

DOMINIK CIEJPA-ZNAMIROWSKI

KOSZTY EMISJI CO₂ W UNII EUROPEJSKIEJ

Komisja Europejska zaproponowała w projekcie pakietu klimatycznego, by od 2013 roku elektrownie musiały kupować 100% pozwoleń na emisję CO₂ do atmosfery na unijnym rynku handlu emisjami.

Na spełnienie stawianych wymagań w Polsce trzeba będzie przeznaczyć nawet 100 mld zł. Szczególnie kosztowna może być zmiana zasad przydziału uprawnień do emisji CO₂. Od 2013 roku energetyka i inne firmy intensywnie energetycznie 100% uprawnień miałyby kupować w systemie aukcyjnym.

Z prognoz Societe Generale i Deutsche Bank wynika, że po roku 2013 ceny pozwoleń na emisję CO₂ wyniosą około 35 euro za tonę lub nawet więcej. Przy takiej cenie polskie wydatki na zakup pozwoleń wyniosłyby 5,8 mld euro rocznie, a przy obecnej cenie – około 23 euro za tonę – 3,8 mld euro¹.

W ramach tzw. programu 3 x 20 Komisja Europejska postanowiła, że do 2020 roku nastąpi redukcja emisji gazów cieplarnianych o 20%, zwiększenie efektywności wykorzystania energii – także o 20% oraz zwiększenie wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych – do 20%. Każdy z krajów członkowskich ma osiągnąć inne wskaźniki. Polska strona nie jest do końca zadowolona z przypisanych Polsce norm. Wiążące dyrektywy mają wejść w życie dopiero za rok, więc jeśli negocjatorzy się postarają, najbliższe miesiące mogą przynieść jeszcze pewne zmiany.

System aukcyjny jest groźny dla polskiej gospodarki. W 2013 roku energia musiałaby zdrożeć o 70-100% tylko z powodu praw do emisji gazów. W sprawie handlu emisjami jest dużo spekulacji i trudno rozsądzić, jak to

Mgr DOMINIK CIEJPA-ZNAMIROWSKI – asystent Katedry zarządzania w Instytucie Ekonomii i Zarządzania na Wydziale Nauk Społecznych KUL, Al. Raławickie 14, 20-950 Lublin; e-mail: ciejpa@wp.pl

¹ Raport Societe Generale i Deutsche Bank – wrzesień 2008.

wpłyne na ceny energii. Rosną ceny ropy, w grę wchodzi podwyżka cen gazu, ceny węgla też się zmieniają i może to mieć większy wpływ na ceny energii niż wymogi. Ryzyko gwałtownego wzrostu cen jest jednak na tyle wysokie, że Polska chce, aby energetyka stopniowo dochodziła do obowiązku zakupu 100% uprawnień.

Przygotowywana przez resort gospodarki ustawa o efektywności energetycznej powinna stworzyć warunki do oszczędzenia do 2016 roku 9% energii (ponad 53 TWh), czyli więcej niż wyprodukowały w 2007 roku wszystkie elektrownie Polskiej Grupy Energetycznej.

Oszczędzanie energii ma wymusić wprowadzenie systemu tzw. białych certyfikatów. To mechanizm pozyskiwania, umarzania i obrotu świadectw potwierdzających oszczędności energii. Z szacunków wynika, że w latach 2009-2020 system może kosztować ok. 20 mld zł, które poprzez białe certyfikaty byłyby przetransferowane od odbiorców końcowych do podmiotów oszczędzających energię. Zła wiadomość jest jednak taka, że to również wpłynie na wzrost cen energii, bo koszty certyfikatów sprzedawcy energii mają wliczać w ceny.

Do sprecyzowania pozostaje, co oznacza cel 20% redukcji zużycia energii. Jako punkt odniesienia przyjęto prognozy zużycia do 2020 roku, tymczasem już obowiązuje przepis o zmniejszeniu zużycia o 9%. Na razie można jednak tylko szacować koszty tej dyrektywy.

Biorąc pod uwagę powyższe obserwacje, przewiduje się, że przydziały dla przemysłu zostaną zmniejszone tak, aby były bliższe faktycznym emisjom, z kolei przydziały dla energetyki zostaną dostosowane do ogólnych celów krajowych. W tabeli 1 zamieszczona została prognoza przydziałów oraz emisji dla sektora energetyki i przemysłu. Przeciętnie dla przemysłu założono niezmienną wielkość emisji, wskutek czego niedobór w wysokości 270 Mt CO₂ rocznie odczuje wyłącznie sektor energetyki. W przemyśle przydziały mogą być bardziej zróżnicowane. W niektórych sektorach konkurencja ma miejsce głównie na rynku międzynarodowym (np. przemysł aluminiowy czy chemiczny). Takie sektory mają ograniczone możliwości lub w ogóle nie mają możliwości przenoszenia kosztów. W tych sektorach przydziały wciąż mogą być nadmierne. Inne sektory skupiają się głównie na rynkach lokalnych (np. sektor cementowy) i także mogą przenosić część dodatkowych kosztów. W ich przypadku również może wystąpić pewien niedobór praw do emisji. Ogólnie rzecz biorąc, spodziewamy się, że nadwyżki i niedobory w przemyśle skompensują się.

Zagadnienia CER (Certified Emissions Reduction Units): możliwe implikacje ograniczenia podaży i limitów importu. Część deficytu uprawnień dla przedsiębiorstw objętych Unijnym Systemem Handlu Emisjami (EU-ETS) może zostać pokryta przez CER. Wszystkie państwa członkowskie wprowadziły limity importu na uprawnienia spoza regionu EU-ETS. Limity te są również oceniane są przez Komisję Europejską.

Na podstawie krajowych planów rozdzielania uprawnień, co do których Komisja Europejska podjęła już decyzję, limit importu CER dla całej Unii Europejskiej wynosi blisko 14%. Oznacza to, że instalacje mogą wykorzystać do 14% CER, aby spełniać obowiązujące wymogi. Nie wszystkie kraje przyjęły taki sam limit, ale ponieważ niniejszy raport dotyczy sytuacji w UE, pod uwagę wzięto jedynie limit importu dla całej Unii Europejskiej.

W tabeli 2 zamieszczono prognozowaną sytuację energetyki i przemysłu oraz limity importu. Przewiduje się, że w energetyce zabraknie około 270 Mt CO₂ rocznie, przy czym można będzie zaimportować do 200 milionów CER. Przemysł nie będzie musiał wykorzystywać CER, ponieważ nie przewiduje się dla niego niedoboru netto. Niemniej jednak przemysł mógłby ewentualnie wykorzystać do 115 milionów CER, aby spełniać obowiązujące wymogi. Są to wielkości ogólne. W sektorze energetyki niektóre zakłady odnotują zdecydowanie większy niedobór niż inne, w zależności od lokalnych mechanizmów rozdzielania uprawnień lub zastosowanych wzorców. W rezultacie limit importu pierwszego rzędu spowoduje napływ do EU-ETS maksymalnie 200 milionów CER rocznie, a łącznie 1 miliard CER. Pierwszy rząd oznacza tu, że instalacje, w których wystąpi niedobór, wykorzystają CER, aby spełnić obowiązujące wymogi, przy ograniczeniu w postaci limitu importu, z kolei instalacje, w których wystąpi nadwyżka, wykorzystają tylko przydzielone im uprawnienia. W praktyce – ponieważ limit ustalono na poziomie instalacji – a nie całego sektora – limit importu jest niższy. Na przykład wysoko wydajne elektrownie gazowe lub elektrociepłownie otrzymają o wiele większe przydziały niż mało wydajne elektrownie węglowe, które prawdopodobnie odczują niedobór uprawnień sięgający 50% lub więcej. W praktyce, biorąc pod uwagę rozlokowanie instalacji oraz zróżnicowanie paliw w strategiach rozdzielania uprawnień, szacujemy, że limit importu CER pierwszego rzędu mieści się w zakresie od 500 do 700 milionów.

Tabela 1.
Uprawnienia do emisji CO₂ netto
dla energetyki i przemysłu w Fazie I i II

Mt CO ₂ /rok		Faza I	Faza II
Energetyka	Przydział	1220	1140
	Emisje	1310	1410
Przemysł	Przydział	920	810
	Emisje	810	810

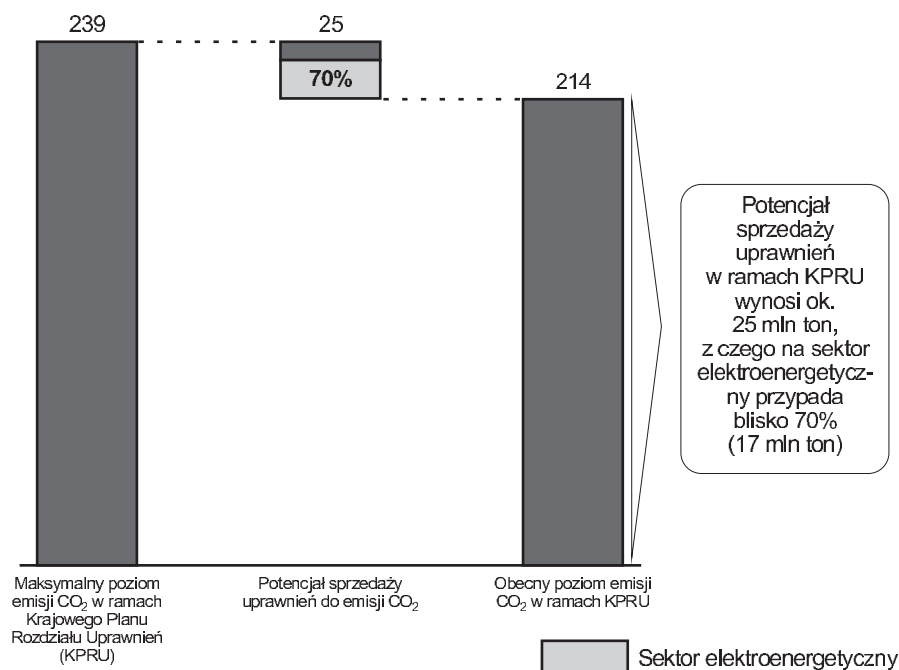
Tabela 2.
Uprawnienia do emisji CO₂ netto dla
energetyki i przemysłu w Fazie II
oraz ewentualny import CER

Mt CO ₂ /rok		Faza II
Energetyka	Niedobór	270
	Emisje	1410
	Limit importu CER	200
Przemysł	Niedobór	0
	Emisje	810
	Limit importu CER	115

Źródło: Fortis Bank SA. Prawa do emisji CO₂

Przepisy określające poziom emisji CO₂ stwarzają firmom emitującym CO₂ dużą szansę na poprawę pozycji konkurencyjnej. Polska jest jednym z krajów, które sygnowały Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu i podpisały protokół z Kioto (w 1992 r.). Jego celem było ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂, do atmosfery. Zapisy protokołu weszły w życie w 2005 r.² Od tego roku Polska stała się potencjalnym uczestnikiem europejskiego rynku handlu uprawnieniami do emisji, dysponując nadwyżką do odsprzedaży. Innymi słowy, obecny poziom emisji dwutlenku węgla jest mniejszy niż limit przyznany w ramach protokołu z Kioto (nawet po redukcji naszego krajowego planu rozdziału uprawnień przez UE o 16,4%).

² B. P o d s k r o b k o, *Zarządzanie środowiskiem*, Warszawa: Wyd. PWE 1998.



Potencjał sprzedaży uprawnień do emisji CO₂
w polskim sektorze elektroenergetycznym w milionach ton
za: „Świat Energii” 2008

Dnia 27 grudnia 2005 r. rząd przyjął rozporządzenie w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2005-2007. Wciąż jeszcze nie wiadomo, kiedy polskie firmy będą mogły handlować pozwoleniami na emisję dwutlenku węgla.

Przedsiębiorstwa mające uprawnienia do emisji dwutlenku węgla muszą spełnić wiele obowiązków, co w naturalny sposób spowoduje wzrost kosztów ich działalności. Obowiązki, jakie muszą spełnić podmioty uczestniczące w systemie handlu uprawnieniami, wynikają z wymagań formalnych i prawnych nałożonych na te przedsiębiorstwa. Firmy muszą np. w ściśle określony sposób dokonywać pomiarów emisji, które muszą być następnie zweryfikowane przez niezależnych audytorów. Przedsiębiorstwa muszą być podłączone do rejestru uprawnień, w którym będą monitorowane pozwolenia posiadane przez konkretne podmioty. Kluczowym wymogiem jest to, aby ilość wyemitowanego dwutlenku węgla nie przekroczyła wielkości określonych w posiadanych uprawnieniach³.

³ W. N i e d r z w i c k i, *Zarządzanie środowiskowe*, Warszawa: PWE 2006.

Oprócz tych ściśle technicznych wymagań uczestnictwo w systemie wiąże się ze zmianą warunków funkcjonowania przedsiębiorstw. Emisja dwutlenku węgla staje się dodatkowym czynnikiem otoczenia biznesowego. Przedsiębiorstwa muszą rozważyć różne scenariusze, w których zestawiają swoją prognozowaną produkcję, emisję dwutlenku węgla i poziom przyznaných limitów. W oparciu o te dane muszą przeanalizować swoją strategię, a także zaplanować, czy będą sprzedawać nadwyżki uprawnień, a jeśli tak, to w jakich ilościach, kiedy i komu, czy też będą musiały dokupić brakujące uprawnienia.

Przedsiębiorstwa muszą także wdrożyć struktury i procesy, które będą umożliwiały zarządzanie posiadanymi uprawnieniami i dokonywanie transakcji kupna lub sprzedaży. Takie struktury na pewno będą musiały uwzględniać wiele obszarów funkcjonowania przedsiębiorstwa: od kwestii ochrony środowiska poprzez zagadnienia finansowe po obszar planowania inwestycji.

Wzrosną koszty krańcowe dla przedsiębiorstw, jeżeli bowiem firma otrzyma tyle uprawnień, że pozwoli jej to tylko na wyprodukowanie określonej ilości energii (czy innych produktów, których wytwarzanie wiąże się z emisją CO₂), to każdy zwiększony poziom produkcji będzie się wiązał z koniecznością dokupienia uprawnień.

Funkcjonowanie w systemie handlu uprawnieniami wiąże się również z możliwościami redukcji emisji. Jeśli przedsiębiorstwo będzie w stanie zredukować poziom emisji niższym kosztem, niż wynosi cena rynkowa uprawnień, to będzie ono mogło zrealizować określone przedsięwzięcie modernizacyjne, przez co obniży swoją emisję. Powstała dzięki temu nadwyżkę uprawnień firma będzie mogła sprzedać.

Przedsiębiorstwa będą więc musiały przeanalizować takie zagadnienia, jak na przykład emisyjność poszczególnych paliw. Kwestia ta nie dotyczy obecnie polskich wytwórców energii, ponieważ nie mają oni możliwości przestawienia produkcji energii, np. z węgla na gaz, gdyż prawie w całości energia w Polsce wytwarzana jest w oparciu o węgiel. Jednak przedsiębiorstwo o skali europejskiej, mające w swej strukturze moce wytwórcze wykorzystujące różne paliwa, może w danej chwili analizować zmiany cen węgla czy gazu i w zależności od ceny uprawnień przestawiać się na inne paliwo.

Według wstępnych szacunków nadwyżkę w sektorze elektroenergetycznym ocenia się na 17 mln ton. Stanowi to niebagatelną wartość, która – w zależności od aktualnych cen uprawnień do emisji CO₂ – mogłaby częściowo sfinansować niezbędne inwestycje w ochronę środowiska. Należy podkreślić, że prawa do emisji CO₂ mogą być dla producentów energii nie tylko źródłem zysków, ale tzw. *opportunity cost*, czyli decydować o ograniczaniu lub

zwiększaniu produkcji w zależności od bieżącej pozycji na krzywej kosztów i aktualnych cen uprawnień do emisji gazów.

Ogólnie uprawnieniami do emisji CO₂ można handlować w jeden z trzech sposobów: handel na giełdzie (obecnie funkcjonuje sześć giełd); handel poprzez brokera, samodzielny handel z jakąkolwiek dowolnie wybraną firmą. Każde z tych rozwiązań ma wady i zalety. Transakcje giełdowe wiążą się z koniecznością poniesienia przez spółkę dodatkowych kosztów, takich jak opłaty roczne i prowizje, ale z drugiej strony giełda przejmuje ryzyko finansowe związane z wypłacalnością partnera. Broker z kolei jest zobowiązany do znalezienia najlepszej transakcji na rynku i wsparcia firmy w konstrukcji umowy, ale skorzystanie z jego usług wiąże się z koniecznością zapłacenia prowizji. Jeżeli natomiast firma chce dokonać transakcji kupna lub sprzedaży bezpośrednio z innym przedsiębiorstwem, to może wtedy liczyć na niższe koszty transakcyjne i możliwość zdobycia przy tym wiedzy o funkcjonowaniu EU-ETS, ale niższe jest prawdopodobieństwo uzyskania optymalnej ceny, istnieje również ryzyko finansowe związane z partnerem.

W przypadku dużej firmy, która będzie dysponowała dużą ilością uprawnień do sprzedaży (lub będzie zamierzała je zakupić), powinna ona wykształcić wewnętrzne komórki organizacyjne zajmujące się tym obszarem i aktywnie handlować poprzez giełdę lub brokera, a przede wszystkim sformułować odpowiednią strategię handlową i inwestycyjno-modernizacyjną. Mniejsze firmy, które będą chciały uniknąć ponoszenia kosztów, mogą się zdecydować na sporadyczny handel raz czy dwa razy w roku, w celu biernego dostosowania ilości posiadanych uprawnień do prognozowanych ilości emisji.

BIBLIOGRAFIA

- N i e d r z w i c k i W., Zarządzanie środowiskowe, Warszawa: PWE 2006.
P o d s k r o b k o B., Zarządzanie środowiskiem, Warszawa: PWE 1998.
Raport Societe Generale i Deutsche Bank – wrzesień 2008.

THE COSTS OF CO₂ EMISSION IN THE EUROPEAN UNION

S u m m a r y

In its plan of climatic package the European Commission has suggested that from 2013 power stations will have to buy 100% permits for CO₂ emission to the atmosphere on the Union market for trading emissions.

Companies that have the rights to emit carbon dioxide have to carry out a lot of duties, which in a natural way causes an increase in the cost of their functioning. The duties that have to be carried out by the subject participating in the system of trading the rights for emission result from the formal and legal requirements imposed on these enterprises.

The companies also have to implement the structures and processes that will make it possible to manage the rights they possess as well as to carry out purchase or sale transactions. Such structures surely will have to take into consideration a lot of areas where the company functions: from the question of environmental protection, through financial issues, to the area of planning investments.

Translated by Tadeusz Karłowicz

Słowa kluczowe: CO₂, pakiet klimatyczny, koszt emisji, handel emisjami.

Key words: CO₂, climatic package, cost of emission, trade in emissions.