂ Storage Development: Status of the Large European CCS Projects with EEPR Funding. *Energy Procedia*, 63, 6053-6066.
- [8] GLOBAL CCS INSTITUTE., 2014 - The global status of CCS 2014. Summary report. *globalccsinstitute.com*.
- [9] SZCZEPEK E., 2014 - CCS Ready. Wymóg wykonywania oceny gotowości do wychwytywania, transportu i składowania CO₂ dla nowych bloków energetycznych. *CIRE*.
- [10] JANUSZ-SZYMAŃSKA K., 2012 - Efektywność ekonomiczna układu gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla oraz z instalacją CCS. *Rynek Energii*, 5.
- [11] Pre-combustion carbon capture research . <http://energy.gov/fe/science-innovation/carbon-capture-and-storage-research/carbon-capture-rd/pre-combustion-carbon>, data dostępu 14.09.15.
- [12] Boundary Dam Carbon Capture Project. <http://saskpowerccs.com/ccs-projects/boundary-dam-carbon-capture-project>, data dostępu 17.09.15.
- [13] WANG M. i inni. 2011 - Post-combustion CO₂ capture with chemical absorption: A state-of-the-art review. *Chemical Engineering Research and Design* t. 89, s. 1609–1624.
- [14] MICHALSKI J., 2013 - CCS- pomoże, a może nawet zaszkodzi. <http://www.teberia.pl/ccs-pomoze-a-moze-nawet-zaszkodzi/>. data dostępu 19.09.15.