

TECHNOLOGIE CCS NA EUROPEJSKIM RYNKU ENERGII

Autor: Jacek Malko

(„Rynek Energii” – październik 2011)

Słowa kluczowe: technologie energetyczne, koszty CCS, Unia Europejska, rynek energii

Streszczenie. Zastosowanie koncepcji wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS) na skalę przemysłową i komercyjną jest zasadniczym warunkiem osiągnięcia celów zapobieżenia globalnym zmianom klimatycznym. Podczas gdy dostępne są już elementy rozwiązań technicznych, to pełne zastosowanie technologii CCS i ocena ich efektywności ekonomicznej nadal znajdują się we wczesnej fazie rozwoju. Nie osiągnięto jeszcze nigdzie zastosowań w pełnej skali dla elektrowni, zasilanych paliwami kopalnymi. W artykule przedstawiono potencjał technologii wychwytywania i magazynowania CO₂ na europejskich konkurencyjnych rynkach energii na podstawie numerycznego modelu LIBEMOD, wykorzystanego do identyfikacji równowagi rynkowej w horyzoncie roku 2030. Dokonano przeglądu różnorodnych źródeł, oceniających efektywność techniczną i koszty dla istniejących elektrowni gazowych i węglowych, modernizowanych przez instalacje CCS oraz dla inwestycji nowych. Przedstawiono również wynikające z analiz wnioski i obszary do dyskusji.

1. WSTĘP

Stale rosnąca restrykcyjność regulacji emisji gazów cieplarnianych (GHG), mierzona ekwiwalentną emisją dwutlenku węgla (CO_{2eq}), w szczególnej mierze dotyka elektroenergetykę krajową, zdominowaną przez węgiel kamienny i brunatny jako paliwa pierwotne. Skalę problemów ujawniły zapisy w dokumencie o europejskiej polityce energetycznej [5], ogłoszonym w ramach tzw. Pakietu energetycznego ze stycznia 2007 roku i potwierdzonym w pakiecie klimatycznym rok później. Wyzwanie podjęte zostało w sformułowaniu polityki energetycznej Polski do r. 2030 [8], ale nowy dokument Komisji Europejskiej z marca 2011 roku [6] zmusza do zrewidowania dotychczasowych strategii sektora energii elektrycznej. Aczkolwiek radykalizmu w dążeniu do ekonomiki niskowęglowej można było oczekiwać np. po opublikowaniu tzw. Mapy drogowej do r. 2050 [2] (niestychanie życzliwie przyjętej przez KE), to formalne ogłoszenie tej doktryny zmusza do ponownego przemyślenia całości strategii i wzorców rozwojowych. W istocie konieczne jest dokonanie wyboru struktury mocy wytwórczych („energy mix”) z uwzględnieniem trzech klas rozwiązań technologicznych, bazujących na odnawialnych zasobach energii (OZE), paliwach węglowych i węglowodorowych oraz na paliwie rozszczepialnym. Niskoemisyjna opcja węglowo-gazowa zmusza do stosowania tzw. czystych technologii, z których największą rolę przypisuje się technologiom wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla („carbon capture and storage” – CCS). Dobór najlepszej z dostępnych technologii (w wariantach „przed spalaniem” – pre combustion, „w trakcie spalania” – in combustion, oxy – fuel oraz „po spalaniu” – post combustion) jest przedmiotem wielu prac badawczych, a interesującą propozycję rozwiązania tego problemu przedstawił w „The Energy Journal”, organie Międzynarodowego Stowarzyszenia na rzecz Ekonomiki w Energetyce IAEE zespół norweski [3]. Założenia, metodyka i rezultaty były już wcześniej prezentowane na seminariach norweskiego ministerstwa ropy naftowej i energetyki oraz europejskiej konferencji (IEAA), a wersja z r. 2011 uwzględnia zgłoszone uwagi i głosy krytyczne.

Z uwagi na szczególne znaczenie CCS dla Polski przedstawienie czytelnikowi norweskiego podejścia do tej problematyki wydaje się celowe i pożyteczne. Zwłaszcza godzien uwagi jest zastosowany model równowagi wielu rynków energii LIBEMOD, dający odpowiedź na wiele ważnych pytań, dotyczących ekonomicznych konsekwencji doboru dostępnych rozwiązań CCS przy zmiennych wartościach „podatku węglowego” (carbon tax), zastosowań CCS głównie z źródłami modernizowanych (retrofitting), czy też w obiektach nowych oraz udział w strukturze mocy wytwórczych paliw węglowych i gazowych, konkurujących z OZE. „W oparciu o szeroki przegląd projekcji kosztowych oraz wykorzystując model

LIBEMOD (...) stwierdzono, że opłata 30 USD/t CO₂ jest wartością odpowiednią dla maksymalizacji zysku z zastosowań CCS we wszystkich nowych, zaś instalowanie CCS - w istniejących elektrowniach węglowych zysku nie przyniesie. Dla paliwa gazowego podobne rozróżnienie występuje przy carbon tax, wynoszącym 65 USD/t CO₂ [3]. Są to wnioski interesujące dla energetyki krajowej i skłaniające do analizy ścieżki dojścia do tych konkluzji.

2. TECHNOLOGIE CCS I ICH KOSZTY

Rozróżnienia wymaga zarówno typ zastosowanego paliwa (węgiel – gaz ziemny) oraz charakterystyka obiektu: modernizacja („retrofitting”) – nowa inwestycja („greenfield”). Obiekty nowe cechuje szerszy zakres dostępnych opcji technologicznych oraz głębsza integracja instalacji CCS z procesem wytwarzania. Rozważając trzy zasadnicze typy CCS autorzy [3] doszli na następujących uogólnień:

technologie „post – combustion”, w których zachodzi separacja CO₂ ze spalin, są najbardziej odpowiednie dla modernizowanych elektrowni węglowych i gazowych oraz elektrowni nowych, wykorzystujących gaz i palniki pyłowe dla węgla, jednak możliwe warianty technologii CCS skłaniają do indywidualizacji zastosowanego podejścia;

technologie „pre-combustion” prowadzą do eliminacji węgla z paliwa przed procesem spalania, co trudne jest do osiągnięcia w obiektach modernizowanych, natomiast stanowi naturalny element cyklu gazowo-parowego ze zintegrowaną gazyfikacją węgla (IGCC);

technologie „oxy-fuel” wykorzystują spalanie w atmosferze tlenowej, dając strumień CO₂ stosunkowo łatwy do wychwycenia. Niestety ta obiecująca technologia jest jeszcze niedostatecznie rozpoznana i stąd nie została w [3] uwzględniona jako realny wariant technologiczny.

Bieżące oceny kosztów CCS są jeszcze tylko hipotetyczne, gdyż nie istnieją jeszcze pełnoskalowe aplikacje tych technologii. Zastosowany model LIBEMOD wymaga jednak dość szczegółowego określenia parametrów kosztowych (stałe i zmienne koszty eksploatacji i utrzymania, koszty paliwa, koszty inwestycyjne). Przy znacznych rozbieżnościach, prezentowanych przez opinie personelu elektrowni i ekspertów, autorzy [3] oparli się wyłącznie na dostępnych oszacowaniach kosztów, których miarodajnym podsumowaniem jest raport o zapobieganiu i kontroli zanieczyszczeń IPCC [7].

Tabela 1 Przegląd kosztów CCS [3]

Elektrownia Parametr	Węglowa nowa IGCC „pre-combustion”	Gazowa nowa „post-combustion”	Węglowa modernizowana „post-combustion”	Gazowa modernizowana „post-combustion”
Zmniejszenie sprawności netto	10%	15%	40%	30%
Ograniczenie emisji CO ₂ na MWh	89%	88%	83%	86%
Średni koszt en.elekt. bez CCS USD/MWh (2007)	49,4	44,8	25,8	33%
Wzrost kosztu e.e. na skutek CCS	18,3	18,7	48,2	32,6
Średni koszt z CCS	67,7	63,5	73,9	65,6
Koszt uniknięty redukcji CO ₂ USD/t CO ₂	27,4	58,8	60,9	105,8
Koszt uniknięty redukcji CO ₂ (z transportem i magazynowaniem) USD/t CO ₂	35,6*	67,4*	73,9*	116,6*

* oceny modelu LIBEMOD

W tabeli 1 przedstawiono technologie CCS, będące przedmiotem studiów porównawczych wraz z towarzyszącymi wartościami sprawności i kosztów. Zgodnie z tymi danymi występują znaczące różnice dla czterech wybranych zastosowań, ale dla wszystkich przypadków koszty transportu i magazynowania są względnie niewielkie w porównaniu z kosztami wychwytywania CO₂. Zauważyć tu można, że CCS jest bardziej kosztowne w odniesieniu do „unikniętej tony emisji CO₂” dla paliwa gazowego niż dla węgla, co wynika z niższej emisji na jednostkę wyprodukowanej energii. Z tabeli 1 wynika, iż redukcja emisji CO₂ na MWh energii, dostarczonej do sieci, mieści się w przedziale 83÷89%. Typowe założenia technologii CCS podają redukcje emisji na ok. 90%, ale nie uwzględnia to potrzeb własnych instalacji redukcyjnej. W istocie większe zużycie energii na potrzeby CCS w obiektach modernizowanych czyni takie rozwiązanie istotnie bardziej kosztownym niż w przypadku obiektów nowych: spadek sprawności netto wynosi dla paliw węglowych w technologii CCS ok. 10% dla obiektu „greenfield” w porównaniu z 40% dla węgla z retrofitem. Szereg powodów daje taki skutek: dostępność miejsca dla CCS w obiektach istniejących, dostęp do instalacji niezbędnych dla redukcji CO₂ oraz mniejsza sprawność integracji CCS. Przyniesione dane znajdują swe potwierdzenie w innych badaniach, mieszcząc się w przedziałach wartości niskich i średnich dla porównawczych wielkości.

3. MODEL LIBEMOD

Wielorynkowy model równowagi LIBEMOD został zastosowany dla zbadania rynkowego potencjału różnych technologii CCS na rynkach energii elektrycznej Europy zachodniej. Model ten, aczkolwiek zbudowany dla rynków energii elektrycznej i gazu szesnastu wybranych krajów europejskich, może być również wykorzystany dla światowych rynków węgla i ropy naftowej. W modelu LIBEMOD maksymalizacji podlega zysk (dla producentów) i usługi energetyczne (dla użytkownika końcowego) z uwzględnieniem ograniczeń. W modelu tym dla każdego kraju występują: produkcja, handel i zużycie energii oraz wartość inwestycji infrastrukturalnych. Rozważa się siedem „dóbr energetycznych”: węgiel koksujący, węgiel energetyczny, węgiel brunatny, gaz ziemny, ropa naftowa, biomasa i energia elektryczna, funkcjonujących na rynkach konkurencyjnych.

Wytwarzanie energii występuje jako cecha wszystkich krajów, a typowa charakterystyka każdego z krajów obejmuje pozyskiwanie zasobów kopalnych, wykorzystywanie biomasy oraz wytwarzanie energii elektrycznej; dla krajów lub regionów nie objętych modelem rozważa się pozyskiwanie węgla koksującego, węgla energetycznego oraz ropy naftowej i obrót na rynkach globalnych.

Wymiana gazu ziemnego i energii elektrycznej ograniczona jest zdolnościami przesyłowymi transgranicznej infrastruktury sieciowej; ograniczenia te są znane jako funkcja czasu, lecz możliwe jest ich złagodzenie na drodze inwestowania prywatnego kapitału, o ile jest to zyskowne.

W każdym z krajów, opisanych modelem, energia jest transportowana do użytkowników przy kosztach właściwych nośnikowi energii i grupom użytkowników. Wyróżniono cztery kategorie użytkowników: producentów energii, gospodarstwa domowe (łącznie z sektorem usług), przemysł oraz transport. Producenci wymagają zasilania w paliwo pierwotne i ich wyjściem jest wytworzona energia elektryczna, trzy grupy pozostałe reprezentują typowych użytkowników końcowych.

Model LIBEMOD zawiera szczegółowy opis procesu wytwarzania energii elektrycznej: ogólnie istnieje szereg przydatnych technologii w elektrowniach istniejących i elektrowniach nowobudowanych i różnicowanych typem paliwa (węgiel kamienny, węgiel brunatny, gaz, olej opałowy, hydroenergetyka wykorzystująca elektrownie zbiornikowe i elektrownie szczytowo-pompowe, paliwa rozszczepialne, odpady przemysłowe i komunalne, biomasa i zasoby wiatrowe. Dla istniejących elektrowni węglowych i gazo-

wych możliwe jest instalowanie CCS (retrofit) lub też zintegrowanie CCS w fazie projektowania i budowy („greenfield”). W produkcji energii elektrycznej wyróżnić można cztery typy kosztów: koszty paliwa, koszty obsługi, koszty rozruchu oraz koszty inwestycyjne. Producent zyski uzyskuje z użytkowania mocy zainstalowanej dla wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto wytwórca może sprzedawać do sieci systemowej nadwyżki produkcji w postaci usług systemowych. Sprawność wytwarzania (odnoszona do energii chemicznej paliwa) zależy od zastosowanej technologii i krajowej specyfiki struktury mocy. Składowe kosztów wytwarzania związane są z ograniczeniami technicznymi, wyznaczającymi pole rozwiązań dopuszczalnych.

Producenci energii elektrycznej maksymalizują zyski przy założeniu, że znane są wszystkie ceny rynkowe (predykcja cen jest doskonała) i wynikają one z ograniczeń technicznych. Stwarza to zasady optymalizacji doboru składu jednostek wytwórczych jak i zasady decyzyjne optymalnego inwestowania, przy czym koszt jednostkowy inwestycji (USD/MWh) jest różny dla różnych technologii.

Model LIBEMOD rozróżnia kategorię obiektów starych i nowych. Elektrownie stare cechuje istniejąca w roku 2000 moc wytwórcza i nie podlega ona rozbudowie. Elektrownie nowe nie zaistniały w systemie przed rokiem 2000. Tak więc decyzje tylko operacyjne dotyczą elektrowni starych, podczas gdy elektrowni nowych dotyczą zarówno decyzje operacyjne jak i inwestycyjne. Założono, iż rozważane są wszystkie typy technologii wytwórczych, chociaż pewne ograniczenia dotyczyć mogą elektrowni jądrowych (z przyczyn politycznych), elektrowni na węgiel brunatny (z uwagi na koszty emisji CO₂) oraz elektrowni na paliwa odpadowe (marginalny poziom mocy zainstalowanych i niewielkie doświadczenia eksploatacyjne).

LIBEMOD jest modelem statycznym. W poszukiwaniu stanu równowagi dla przyszłości zmienne egzogenne obejmują krajowy poziom PKB/mieszkańca, moce zainstalowane w starych elektrowniach w roku odniesienia, zdolności przesyłowe transgranicznych linii elektroenergetycznych oraz gazociągów (w tymże roku) oraz wysokość „podatku węglowego”. Ponadto uwzględnione są parametry w rodzaju elastyczności zapotrzebowania oraz deprecjacja majątku. Model wyznacza wszystkie wielkości energetyczne: wartość inwestycji, poziom wytwarzania, zużycie i zbyte energii oraz wszystkie ceny (zarówno ceny producenta jak i odbiorcy końcowego) na wszystkich rynkach (krajowych, regionalnych i globalnym). Wyznaczany jest również poziom emisji CO₂ w ujęciu sektorowym i międzynarodowym.

Rokiem bazowym danych dla modelu był rok 2000, co oznacza, iż wartości parametrów odpowiadają zaobserwowanym w tym roku zapotrzebowaniu, kosztom i cenom wytwarzania, przesyłu i dystrybucji. Założono, iż wyniki spełniały warunek konkurencyjności, ale z tolerancją dla rynków niedoskonałych. Każdy z modelowanych krajów cechował się specyfiką krzywej obciążenia. Szczegółowe informacje o konstrukcji modelu LIBEMOD i sposobie generowania danych wejściowych znaleźć można w publikacji [1].

4. WYNIKI SYMULACJI

Scenariusze. Model LIBEMOD został wykorzystany dla oceny oddziaływania rynków energii w Europie Zachodniej na inwestycje CCS w perspektywie równowagi długoterminowej w horyzoncie roku 2030. Założono spełnienie celu UE – ukształtowania się konkurencyjnych rynków energii. Dla oceny skutków inwestowania w CCS dla przemysłu energetycznego i dla osiągnięcia celów emisyjnych dokonano początkowo porównań trzech scenariuszy, a następnie rozszerzono analizę na cztery scenariusze dodatkowe (Tab. 2). Scenariusz pierwszy nie zakłada wdrożenia polityki klimatycznej (niskowęglowej) i nie przewiduje inwestycji w CCS. W scenariuszu drugim przyjęto, że nie inwestuje się w CCS, ale

wprowadza politykę klimatyczną w postaci jednolitej opłaty węglowej 90 USD, nakładanej na wszystkie źródła emisji dla wszystkich krajów modelowanych [4]. Dla scenariusza trzeciego założono inwestowanie w CCS przy CO₂ tax 90 USD. Sprawdzono czułość modelu na wariantowo zakładane wartości opłaty węglowej oraz na inne założenia wprowadzone do modelu.

Tabela 2 Zestawienie scenariuszy [6]

Scenariusz 1	Bez inwestycji w CCS, bez opłaty węglowej („CO ₂ tax”)
Scenariusz 2	Bez inwestycji w CCS, CO ₂ tax USD 90
Scenariusz 3 (odniesienia)	Z inwestycjami w CCS, CO ₂ tax USD 90
Scenariusz 4	Z inwestycjami w CCS, CO ₂ tax USD 90, wzrost mocy zainstalowanej w energetyce jądrowej
Scenariusz 5	Z inwestycjami w CCS, CO ₂ tax USD 90, niższe koszty CCS
Scenariusz 6	Z inwestycjami w CCS, CO ₂ tax USD 90, wyższa sprawność termodynamiczna procesu wytwarzania
Scenariusz 7	Z inwestycjami w CCS, CO ₂ tax USD 90, niższe koszty energetyki wiatrowej

Wpływ na dostawy energii elektrycznej. W tabeli 3 przedstawiono strukturę technologii wytwarzania energii elektrycznej dla roku 2030 – udziały w produkcji i udział procentowy w rynku. W scenariuszu 1 konwencjonalne technologie wytwarzania na węglu (tj. elektrownie stare i nowe inwestycje na węglu kamiennym i brunatnym bez CCS i bez opłaty węglowej), przejmują 66% rynku. Konwencjonalne technologie gazowe bez CCS mają niewielki udział w rynku (4%), zaś rynek tracą konwencjonalne źródła, wykorzystujące olej opałowy (co wynika z ewolucji cen na rynku paliw). Energetyka jądrowa (bez nowych inwestycji) uczestniczy w rynku z udziałem 16%, zaś udziały rynkowe hydroenergetyki oraz OZE wynoszą odpowiednio 9 i 5%.

Przechodząc do scenariusza 2 (tj. nadal nie inwestując w CCS, ale przy wprowadzeniu opłaty węglowej w wysokości 90 USD) stwierdzić można, że wzrost kosztów zmienia punkt równowagi dla całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną (z 5258 TWh do 3942 TWh). Udział konwencjonalnych (bez CCS) technologii, wykorzystujących paliwa kopalne obniża się z 70 do 35 %, a największa redukcja następuje dla konwencjonalnych technologii węglowych (z 66 do 13%), co tylko częściowo jest kompensowane przez wzrost udziału konwencjonalnych technologii gazowych (od 2 do 22%). Względne przesunięcie od węgla do gazu oddaje fakt, że współczynnik emisji CO₂ jest dla gazu niższy niż dla węgla. Zgodnie z oczekiwaniami najbardziej umacnia się pozycja OZE - ich udział w rynku zwiększa się od 5 do 31%. Tabela 3 daje okazję do oceny innych technologii i ewolucji, zachodzących w scenariuszu 2.

Założenia scenariusza 3 (scenariusza odniesienia) prowadzą do akceptacji CCS przy opłacie węglowej 90 USD, obowiązującej dla wszystkich źródeł emisji i wszystkich krajów, rozpatrywanych w modelu .

W porównaniu ze scenariuszem 2. źródła, wykorzystujące paliwa kopalne, obniżają swój udział w rynku z 35 do 4% z uwagi na całkowite wycofanie konwencjonalnych elektrowni węglowych. Modernizacja z CCS jest ekonomicznie nieopłacalna (zerowy udział w rynku), konkurencyjne są elektrownie nowe na węgiel (udział w rynku 44%), a razem z nowymi elektrowniami gazowymi z CCS udział rynkowy źródeł z CCS wynosi aż 52%.

Tabela 3 Struktura technologii wytwarzania energii i udziałów w rynku dla roku 2030 [3]

Technologie	Scenariusz 1 Bez CCS Bez opłaty węglowej		Scenariusz 2 Bez CCS Opłata węglowa USD 90		Scenariusz 3 Z CCS Opłata węglowa USD 90	
	Energia wytworzona TWh	Udział w rynku %	Energia wytworzona TWh	Udział w rynku %	Energia wytworzona TWh	Udział w rynku %
	Gaz konwencjonalny	228	4	874	22	170
Węgiel konwencjonalny	3478	66	611	13	0	0
Olej opałowy konwencjonalny	0	0	33	1	0	0
Nowa inwestycja gazowa, CCS	0	0	0	0	373	8
Nowa inwestycja węglowa, CCS	0	0	0	0	2047	44
Hydroenergetyka	460	9	1485	12	473	10
OZE	362	5	1203	31	705	15
Energetyka jądrowa	836	16	836	21	836	18
Razem	5263		3942		4606	

Duży udział w rynku nowych źródeł węglowych z CCS jest skutkiem niskich kosztów paliwa jak i dużej redukcji CO₂ (90%). Dla CCS w obiektach gazowych uciążliwość opłaty węglowej jest mniejsza z uwagi na to, że współczynnik redukcji CO₂ dla gazu jest niższy niż dla węgla, ale nie jest to jeszcze wystarczające dla skompensowania wysokich kosztów paliwa.

Wprowadzenie CCS (dla określonej wartości opłaty węglowej) przesuwają w dół skumulowaną krzywą kosztów krańcowych. Zwiększa to całkowitą produkcję energii elektrycznej i prowadzi do obniżenia ceny energii u producenta. Przy tej niższej cenie, ale niezmiennych kosztach wytwarzania w OZE, obniża się rynkowy udział tej technologii – aż o 16 punktów.

Wpływ na ceny, emisje i wartość dodaną. Zmiany, zastosowane przy przejściu od scenariusza 1 do 2, będące częściowym skutkiem wprowadzenia opłaty węglowej przy braku możliwości inwestowania w CCS, przesuwają w górę krzywą kosztów krańcowych energii dostarczanej. Stąd też całkowite zapotrzebowanie obniża się, wzrasta natomiast cena energii (od 53 USD/MWh do 112 USD/MWh). Jednakże całkowity zysk producentów maleje na skutek wprowadzenia opłaty za emisje. Mniejsze dostawy energii powodują równoczesne zmniejszenie emisji źródeł, a efekt ten jest wzmacniany przez względne przemieszczenie struktury w kierunku technologii o mniejszych emisjach. Dla oceny poziomu emisji w przyszłości odniesiono się do celów Kioto dla analizowanych krajów. Podczas gdy w scenariuszu 1 emisje są niemal dwukrotnie wyższe od ustaleń z Kioto, w scenariuszu 2 cel ten jest przekroczony „tylko” o 20%.

Tabela 4 Średnia cena producenta energii elektrycznej, emisje CO₂ w procentach poziomu Kioto oraz zmiany wartości dodanej odniesione do scenariusza 1 [3]

	Scenariusz 1	Scenariusz 2	Scenariusz 3
Cena producenta, USD/MWh	53	112	80
Emisja CO ₂ , przekroczenia w % celu Kioto	96	20	5
Całkowita wartość dodana, 10 ⁶ USD		88	150

Wprowadzenie CCS (przy opłacie węglowej 90 USD) – tj. przejście od scenariusza 2 do scenariusza 3 – przemieszcza w dół krzywą kosztów krańcowych z powodu dostępności większej liczby technologii.

Skutkuje to także obniżeniem ceny energii elektrycznej u producenta: od 112 do 80 USD/MWh przy wyższym poziomie ofert wytwarzania. Zwiększona produkcja może sugerować wzrost emisji, ale zmiana struktury wykorzystywanych technologii daje efekt przeciwny: konwencjonalne źródła na paliwa kopalne są niemal całkowicie zastąpione przez OZE. W istocie emisje w scenariuszu 2 są poniżej 20% w odniesieniu do celu Kioto, podczas gdy w scenariuszu 3 przekroczenie wynosi 5%. Obniżenie emisji występuje głównie w sektorze elektroenergetyki: przejście od scenariusza 1 do scenariusza 3 zmniejsza poziom emisji o ponad 90% (Tab. 4).

Zmiany ilościowe produkcji i zmiany cen prowadzą do zmian wskaźnika wartości dodanej (przyrostu dobrobytu, „welfare”). W modelu LIBEMOD tradycyjna wartość „welfare” jest sumą nadwyżek u konsumenta, u producenta i podatku dochodowego, odprowadzonego do skarbu państwa. Jednakże konieczne jest uwzględnienie faktu, iż emisje CO₂ różnią się dla rozważanych scenariuszy. Emisje te są wartościowane negatywnie przez opłatę węglową, co oznacza, że każda wyemitowana dodatkowo tona CO₂ obniża wartość dodaną o 90 USD. Porównując scenariusze 3 i 1 uzyskuje się informacje, że dla scenariusza 3 tradycyjna wartość dodana obniża się o 150 mln USD, podczas gdy roczna wartość obniżenia emisji CO₂ (w odniesieniu do scenariusza 1) wynosi 300 mln USD. Stąd też zmiana scenariusza 1 na 3 zwiększa całkowitą roczną wartość dodaną (będącą tradycyjną wartością dodaną, pomniejszoną o wartość obniżenia emisji) o 150 mln USD. Podobnie zmiana od scenariusza 2 do scenariusza 3 (czyli skutek wprowadzenia CCS) zwiększa całkowitą roczną wartość dodaną o 62 mln USD.

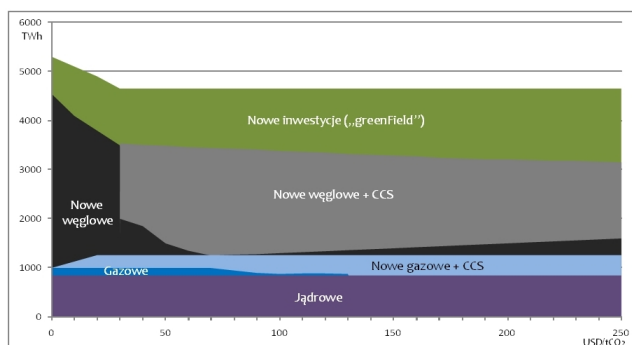
Skutki opłat emisyjnych. Rozważano inne (obok 90 USD) wartości opłat za emisję CO₂. Na rys. 1 przedstawiono udział dostępnych technologii w produkcji energii elektrycznej dla roku 2030 w funkcji opłat za emisję CO₂ w zakresie od 0 do 250 USD/t CO₂. Dla technologii jądrowych produkcja nie zależy od wartości opłaty, podczas gdy grupa, określana jako technologie nowe („greenfield”) – hydro, wiatrowe, bio, odpadowe – wykazują zwiększony udział wraz ze wzrostem opłaty. Szczególną wrażliwość na wysokość opłaty wykazują technologie wiatrowe. Podobne obserwacje zachowań technologii (mierzone udziałem w produkcji) wynikają z rys. 1.

Tabela 5 Inwestycje w grupach technologii wytwarzania energii elektrycznej w r. 2030 w GW [3]

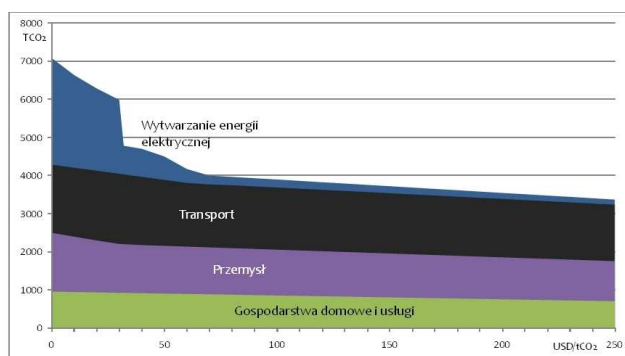
Technologia	Scenariusz 1	Scenariusz 2	Scenariusz 3
Konwencjonalna gazowa	3	77	0
Konwencjonalna węglowa	347	2	0
Konwencjonalna olejowa	0	0	0
Nowa gazowa	0	0	47
Nowa węglowa	0	0	200
Hydro	9	17	13
OZE	34	335	167
Nuklearna	0	0	0
Razem	421	430	488

Ogólnie biorąc odpowiednio wysoka opłata węglowa powoduje nieopłacalność inwestowania w technologie konwencjonalne (konwencjonalne paliwa kopalne), podczas gdy opłacalne jest wytwarzanie na węgiel + CCS pod warunkiem umiarkowanych kosztów technologii CCS. Dla opłat powyżej 85 USD nieopłacalna staje się produkcja w starych elektrowniach węglowych. Można zatem oczekiwać, że cełowa stanie się modernizacja takich źródeł przy wyższych opłatach emisyjnych. Jest to jednak wniosek fałszywy: koszty modernizacji z CCS są tak wysokie, że takie inwestowanie nie jest uzasadnione.

Wnioski o relacjach: emisje vs. opłata węglowa wysnuć można z Rys. 2, chociaż trzeba zauważyć, iż dotyczy to jedynie technologii CCS dla grupy źródeł energii elektrycznej.



Rys. 1. Wytwarzanie w grupach technologii [TWh] w funkcji wartości opłaty węglowej [USD/t_{CO2}] dla roku 2030 [3]



Rys. 2. Emisje CO₂ [Mt_{CO2}] w funkcji wartości opłaty węglowej [USD/t_{CO2}] dla roku 2030 [3]

Wrażliwość modelu oceniana jest przez wpływ kilku kluczowych założeń na otrzymane rezultaty. Założenia dotyczą:

- wprowadzenia technologii jądrowych,
- kosztów i sprawności elektrowni ciepłych z/bez CCS,
- kosztów energii wiatrowej.

Dopuszcza się inwestowanie w CCS oraz założenie o wysokości opłaty węglowej – 90 USD – co odpowiada warunkom scenariusza 3. Dyskusyjne jest inwestowanie w technologie jądrowe: z jednej strony względy polityczne (i to w zasadzie polityki wewnętrznej) powodują rezygnację z opcji nuklearnych w wielu krajach, z drugiej zaś strony jest to kusząca alternatywa dla drogich (z CCS) inwestycji węglowych. Tak więc celowe staje się rozpatrzenie scenariuszy bez i z energetyką jądrową. Koszty technologii jądrowych są niepewne i oddają różnice opinii poszczególnych źródeł i ekspertów. W realizacji modelu LIBEMOD wykorzystano dane IEA [4] dla technologii jądrowych; źródło to było także podstawowym odniesieniem dla innych technologii wytwarzania energii elektrycznej, nie wykorzystujących CCS. Otwarcie rynku dla konkurencji daje energetyce jądrowej udział rynkowy ok. 50% dla przypadku bez opłaty węglowej i niemal 90% dla opłaty 90 USD. Jest to jednak przypadek nierealistyczny i w dalszych rozważaniach przyjęto pewne ograniczenia dla technologii jądrowych; przykładowo za pułap inwestycji nowych przyjąć można 50% istniejących zdolności wytwórczych w tym segmencie. W tabeli 6 przedstawiono strukturę wytwarzania i udziały rynkowe dla scenariusza 3 oraz dodatkowych scenariuszy (4 i 5), zakładających odpowiednio przyrost udziału energetyki jądrowej i obniżenie kosztów

CCS. Wnioski z przeprowadzonych symulacji numerycznych prowadzą do oceny zachowań rozważanych technologii w założonych uwarunkowaniach; tytułem przykładu można stwierdzić, że wzrost wytwarzania w źródłach jądrowych głównie wypiera nowe technologie węglowe (+ CCS), a wytwarzanie w OZE jest niemal jednakowe dla wszystkich scenariuszy. W scenariuszu 5 wytwarzanie łączne obniża rynkowe ceny energii elektrycznej, powodując nieopłacalność elektrowni gazowych - zarówno starych konwencjonalnych jak i nowych - oraz wycofanie starych elektrowni węglowych. Odczuwalne są również skutki mniejszej atrakcyjności OZE, przejawiające się w obniżeniu inwestycji, zwłaszcza w energetyce wiatrowej. Efekty w zakresie redukcji CO₂ są zróżnicowane. Z jednej strony zmniejsza się emisja z uwagi na wycofania w konwencjonalnych źródłach gazowych, ale z drugiej strony zwiększenie nowych inwestycji węglowych (+CCS) prowadzi do wzrostu emisji; w sumie efekt netto jest mało zauważalny.

Tabela 6 Struktura dostaw energii elektrycznej [TWh] i udziału w rynku [%] dla technologii w r. 2030. Dla wszystkich scenariuszy przyjęto CCS i opłatę węglową USD 90 [3]

Technologie	Scenariusz 3		Scenariusz 4		Scenariusz 5	
	Produkcja en.el.	Udział w rynku	Produkcja en.el.	Udział w rynku	Produkcja en.el.	Udział w rynku
Gazowe konwencjonalne	170	4	46	1	0	0
Węglowe konwencjonalne	0	0	0	0	0	0
Olejowe konwencjonalne	0	0	0	0	0	0
Nowe gazowe + CCS	373	8	457	10	460	9
Nowe węglowe + CCS	2047	44	1669	36	2835	56
Hydro	473	10	473	10	466	9
OZE	705	15	683	15	468	9
Jądrowe	836	18	1311	28	836	17
Razem	4606		4638		5064	

W tabeli 7 przedstawiono wyniki analizy jeszcze innych scenariuszy dodatkowych; scenariusz 6 zakłada zwiększenie sprawności nowych elektrowni ciepłych (+CCS) o 5 punktów procentowych, zaś scenariusz 7 – obniżenie kosztów generacji wiatrowej. Interesujące jest, iż prowadzi to do nowego punktu równowagi podaży-popytu nieznacznie przesuniętego. Można to interpretować jako skutek obniżenia zużycia paliw przez nowe elektrownie, zatem gdy maleje zapotrzebowanie, zmniejszają się ceny paliwa, co z kolei jest bodźcem do większej produkcji energii elektrycznej. W porównaniu ze scenariuszem 3 zwiększa się o 15% produkcja w nowych elektrowniach gazowych z uwagi na znaczący spadek cen gazu. Spadek cen węgla jest mniejszy; z modelu LIBEMOD wynika, że produkcja nowych elektrowni węglowych zwiększa się jedynie o jeden procent. Ogólnie cena energii elektrycznej obniża się mało znacząco.

Zbadano również wpływ obniżenia kosztów inwestycyjnych, eksploatacji i obsługi elektrowni wiatrowych o 33%. Zwiększa to ogólne wytwarzanie energii elektrycznej o tylko jeden procent, co wynika z faktu, iż ok. 20% produkcji nowych elektrowni węglowych (z CCS) zastępowane jest przez generację wiatrową. Obniża to całkowitą emisję CO₂, ale o nie więcej niż 1%.

Tabela 7 Struktura dostaw energii elektrycznej [TWh] i udziału w rynku [%] dla technologii w r. 2030. Dla wszystkich scenariuszy przyjęto CCS i opłatę węglową USD 90 [3]

Technologie	Scenariusz 3		Scenariusz 6		Scenariusz 7	
	Produkcja en.el.	Udział w rynku	Produkcja en.el.	Udział w rynku	Produkcja en.el.	Udział w rynku
Gazowe konwencjonalne	170	4	111	2	171	4
Węglowe konwencjonalne	0	0	0	0	0	0
Olejowe konwencjonalne	0	0	0	0	0	0
Nowe gazowe + CCS	373	8	431	9	361	8
Nowe węglowe + CCS	2947	44	2062	45	1635	35
Hydro	473	10	473	10	473	10
OZE	705	15	703	15	1168	26
Jądrowe	836	18	836	18	836	18
Razem	4606		4615		4643	

5. DYSKUSJA I WNIOSKI

Prawdopodobnie technologie CCS staną się dla Europy ważnym czynnikiem ograniczenia emisji CO₂. Dla przyjętej wartości opłaty węglowej (90 USD) wykazano, że nowe elektrownie węglowe z CCS stają się konkurencyjne, całkowicie wypierając stare obiekty na tym paliwie oraz częściowo ograniczając udział nowych technologii wiatrowych i biomasowych. Tym niemniej dla wprowadzonych CCS i opłacie 90 USD produkcja w tych grupach OZE jest znacznie wyższa niż w roku bazowym (2000). Konkurencyjne również stają się nowe elektrownie gazowe (z CCS), ale nie wypierają całkowicie starych elektrowni na to paliwo. Istotne obniżenie kosztów CCS (np. przez subsydiowanie) może okazać się niezbędne dla uzyskania opłacalności modernizacji poprzez CCS. Przykładowo przy założeniu opłaty w wysokości 15 USD (co z grubsza odpowiada bieżącym wartościom w europejskim ETS), wyeliminowane zostaną wszystkie nowe instalacje z CCS.

Ciekawym spostrzeżeniem jest wystąpienie „punktu przełomu” w wysokościach opłaty węglowej, przy której inwestorzy akceptują inwestycje w CCS. Jest to wartość zbliżona do ocen „inżynierskich”, często przytaczanych w dyskusjach o polityce energetycznej. Wypływa stąd sugestia, iż – przynajmniej w tym specyficznym przypadku – stosowanie dość zgrubnych oszacowań prowadzi do rozsądnych konkluzji [3].

Częściowym efektem wprowadzenia CCS jest obniżenie się zagregowanej krzywej kosztów krańcowych wytwarzania energii elektrycznej. Prowadzi to do zwiększenia całkowitej produkcji, przy jednoczesnym obniżeniu cen energii elektrycznej, co z kolei obniża udział OZE w rynku; w istocie scenariusz 3 przyjmuje udział OZE w „electricity mix” w wysokości 20%, co może wskazywać na nieoptymalność (z punktu widzenia wartości „welfare” społeczeństw) przyjętego przez Komisję Europejską celu „20% OZE”.

Niektóre ze stwierdzeń, wynikających z przeprowadzonych symulacji, mogą wydawać się zaskakujące. Wynikają one z wysokich kosztów wprowadzenia i eksploatacji układów CCS w istniejących elektrowniach – co z kolei wynika ze spadku sprawności na skutek znacznego zwiększenia zużycia energii na potrzeby własne. Aczkolwiek maksymalna wartość produkcji modernizowanych z CCS elektrowni jest raczej umiarkowana z uwagi na to, że znacząca część produkcji roku bazowego (2000) ulega deprecjacji, to w stosowanym modelu przyjęto, iż wycofania obejmują jedynie jednostki najmniej konkuren-

cyjne. Tak więc w roku 2030 pozostają jednostki najbardziej efektywne spośród funkcjonujących w roku 2000, a nawet i one nie podlegają modernizacji CCS.

Przyjąć można, iż w bliższej niż rok 2030 perspektywie czasowej (np. dla roku 2020) wszystkie nowe elektrownie będą spełniać wymogi „capture ready”, co powoduje znaczące zmniejszenie kosztów przystosowawczych do CCS. Niewiadomą pozostaje jednak reakcja polityków, skłonnych do uruchomienia mechanizmów wsparcia. Można tylko postulować, by interwencjonizm państwa nie zakłócał rynkowych mechanizmów wyłaniania najlepszych rozwiązań strukturalnych.

Obecnie szereg technologii wychwytywania i magazynowania CO₂ znajduje się jeszcze w fazie przedkomercyjnej i decyzje o funduszach na ich badanie i rozwój są nieoczywiste. Wyniki przeprowadzonych badań z użyciem modelu LIBEMOD sugerują jednak, iż technologie, określane jako umieszczone „na końcu rury” mają niewielki potencjał rynkowy, chyba że obecna ocena ich kosztów jest znacząco zawyżona. Lepszym wariantem wydają się rozwiązania zintegrowane i na nie winien być ukierunkowany strumień finansowania.

W dokonanych badaniach przyjęto założenie, że technologie CCS będą w roku 2030 w pełni dostępne komercyjnie w wytwarzaniu energii elektrycznej i że prywatni inwestorzy akceptują cenę pozwoleń na emisję tony CO₂ w wysokości 90 USD w tym samym roku. Założenie o szybkiej penetracji rynku przez CCS może się jednak okazać zbyt optymistyczne. Tym niemniej potencjał stosowania CCS w elektrowniach nowych jest znaczny, a konieczna jest wola polityczna „karania” za nadmierne emisje węglowe.

Założeniem jest również dostępność technologii CCS po cenach odpowiadających kosztom, a jeżeli jednak wystąpi zjawisko nadmiernej siły rynkowej producenta, to może zaskutkować wyższym od uzasadnionego poziomem cen. W jednym z przeprowadzonych testów wrażliwości stwierdzono, że jeżeli koszty inwestycji, eksploatacji i obsługi zwiększą się o 50% dla wszystkich technologii CCS, to udział nowych elektrowni węglowych i gazowych z CCS spadnie (dla scenariusza 3) z wartości 52% do 24%.

Z danych [4] wynika, że dla technologii CCS koszt transportu i magazynowania jest względnie niski w porównaniu z kosztami wychwytywania CO₂. Jednakże utrzymuje się niepewność co do dostępności usług transportowych i magazynowych, co może być barierą dla inwestycji wychwytywania na terenie elektrowni. Infrastruktura transportu wychwyconego CO₂ jest monopolem naturalnym i stąd wynika rola procesów koordynacji, np. ze strony instytucji UE.

Zastosowany model analityczny LIBEMOD jest modelem statycznym. Wiadomo, iż ramy, wyznaczone przez statyczność podejścia sprawiają, że wpływ stanowienia opłaty emisyjnej jest równoważny kosztom, uzyskanym na aukcjach, nadzorowanych przez państwo. Jednakże przy podejściu dynamicznym oddziaływanie opłaty węglowej oraz system ograniczenia wysokości opłat („cap system”) może prowadzić do rezultatów odmiennych. Przy stałej w czasie opłacie węglowej emisje będą na ogół cechować się zmiennością: przy wprowadzeniu technologii bardziej przyjaznych środowisku emisja będzie się obniżać. Jeżeli opłata ta będzie wyznaczona w systemie dopuszczalnych pułapów, w którym stałe są w czasie kwoty uzyskane na aukcjach, ceny kwotowo ulegną obniżeniu przy wprowadzeniu technologii mniej emisyjnych. Sugeruje to, iż większe środki winny być przeznaczone na badania i rozwój technologii przyjaznych środowisku w systemie stałych opłat niż w systemie stałych emisji. „Zdynamizowanie” statycznego modelu LIBEMOD jest zatem wyzwaniem w dalszym doskonaleniu narzędzi badawczych.

Nie sposób nie zauważyć, że waga i wiarygodność każdej próby zastosowania modelu zależy od jakości wprowadzonych danych. Słabością symulacji przedstawionych w [3] jest oparcie się na statystykach, ograniczonych do 16. krajów tzw. „starej Europy”. Największa i niepowtarzalna fala akcesji do UE zmieniła zasadniczo warunki funkcjonowania europejskiego sektora energii elektrycznej, a Polska ze swą specyfiką „monokultury węglowej” plasuje się daleko od jakichkolwiek średniówek unijnych. Stąd też uogólnienia, przedstawione jak i wyniki aplikacji modelu LIBEMOD, muszą zostać dostosowane do nowych uwarunkowań, uwzględniających aktualne realia.

LITERATURA

- [1] Aune F.N. et al.: *Liberalizing European Energy Markets – An Economic Analysis*. Edward Elgar, Cheltenham (UK) and Northampton (US) 2008.
- [2] European Climate Foundation: *Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous low carbon economy*. ECF, Apr. 2010.
- [3] Golombek R. et al.: *Carbon Capture and Storage Technologies in the European Power Market*. The Energy Journal IAEE, Vol. 32. Nr 3/2011.
- [4] International Energy Agency: *World Energy Outlook 2008*, OECD/IEA, Paris 2009.
- [5] Komisja Europejska: *Komunikat do Parlamentu Europejskiego (...) Europejska polityka energetyczna*. KOM (2007) 1, wersja ostateczna Bruksela, styczeń 2007.
- [6] Komisja Europejska: *Komunikat do Parlamentu Europejskiego (...) Plan działania prowadzący do przejścia na konkurencyjną gospodarkę niskoemisyjną do 2050 r.* KOM (2011)112, wersja ostateczna, Bruksela marzec 2011.
- [7] Metz B. et al.: *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambr. Univ.- N.York 2005.
- [8] Ministerstwo Gospodarki: *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów, Warszawa 2009.

CCS TECHNOLOGIES IN THE EUROPEAN ENERGY MARKETS

Key words: energy technologies, CCS cost, European Union, energy market

Summary. The use of carbon capture and storage (CCS) on an industrial and commercial scale is essential to any hope of meeting global climate change targets. While the components pieces of the technology exist, the application of the technique and assessment of the economical effectiveness are in its infancy. Full-scale deployment has yet to be achieved on fossil fuel power plant anywhere. In the presented paper Carbon Capture and Storage technologies in the European competitive energy markets on the basis of the numerical model LIBEMOD, used to identify the 2030 market equilibrium, are discussed. Review of various sources for CCS technical efficiency and cost estimates, for the existing coal and gas power plants, retrofitted by CCS and new (greenfields) ones are performed. Some discussions and conclusions are also presented.