

Janusz SOWIŃSKI*

Ceny uprawnień do emisji ditlenku węgla a koszty systemów CCS w elektrowniach

STRESZCZENIE. Pakiet energetyczno-klimatyczny zakłada m.in. 20% ograniczenie emisji CO₂ w krajach UE do 2020 roku w odniesieniu do 1990 roku. Handel uprawnieniami do emisji ma wspomagać ten cel. Ograniczanie emisji ditlenku węgla w elektrowniach może być zrealizowane poprzez zmianę technologii, zwiększanie sprawności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej oraz wykorzystanie sekwestracji CO₂. Zastosowanie systemów CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*) w elektrowniach węglowych i gazowych związane jest z dużymi nakładami inwestycyjnymi i wzrostem kosztów eksploatacyjnych. Brak modernizacji i inwestycji proekologicznych w tego typu elektrowniach narazi je na ponoszenie kosztów zakupu uprawnień do emisji. Na podstawie dostępnych danych techniczno-ekonomicznych przedstawiono analizę wpływu technologii CCS na koszty wytwarzania energii elektrycznej w warunkach ryzyka biorąc pod uwagę możliwości wynikające z handlu uprawnieniami do emisji.

SŁOWA KLUCZOWE: inwestycja, systemy CCS, handel uprawnieniami do emisji CO₂

Wprowadzenie

Efekt cieplarniany, wywołujący zmiany klimatyczne, jest wynikiem emisji do atmosfery tzw. gazów cieplarnianych: ditlenku węgla, metanu, podtlenku azotu, freonów i halonów

* Dr inż. — Instytut Elektroenergetyki, Politechnika Częstochowska; e-mail: jansow@el.pcz.czyst.pl

oraz pary wodnej i ozonu. Niektóre z powyższych gazów są emitowane w wyniku naturalnych procesów oraz w wyniku działalności człowieka w postaci tzw. antropogenicznej emisji gazów. Dytlenek węgla uznawany jest za najważniejszy gaz cieplarniany, odpowiedzialny za około 50% efektu cieplarnianego, dlatego poszukuje się sposobów mających na celu ograniczenie jego emisji do atmosfery. Jako wynik antropogeniczny emitowany jest on do atmosfery m.in. w wyniku wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o spalanie paliw kopalnych: węgla kamiennego, brunatnego, ropy naftowej i gazu ziemnego. Unia Europejska zastrza przepisy dotyczące ograniczenia szkodliwych emisji do atmosfery, szczególnie gazów cieplarnianych mając na uwadze ograniczenie średniego wzrostu temperatury na Ziemi do poziomu przekraczającego temperaturę sprzed ery przemysłowej nie więcej niż o 2°C. Jednym z narzędzi kontroli emisji CO₂ jest handel uprawnieniami. W artykule, który jest kontynuacją i rozwinięciem tez prezentowanych w [7], przeanalizowano wpływ cen uprawnień do emisji CO₂ na efektywność systemów CCS w elektrowniach.

1. Handel uprawnieniami do emisji

Handel emisjami CO₂ to jeden z rynkowo zorientowanych instrumentów ekonomicznych polityki ekologicznej. Zbiorczy limit emisji dla grupy emitatorów rozdzielany jest w postaci zbywalnych uprawnień. Mechanizm handlu uprawnieniami zakłada, że każde źródło na koniec okresu rozliczeniowego musi posiadać nie mniejszą liczbę uprawnień od ilości wyemitowanego CO₂. Przekroczenie emisji ponad liczbę uprawnień związane jest z opłatami karnymi. System handlu emisjami ma wymusić inwestowanie w najtańsze sposoby ograniczania emisji CO₂.

Zgodnie z ustaleniami Dyrektywy 2003/87/WE o handlu emisjami (ETS) całkowita liczba uprawnień do emisji w Polsce w pierwszej fazie obejmującej lata 2005–2007 wynosiła 717 300 000 t CO₂. Krajowy plan rozdziału uprawnień (KPRU) zakładał zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dn. 27.12.2005 r. przydział 597 324 300 uprawnień dla instalacji spalania paliw (E1). Druga faza obejmuje lata 2008–2012. Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dn. 01.07.2008 r. (Dz.U. Nr 202 poz.1248) całkowita liczba uprawnień do emisji CO₂ na okres rozliczeniowy 2008–2012 wynosi 1 042 576 975, w tym dla instalacji do spalania paliw (E1) 857 549 870. Rada Ministrów szacuje, że przyznane limity dla sektora energetycznego są o około 11% niższe od spodziewanych emisji, co według ocen rządu spowoduje wzrost cen energii o około 4%.

Obecnie przyjęta Dyrektywa 2009/29/WE, zmieniająca Dyrektywę 2003/87/WE, wprowadza jednolitą procedurę nieodpłatnych uprawnień, określanych na poziomie unijnym. W fazie trzeciej od 2013 roku liczba bezpłatnych uprawnień zostanie ograniczona do 80% poziomu bazowego (najprawdopodobniej z okresu 2005–2008) i w kolejnych latach będzie corocznie równomiernie zmniejszana do 30% w roku 2020, aż do całkowitej likwidacji bezpłatnych uprawnień w roku 2027. W Polsce proces będzie bardziej skomplikowany, bo art. 10c Dyrektywy przewiduje nieodpłatną tymczasową alokację uprawnień dla elektro-

energetyki. Skorzystanie z niej będzie wymagało m.in. opracowania planu inwestycji w zakresie czystych technologii oraz modernizacji i poprawy infrastruktury elektroenergetyki.

Obecnie (w okresie czerwiec–lipiec 2009 r.) na głównych europejskich giełdach handlujących uprawnieniami do emisji CO₂ (BlueNext, Nord Pool, EEX, ECX) cena uprawnienia kształtowała się w granicach c_{uCO_2} 12–15 euro/t CO₂.

2. Systemy CCS

Metody ograniczenia emisji ditlenku węgla poprzez wychwytywanie CO₂ można podzielić na trzy podstawowe grupy: *post-combustion*, *pre-combustion* i *oxyfuel* [3, 6, 8].

Z grupy metod *post-combustion* obecnie najlepiej rozpoznaną technologią jest wychwytywanie CO₂ ze spalin w elektrowni poprzez absorpcję z zastosowaniem wodnego roztworu aminowego, np. monoetyloaminy MEA lub zastosowanie procesów membranowych. Mniejsze znaczenie mają metody kriogeniczne lub procesy adsorpcji.

W elektrowni może również być wykorzystana technologia ograniczania emisji CO₂ przed procesem spalania, tzw. metoda *pre-combustion*. Paliwo jest częściowo utleniane i w wyniku procesu powstaje gaz syntezowy (CO i H₂), tzw. syngaz, który jest przekształcany w ditlenek węgla CO₂ i wodór H₂. W rezultacie CO₂ jest łatwy do separacji w strumieniu gazu syntezowego, wodór może być użyty jako paliwo, a węgiel zostaje usunięty przed spalaniem.

W technologii *oxyfuel*, czyli procesie spalania tlenowego paliwo spalane jest w tlenie. Temperaturę spalania do poziomu typowego przy konwencjonalnym spalaniu ogranicza recyrkulacja schłodzonych spalin do komory paleniskowej. Spaliny zawierają głównie ditlenek węgla i parę wodną. Po skropleniu pary wodnej w procesie schładzania, uzyskuje się w rezultacie prawie czysty strumień ditlenku węgla, który może być przetransportowany do miejsca składowania i magazynowania. Elektrownie wykorzystujące spalanie tlenowe są nazywane zeroemisyjnymi, ponieważ ditlenek węgla jest w tej technologii strumieniem spalin, a nie frakcją wychwytywaną i separowaną przed lub po procesie spalania. Główną wadą tej technologii CCS jest duży nakład energetyczny na uzyskanie tlenu.

Technologie CCS w zakresie wychwytywania ditlenku węgla mogą być obecnie wykorzystane komercyjnie. Zastosowanie CCS w nowoczesnej elektrowni konwencjonalnej pozwoli zredukować emisję CO₂ o około 80–90% [4]. Problem stanowi składowanie CO₂ na dużą skalę. Obecnie jako miejsca składowania wykorzystuje się podziemne zbiorniki (np. nieczynne kopalnie, wyeksploatowane lub eksploatowane złoża gazu ziemnego i pola naftowe) i złoża solankowe. Korzystne jest składowanie przy wykorzystaniu technologii EOR (*Enhanced Oil Recovery*) lub ECBM (*Enhanced Coal Bed Methane*).

Wychwycenie i skompresowanie ditlenku węgla wymaga sporych nakładów energetycznych powodując znaczny wzrost kosztów eksploatacyjnych elektrowni wyposażonej w instalację CCS. Instalacje CCS zwiększają ponadto koszty inwestycyjne i finansowe elektrowni. Z uwagi na bardzo małe doświadczenia eksploatacyjne trudno o dokładne dane

TABELA 1. Wskaźniki ograniczenia emisji CO₂ i koszty wytwarzania energii elektrycznej bez i z technologiami CCSTABLE 1. Coefficients of CO₂ emission reduction and cost of electricity without and with CCS technologies

Wyszczególnienie	Jednostka	Elektrownia konwencjonalna z kotłem pyłowym FSB PC			Elektrownia gazowo-parowa ze zgazowaniem węgla IGCC			Elektrownia gazowo-parowa na gaz ziemny CCGT		
		min	max	typowa	min	max	typowa	min	max	typowa
Wskaźnik emisji bez wychwytywania CO ₂	kg CO ₂ /(MW·h)	736	811	762	682	846	773	344	379	367
Wskaźnik emisji z wychwytywaniem CO ₂	kg CO ₂ /(MW·h)	92	145	112	65	152	108	40	66	52
Wzrost zużycia energii potrzebnej do wychwytywania CO ₂	%	24	40	31	14	25	19	11	22	16
Nakład inwestycyjny bez wychwytywania CO ₂	USD/kW	1161	1486	1286	1169	1565	1326	515	724	568
Nakład inwestycyjny z wychwytywaniem CO ₂	USD/kW	1894	2578	2096	1414	2270	1825	909	1261	998
Koszt wytwarzania energii elektrycznej bez wychwytywania CO ₂	USD/(MW·h)	43	52	46	41	61	47	31	50	37
Koszt wytwarzania energii elektrycznej z wychwytywaniem CO ₂	USD/(MW·h)	62	86	73	54	79	62	43	72	54

Źródło: [4]

techniczno-ekonomiczne dotyczące technologii CCS. Planowane w najbliższych latach finansowanie przez UE budowy 10–12 pilotażowych, dużych elektrowni z systemami CCS powinno zweryfikować publikowane dane. Do analiz techniczno-ekonomicznych w dalszej części artykułu wykorzystano dane zawarte w raporcie IPCC [4]. Szerokie przedziały wartości wielkości prezentowanych w [4] wskazują na ich niepewność.

Podstawowym składnikiem kosztów technologii CCS w elektrowniach konwencjonalnych są koszty wychwytywania CO₂. Zawierają one koszty kompresji CO₂ do ciśnienia około 14 MPa, dogodnego do transportu gazociągami. Koszty wychwytywania CO₂ zależą od technologii wytwarzania energii elektrycznej i obecnie są szacowane według [4] na poziomie: 18–34 USD/(MW·h) dla elektrowni konwencjonalnej z kotłami pyłowymi FSB PC, 9–22 USD/(MW·h) dla elektrowni gazowo-parowej ze zgazowaniem węgla IGCC, 12–24 USD/(MW·h) dla elektrowni na gaz ziemny z kombinowanym cyklem gazowo-parowym CCGT. Natomiast koszty transportu i składowania szacuje się na około 0,5–6 USD/(MW·h) dla elektrowni węglowych, a dla elektrowni gazowych koszty powyższe są około dwukrotnie mniejsze. Oszacowania kosztów podziemnego magazynowania CO₂ w formacjach solankowych lub wyeksploatowanych polach gazowych i naftowych kształtują się w granicach 0,5–8,0 USD/t CO₂.

W tabeli 1 przedstawiono podstawowe dane dotyczące kosztów i ograniczenia emisji CO₂ dla podstawowych technologii wytwarzania energii elektrycznej, wykorzystywane w dalszych analizach.

3. Model decyzyjny projektów inwestycyjnych w warunkach ryzyka

Do oceny efektywności inwestycji w warunkach ryzyka wykorzystano metodykę optymalizacji opisaną szczegółowo w [7, 8]. Bazuje ona na równaniu Bellmana i wykorzystuje wskaźnik wartości zaktualizowanej netto *NPV*. Metodyka posłużyła do analizy inwestycji polegającej na budowie elektrowni z instalacją wychwytywania CO₂.

Wskaźnik *NPV* (w przypadku pominięcia wartości likwidacyjnej przedsięwzięcia inwestycyjnego) równy jest zdyskontowanemu przepływowi gotówkowym pomniejszonym o koszt inwestycji *I* (poniesiony w okresie *N_b* trwania budowy i zdyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji). W postaci dyskretnej:

$$NPV = V - I = \sum_{t=1}^{N_b} \frac{\pi_t}{(1+r)^t} - I \quad (1)$$

W przypadku uwzględniania ciągłego charakteru przepływów pieniężnych wzór na wartość zdyskontowaną netto przyjmuje postać:

$$NPV = V - I = \int_0^{N_e} \pi(t) e^{-rt} dt - I \quad (2)$$

gdzie: r – stopa dyskonta przyjęta przez inwestora,
 N_e – okres eksploatacji,
 $\pi_t, \pi(t)$ – roczne saldo netto wpływów gotówkowych w kolejnych latach t ,
 tzn. różnica między faktycznymi wpływami a wydatkami.

Na przewidywane wydatki w danym roku $C(t)$ składają się: koszty surowców (paliwa) i energii, koszty płac, koszty opłat za eksploatację środowiska, koszty remontów, koszty sprzedaży, ubezpieczenia w danym roku. Założono, że eksploatacja generuje koszty C , oraz że eksploatacja może być czasowo zawieszona, jeśli przepływ pieniężny P obniży się poniżej wartości kosztów C . Możliwe jest ponowne uruchomienie produkcji, jeśli przepływ P zwiększy się powyżej wartości C . Dodatkowe koszty związane z odstawieniem urządzeń z eksploatacji i koszty rozruchu uwzględniono w koszcie C . Wartość projektu V zależy od wartości wpływów P , które zmieniają się w sposób losowy z trendem (zgodnie z modelem geometrycznych ruchów Browna, tzw. równaniem dyfuzji) i dlatego wartość projektu wyznaczono jako funkcję przychodów $V(P)$. Wykorzystano podejście opcyjne, tzw. *real options approach* [2], definiując opcję inwestowania i czekania z podjęciem inwestycji. Zadanie optymalizacji polega na wyznaczeniu wartości maksymalnej z opcji inwestowania, utożsamianej ze wskaźnikiem NPV , a zmienną decyzyjną jest czas podjęcia inwestycji. Kryterium optymalizacji dynamicznej wynika z równania Bellmana. Uzyskane z równania Bellmana równanie różniczkowe można rozwiązać i wyznaczyć wartość P^* , tzn. wartość krytyczną (progową) wpływów, dla których inwestycja polegająca na budowie elektrowni ma zapewnioną efektywność ekonomiczną w warunkach ryzyka związanego z kształtowaniem się przyszłego salda netto wpływów. Na jej podstawie, znając wartość produkcji energii elektrycznej w elektrowni, można wyznaczyć krytyczną wartość ceny energii elektrycznej, powyżej której opłaca się inwestować natychmiast. Miernikiem ryzyka jest wartość współczynnika odchylenia standardowego rocznego salda netto wpływów gotówkowych σ .

4. Analiza efektywności ekonomicznej systemów CCS

Przeanalizowano budowę trzech nowoczesnych elektrowni z wychwytywaniem CO_2 : elektrownię konwencjonalną o mocy 460 MW z kotłem pyłowym FSB PC (*post-combustion CCS system*), elektrownię gazowo-parową ze zgazowaniem węgla IGCC o mocy 335 MW i elektrownię gazowo-parową na gaz ziemny CCGT o mocy 400 MW. Założono, że analizowane elektrownie są wyposażone w urządzenia do wychwytywania CO_2 . W analizie wykorzystano dane zawarte w tabelach 1 i 2 dla typowych elektrowni. Wyznaczono nakłady inwestycyjne projektów. Założono, że elektrownie będą pracować z wartością stopnia wyzyskania mocy zainstalowanej $n=0,7$, na podstawie którego wyznaczono produkcję

TABELA 2. Dane przykładowych elektrowni

TABLE 2. Data of selected power plants

Technologia	Moc elektrowni [MW]	Nakład inwestycyjny [mln USD]	Stopień wyzyskania mocy zainstalowanej	Produkcja energii elektrycznej [GW·h]	Roczna emisja CO ₂ (przy założeniu 85% skuteczności systemu CCS) [tys. t]
Elektrownia konwencjonalna z kotłem pyłowym FSB PC 460 MW	460	964,2	0,7	2820,7	315,9
Elektrownia gazowo-parowa ze zgazowaniem węgla IGCC 335 MW	355	611,4	0,7	2054,2	221,9
Elektrownia gazowo-parowa na gaz ziemny CCGT 400 MW	400	399,2	0,7	2452,8	127,6

energii elektrycznej i emisję roczną CO₂ (przy założeniu 85% skuteczności wychwytywania CO₂).

Do obliczenia kosztu produkcji energii elektrycznej z uwzględnieniem instalacji CCS przyjęto: dla technologii FSB PC (*post combustion* CCS system) średni koszt wychwycenia CO₂ na poziomie 26 USD/(MW·h), koszt transportu i składowania 3 USD/(MW·h), dla technologii IGCC średni koszt wychwycenia CO₂ 15,5 USD/(MW·h), podobnie koszt transportu i składowania 3 USD/(MW·h), a dla technologii CCGT średni koszt wychwycenia CO₂ 18 USD/(MW·h), koszt transportu i składowania 1,5 USD/(MW·h). Koszty zależą również od ceny uprawnienia do emisji CO₂, ponieważ założono konieczność zakupu uprawnień na 15% niewychwyconej emisji. Wariantowe obliczenia przeprowadzono przy założeniu ceny uprawnienia do emisji z przedziału $c_{uCO_2} = 10\text{--}40$ USD/t CO₂. Założono okres eksploatacji analizowanych elektrowni $N_e = 50$ lat. Dodatkowe parametry ujęte w obliczeniach to stopa dyskonta $r = 8\%$ i współczynnik trendu, rozumiany jako roczny przyrost wpływów pieniężnych P z projektu $\alpha = 3\%$ (stad $\delta = r - \alpha = 5\%$). Obliczenia wykonano dla wybranych wartości odchylenia standardowego dla względnych zmian przychodów. Wartości przyjęto z zakresu $\sigma = 0,05\text{--}0,3$. Większa wartość σ odzwierciedla wzrost ryzyka, dotyczącego niekorzystnego kształtowania się przychodów. Dla powyższych założeń wartość progowa ceny za energię elektryczną wyraża się wzorem:

$$c_e^* = \frac{P^*}{P_i n T_r} \quad (3)$$

gdzie: P_i – moc zainstalowana [MW],
 n – stopień wyzyskania mocy zainstalowanej,
 T_r – czas roczny, $T_r = 8760$ h.

TABELA 3. Krytyczne wartości projektu inwestycyjnego elektrowni konwencjonalnej z kotłem pyłowym FSB PC 460 MW w mln USD i ceny energii elektrycznej w USD/(MW·h) w funkcji miernika ryzyka σ

TABLE 3. Critical values of investment project of the fossil power plant with pulverised coal boiler FSB PC 460 MW in Millions of USD and electricity prices in USD/(MW·h) as a function of risk measure σ

Cena uprawnień c_{uCO_2} USD/t CO ₂	Wielkość σ	Jednostka	Wartości					
			0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
10	P^*	mln USD	252,9	276,5	305,5	335,9	367,4	399,9
	c^*_e	USD/(MW·h)	89,7	98,0	108,3	119,1	130,2	141,8
20	P^*	mln USD	256,2	280,1	309,3	340,0	371,6	404,3
	c^*_e	USD/(MW·h)	90,8	99,3	109,6	120,5	131,7	143,3
30	P^*	mln USD	259,5	283,7	313,1	344,0	375,8	408,7
	c^*_e	USD/(MW·h)	92,0	100,6	111,0	121,9	133,2	144,9
40	P^*	mln USD	262,8	287,2	316,9	348,0	380,0	413,1
	c^*_e	USD/(MW·h)	93,2	101,8	112,3	123,4	134,7	146,5

Tabela 4. Krytyczne wartości projektu inwestycyjnego elektrowni gazowo-parowej ze zgazowaniem węgla IGCC 335 MW w mln USD i ceny energii elektrycznej w USD/(MW·h) w funkcji miernika ryzyka σ

Table 4. Critical values of investment project of the integrated gasification combined cycle power plant IGCC 335 MW in Millions of USD and electricity prices in USD/(MW·h) as a function of risk measure σ

Cena uprawnień c_{uCO_2} USD/t CO ₂	Wielkość σ	Jednostka	Wartości					
			0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
10	P^*	mln USD	155,2	169,7	187,6	206,6	226,2	246,5
	c^*_e	USD/(MW·h)	75,5	82,6	91,3	100,6	110,1	120,0
20	P^*	mln USD	157,5	172,2	190,3	209,4	229,2	249,6
	c^*_e	USD/(MW·h)	76,7	83,8	92,6	101,9	111,6	121,5
30	P^*	mln USD	159,8	174,7	193,0	212,2	232,2	252,7
	c^*_e	USD/(MW·h)	77,8	85,0	93,9	103,3	113,0	123,0
40	P^*	mln USD	162,1	177,2	195,6	215,1	235,1	255,8
	c^*_e	USD/(MW·h)	78,9	86,3	95,2	104,7	114,5	124,5

TABELA 5. Krytyczne wartości projektu inwestycyjnego elektrowni gazowo-parowej na gaz ziemny CCGT 400 MW w mln USD i ceny energii elektrycznej w USD/(MW·h) w funkcji miernika ryzyka σ

TABLE 5. Critical values of investment project of the combined cycle gas turbine power plant CCGT 400 MW in Millions of USD and electricity prices in USD/(MW·h) as a function of risk measure σ

Cena uprawnień c_{uCO_2} USD/t CO ₂	Wielkość σ	Jednostka	Wartości					
			0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
10	P^*	mln USD	159,2	173,1	188,7	204,4	220,3	236,4
	c^*_e	USD/(MW·h)	64,9	70,6	76,9	83,3	89,8	96,4
20	P^*	mln USD	160,5	174,5	190,2	206,0	221,9	238,1
	c^*_e	USD/(MW·h)	65,4	71,2	77,5	84,0	90,5	97,1
30	P^*	mln USD	161,8	176,0	191,7	207,5	223,5	239,7
	c^*_e	USD/(MW·h)	66,0	71,7	78,2	84,6	91,1	97,7
40	P^*	mln USD	163,2	177,4	193,2	209,1	225,1	241,4
	c^*_e	USD/(MW·h)	66,5	72,3	78,8	85,2	91,8	98,4

Wartość krytyczną projektu inwestycyjnego P^* wyznaczono rozwiązując równanie różniczkowe, prezentowane w [8] dla modelu inwestycji z wartością projektu zależną od ceny energii elektrycznej. Wariantowe wyniki obliczeń dla trzech technologii z systemami CCS zaprezentowano w tabelach 3–5. Krytyczne wartości ceny energii elektrycznej c^*_e rosną wraz ze wzrostem ryzyka i przekraczają wartości kosztu wytwarzania energii elektrycznej podane w tabeli 1 i wynoszące odpowiednio: 73 USD/(MW·h) dla FSB PC, 62 USD/(MW·h) dla IGCC, 54 USD/(MW·h) dla CCGT.

Podsumowanie

Przepisy dotyczące emisji i uwalniania handlu pozwoleniami na emisję wymuszają na elektrowniach zmiany i dostosowanie się do wymagań, wykorzystując techniczne i ekonomiczne sposoby uwzględnienia ograniczeń emisji. Ustawa CCS zakłada konieczność zarezerwowania miejsca na przyszłą zabudowę instalacji CCS w nowo budowanych obiektach oraz sukcesywne modernizacje elektrowni. Elektrownie mogą obrać kilka strategii postępowania. Pierwszą strategią jest podejście pasywne, zakładające niepodejmowanie inwestycji proekologicznych, kontynuowanie emisji na niezmiennym poziomie i zaakceptowanie

opłat z tytułu użytkowania środowiska oraz zakup uprawnień do emisji CO₂. Alternatywą jest uniknięcie kosztów zakupu uprawnień poprzez ograniczenie emisji. W przypadku emisji CO₂ będzie można to osiągnąć poprzez modernizację elektrowni i budowę systemu wychwytywania oraz sekwestracji ditlenku węgla.

Z uwagi, że dotychczas powstały tylko pilotażowe instalacje CCS, to doświadczenia eksploatacyjne w tej mierze są bardzo ograniczone. O ile procesy wychwytywania CO₂ są znane, opanowane i sprawdzone w komercyjnych projektach, o tyle składowanie CO₂ wzbudza nadal kontrowersje i protesty, szczególnie ze strony obrońców środowiska. Można przypuszczać, że w niezbyt odległej przyszłości cały proces CCS będzie mógł być stosowany w komercyjnych przedsięwzięciach w zakresie wytwarzania energii elektrycznej. Zgodnie z założeniami w [1] UE obecnie przystąpiła do finansowania 10 do 12 dużych projektów elektrowni z systemami CCS. Polskie projekty (np. projekt w PGE Elektrownia Bełchatów, czy projekt ZAK S.A. wspólnie z PKE) mają szansę na włączenie do tej grupy. Instalacje z systemami CCS mają duże znaczenie dla Polski, gdyż konwencjonalna energetyka na węglu kamiennym i brunatnym jeszcze przez kilka dekad będzie dominującą [5, 10]. Realizacja projektów pilotażowych przyniesie cenne doświadczenia eksploatacyjne, dostarczy informacji o kosztach i doprowadzi do wyłonienia optymalnych rozwiązań technologicznych.

Przedstawiona analiza efektywności ekonomicznej budowy elektrowni z instalacjami wychwytywania ditlenku węgla uwzględnia zmieniające się w czasie wpływy i wydatki oraz ryzyko ich kształtowania się w przyszłości. Wariantowe obliczenia ukazują również wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ na wartości progowe ceny energii elektrycznej. Większe ryzyko niekorzystnego kształtowania się przyszłych przychodów, którego miernikiem jest wzrastająca wartość odchylenia standardowego σ , powoduje wzrost wartości progowej P^* przychodów z projektu, co powoduje zarazem wzrost wartości wyznaczonej ceny progowej energii elektrycznej c_e dla analizowanych elektrowni. Wpływ ceny uprawnień do emisji CO₂ na progową wartość przychodów i progową wartość ceny energii elektrycznej jest stosunkowo niewielki i ma charakter liniowy. Wynika z niewielkich ilości rocznej emisji CO₂ po wychwyceniu w systemach CCS z dużą skutecznością, około 85%.

Porównując koszty konwencjonalnej elektrowni podejmującej strategię pasywną, zakładającą brak instalacji CCS i realizującej zakup uprawnień na emisję CO₂ na giełdzie (przy założeniu braku bezpłatnych uprawnień), należy porównać cenę uprawnień z kosztem unikniętej emisji CO₂ w elektrowni z systemem CCS. Koszt emisji unikniętej nie jest równy kosztowi wychwycenia i składowania CO₂, ponieważ trzeba dodatkowo uwzględnić energię potrzeb własnych instalacji CCS, zwiększającą całkowitą emisję elektrowni z CCS. Według oszacowania w [4] dla elektrowni FSB PC wzrost zapotrzebowania na energię z tytułu CCS wynosi 24–40%. Stąd wynika średnie oszacowanie kosztu emisji unikniętej dla elektrowni FSB PC równe 41 USD/t CO₂. Przy obecnych oszacowaniach kosztów instalacji CCS, dla elektrowni FSB PC opłacałoby się wykonać modernizację polegającą na budowie instalacji CCS, gdy cena uprawnień do emisji byłaby wyższa niż 41 USD.

Dążenie do obniżenia kosztów nowoczesnych technologii i w konsekwencji do wykorzystania technologii zeroemisyjnych oraz sekwestracji ditlenku węgla na skalę komercyjną powinno być priorytetowym kierunkiem polityki energetycznej.

Literatura

- [1] Commission of the European Communities, 2007 – An Energy Policy for Europe. Brussels, 10.1.2007, COM(2007).
- [2] DIXIT A.K., PINDYCK R.S., 1994 – Investment under Uncertainty. Princeton University Press.
- [3] KOTOWICZ J., JANUSZ K., 2007 – Sposoby redukcji emisji CO₂ z procesów energetycznych. Rynek Energii, nr 1.
- [4] METZ B., DAVIDSON O., DE CONINCK H.C., LOOS M., MEYER L.A. (eds.), 2005 – IPCC special report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [5] POPLAWSKI T., DAŚAL K., 2008 – Problematyka programowania rozwoju systemu elektroenergetycznego w Polsce. Polityka Energetyczna t. 11, z. 1, s. 385–398.
- [6] ULIASZ-BOCHEŃCZYK A., MAZURKIEWICZ M., MOKRZYCKI E., PIOTROWSKI Z., 2004 – Utylizacja ditlenku węgla poprzez mineralną karbonatyzację. Polityka Energetyczna t. 7, s. 541–554.
- [7] SOWIŃSKI J., 2009 – Perspektywy wykorzystania technologii CCS w elektrowniach. Rynek Energii, Nr II (IV), marzec 2009, s. 122–127.
- [8] SOWIŃSKI J., 2008 – Inwestowanie w źródła wytwarzania energii elektrycznej w warunkach rynkowych, seria Monografie nr 148. Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa.
- [9] SOWIŃSKI J., 2006 – Ocena konkurencyjności inwestycji w sferze wytwarzania energii elektrycznej w warunkach niepewności. Przegląd Elektrotechniczny, 9, s. 89–91.
- [10] SZKUTNIK J., 2006 – Efektywność w sektorze energii elektrycznej – spojrzenie generalne. VI Seminarium Naukowe Wybrane zagadnienia elektrotechniki i elektroniki WZEE'2006, Lublin, s. 196–203.

Janusz SOWIŃSKI

Prices of carbon dioxide emission allowances and cost of the CCS systems in power plants

Abstract

An Energy Policy for Europe assumes at least a 20% reduction of greenhouse gases by 2020 compared to 1990. Emissions trading should support that objective. Reduction of carbon dioxide emissions in power plants could be realized by technology changes, increase of efficiency of power generation, and sequestration of CO₂. The commercial application of the Carbon dioxide Capture and Storage (CCS) technologies in fossil fuel power plants is connected with the investment and the operation cost. The lack of proecological investments will put the power plants to expense CO₂ emission allowances. The paper presents the technical-economic analysis of the CCS technologies and their influence to the cost of electricity production under risk taking into consideration emission allowances trading.

KEY WORDS: power plant investment, systems of carbon capture and storage (CCS), CO₂ emission allowances trading