

**Igor Styn**

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

---

## PODSTAWOWE PROBLEMY ZWIĄZANE Z ZARZĄDZANIEM RYZYKIEM EMISJI CO<sub>2</sub> PRZEZ WYTWÓRCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE

---

**Streszczenie:** Na podstawie charakterystyki czynników wpływających na cenę pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na rynku europejskim, podstawowych zachowań inwestorów oraz rodzajów ryzyka związanych z zarządzaniem emisją autor próbuje opisać aktualną sytuację sektora wytwarzania energii elektrycznej w zakresie emisji CO<sub>2</sub> i wskazać najbardziej efektywne, jego zdaniem, narzędzia zabezpieczenia otwartej pozycji na rynku emisji CO<sub>2</sub>. W pierwszej części tekstu opisano sposoby nabywania uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w kolejnej zanalizowano czynniki cenotwórcze na europejskim rynku uprawnień do emisji (EU ETS) i podstawowe wzorce zachowań inwestorów, w ostatniej zaś poddano analizie podstawowe typy ryzyka związane z emisją CO<sub>2</sub> i funkcjonowaniem rynku EU ETS, a także możliwości zarządzania nimi przez wytwórców energii elektrycznej w Polsce.

**Słowa kluczowe:** zarządzanie ryzykiem, emisja gazów cieplarnianych, rodzaje ryzyka emisji CO<sub>2</sub>.

### 1. Wstęp

Artykuł ma na celu analizę aktualnej sytuacji sektora wytwarzania energii elektrycznej w zakresie emisji CO<sub>2</sub> i wskazanie najbardziej efektywnego zdaniem autora narzędzia zabezpieczenia otwartej pozycji na rynku emisji CO<sub>2</sub>. Analizę przeprowadzono na podstawie charakterystyki czynników wpływających na cenę pozwoleń na emisję CO<sub>2</sub> na rynku europejskim, zachowań inwestorów oraz rodzajów ryzyka związanych z zarządzaniem emisją CO<sub>2</sub>.

Artykuł jest podzielony na trzy punkty. W pierwszym opisano sposoby nabywania uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w kolejnym zanalizowano czynniki cenotwórcze na europejskim rynku uprawnień do emisji (EU ETS) i podstawowe wzorce zachowań inwestorów. W ostatnim zaś, najważniejszym, poddano analizie podstawowe typy ryzyka związane z emisją CO<sub>2</sub> i funkcjonowaniem rynku EU ETS, a także możliwości zarządzania nimi przez wytwórców energii elektrycznej w Polsce.

## 2. Sposoby nabywania uprawnień do emisji GHG (w tym CO<sub>2</sub>)

Ratyfikowany przez Polskę i UE protokół z Kioto przewiduje trzy sposoby nabywania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (zwanymi dalej GHG) przez kraje – strony protokołu wymienione w załączniku I<sup>1</sup> oraz podmioty gospodarcze z tych krajów (zwane mechanizmami Kioto):

1) poprzez tzw. mechanizm czystego rozwoju (*Clean Development Mechanism*), zwany dalej CDM, wprowadzony przez art. 12 protokołu;

2) poprzez tzw. mechanizm wspólnych wdrożeń (*Joint Implementations*), zwany dalej JI, wprowadzony przez art. 6 protokołu;

3) poprzez mechanizm międzynarodowego handlu emisjami (*International Emissions Trade*), zwany dalej IET, wprowadzony przez art. 17 protokołu.

Mechanizm CDM oznacza inwestycję państwa wymienionego w załączniku I do protokołu (lub przedsiębiorstwa z tego państwa) na terytorium państwa niewymienionego w załączniku I (państwo goszczące, niezobligowane do redukcji emisji GHG na mocy protokołu), która ma na celu redukcję, uniknięcie lub pochłanianie GHG. W rezultacie realizacji tej inwestycji państwo z załącznika I otrzymuje od państwa goszczącego tzw. jednostki poświadczonej redukcji (CER – *Certified Emission Reduction*), które inwestor (państwo lub przedsiębiorstwo) może użyć do rozliczenia części swoich zobowiązań emisyjnych, względnie sprzedać na rynku innym podmiotom. Państwo goszczące nie ma przyznanych limitów uprawnień do emisji, bo nie jest zobowiązane do redukcji emisji GHG. W związku z tym emituje CER-y, które otrzymuje państwo będące inwestorem lub inwestor prywatny, w ten sposób zwiększając swój zasób uprawnień oraz liczbę uprawnień w skali globalnej.

Mechanizm JI tym różni się od CDM, że zarówno państwo będące inwestorem, jak i państwo goszczące są wymienione w załączniku I do protokołu, czyli są zobowiązane do redukcji emisji GHG. W efekcie realizacji inwestycji w państwie goszczącym następuje uzyskanie przez inwestora jednostek redukcji emisji (ERU – *Emission Reduction Units*). Transfer ERU z państwa goszczącego na rachunek inwestora powoduje odpowiednie zmniejszenie się liczby uprawnień posiadanych przez państwo goszczące i zwiększenie się liczby uprawnień w dyspozycji państwa inwestora, czyli nie ma zwiększenia liczby uprawnień w systemie.

Mechanizm IET wprowadziła na powszechną skalę *de facto* jedynie UE. Nazywa się on EU ETS (*EU Emission Trade System*). System EU ETS aktualnie bazuje na dwóch podstawowych zasadach, są nimi:

1. *Cap and trade* (zasada administracyjnego przydziału uprawnień oraz wolnego obrotu nadwyżkami emisji przydzielonych nad faktycznie wykonanymi).

---

<sup>1</sup> Na koniec lutego 2009 r. są to: UE, wszystkie kraje członkowskie UE, Szwajcaria, Chorwacja, Norwegia, Islandia, Białoruś, Ukraina, Rosja, Turcja, Kanada, USA, Japonia, Australia, Nowa Zelandia.

2. Zasada etapowego wdrażania w 5-letnich okresach rozliczeniowych (możliwość poszerzenia o GHG inne niż CO<sub>2</sub> i nowe sektory gospodarki).

EU ETS w II okresie rozliczeniowym (lata 2008-2012) zorganizowany jest w oparciu na zasadzie nieaukcyjnego przydziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na cały okres dla poszczególnych krajów członkowskich, które następnie rozdzielają je na poszczególne sektory gospodarki objęte IET, a na końcu – na instalacje objęte mechanizmem, czyli zgłoszone Komisji. Przydzielone uprawnienia nazywane są EUA (*EU Allowances*). Przedsiębiorstwa posiadające te instalacje mogą wykorzystać przydzielone EUA w dwojaki sposób:

1) do wypełnienia założonych celów redukcji emisji lub

2) do obrotu na wolnym rynku (w celu obniżenia efektywnego kosztu emisji CO<sub>2</sub> ponad przydział lub uzyskania dodatkowych przychodów z obrotu EUA w przypadku, gdy planują obniżenie produkcji, czyli w efekcie obniżenie emisji).

Zamiast EUA przedsiębiorstwa mające instalacje objęte EU ETS mogą do realizacji obowiązku rozliczania emisji używać zamiennie CER lub ERU. Decyzją Komisji w Polsce takie rozliczenie zamienne jest ograniczone jedynie do 10% rocznego przydziału EUA dla danej instalacji<sup>2</sup>.

Zarówno jednostka CER, ERU, jak i EUA odpowiada 1 Mg wyemitowanego CO<sub>2</sub> lub 1 Mg wyemitowanego równoważnika emisji CO<sub>2</sub> w przypadku innego GHG.

Zasady CDM i JI z protokołu z Kioto w krajach UE oraz mechanizm EU ETS wprowadzone zostały przez dyrektywę 2003/87/WE oraz tzw. dyrektywę łączącą (dyrektywa 2004/101/WE)<sup>3</sup>. W polskim prawie pierwszą z nich wprowadzono Ustawą z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji, a drugą – Ustawą z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji<sup>4</sup>.

W okresie rozliczeniowym 2008-2012 Komisja ograniczyła Polsce limit EUA do wysokości średniorocznie 200,97 mln Mg CO<sub>2</sub> z wnioskowanych 279,61 mln Mg CO<sub>2</sub>, wskutek czego poszczególne sektory otrzymały o wiele mniej EUA niż oczekiwały. Jednym z najbardziej poszkodowanych był sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła odpowiadający za ok. 82% emisji CO<sub>2</sub> w gospodarce polskiej. Instalacje do spalania paliw (energetyka zawodowa, ciepłna oraz przemysłowa) otrzymały średniorocznie do wykorzystania 171,51 mln Mg CO<sub>2</sub> z wnioskowanych 197,96 mln Mg CO<sub>2</sub> oraz rezerwę na nowe instalacje w wysokości 7,4 mln Mg CO<sub>2</sub>

<sup>2</sup> Por. pkt 6 załącznika do Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (DzU nr 202, poz. 1248), zwanego dalej „Rozporządzenie”.

<sup>3</sup> Opublikowane odpowiednio w: DzUrz UE L nr 275 z 25.10.2003, s. 32, a także w: DzUrz UE L nr 338 z 13.11.2004, s. 18.

<sup>4</sup> Opublikowane odpowiednio w: DzU 2004 nr 281, poz. 2784, a także w: Dz U 2009 nr 130, poz. 1070.

wobec wnioskowanych 10,2 mln Mg CO<sub>2</sub>. Przydzielone sektorowi wytwarzania energii elektrycznej i ciepła EUA stanowią 86% limitu EUA wnioskowanego dla sektora<sup>5</sup>.

### 3. Czynniki wpływające na cenę EUA. Zachowania inwestorów na rynku emisji CO<sub>2</sub>

Cena EUA zależy od wielu czynników. W literaturze można się spotkać z podziałem na dwie ich grupy:

- 1) czynniki regulacyjne (administracyjne),
- 2) czynniki rynkowe [Michalski 2005, s. 13].

Spośród czynników administracyjnych najważniejsze wydają się:

- a) restrykcyjność limitów emisji przyznawanych przez Komisję poszczególnym krajom członkowskim UE,
- b) rozszerzanie zakresu sektorowego EU ETS,
- c) sposoby redystrybucji EUA przez poszczególne kraje w ramach krajowych planów rozdziału uprawnień (zwanymi dalej KPRU),
- d) dostępność do mechanizmów CDM i JI.

Zgodnie z narzuconą sobie przez UE tendencją do zaostrzania wymogów polityki klimatyczno-środowiskowej w krajach członkowskich teoretycznie restrykcyjność podejścia Komisji do limitów EUA dla poszczególnych krajów powinna być wysoka i porównywalna, bowiem w większości z nich energetyka oparta jest na paliwach kopalnych średnio emisyjnych (gaz ziemny, mazut) lub wysoko emisyjnych (węgiel kamienny i brunatny). W praktyce tak nie jest. Widać to wyraźnie w decyzjach Komisji dotyczących przydziału EUA w II okresie rozliczeniowym dla trzech krajów, których energetyka jest najbardziej uzależniona od węgla (Niemcy, Czechy, Polska). Z ośmiu krajów, których przydziały wynoszą łącznie 74,3% wszystkich EUA przydzielonych w latach 2008-2012, najbardziej restrykcyjne limity otrzymała Polska<sup>6</sup>. Rozszerzenie zakresu sektorowego i przedmiotowego EU ETS planowane jest na 2013 r. Na pewno włączony do systemu zostanie sektor transportu lotniczego, prawdopodobnie sektor syntezy chemicznej i produkcji amoniaku, co spowoduje

---

<sup>5</sup> Dane dotyczące aktualnych przydziałów EUA zob. [Rozporządzenie...]. Dane nt. wnioskowanych przydziałów przez Polskę w 2006 r. zob. [Krajowy plan...2006 ], dalej zwany: KPRU 2008-2012. Wprawdzie Polska zaskarżyła decyzję Komisji o tak drastycznym obcięciu wnioskowanych przydziałów i wygrała postępowanie przed Trybunałem w Strasburgu, lecz do końca 2009 r. rząd polski i Komisja nie doszły do porozumienia co do skali ewentualnego zwiększenia przez Komisję przydziału dla Polski. Dlatego do dalszej analizy używam limitów określonych w KPRU 2008-2012.

<sup>6</sup> Niemcom obcięto przydział w stosunku do wnioskowanego o 6% (łącznie udział EUA przydzielony niemieckim instalacjom w stosunku do wszystkich EUA w ramach EU ETS wynosi 21,6%), Czechom – o 14,8% (łącznie udział EUA = 4,1%), Polsce – o 28% (łącznie udział EUA = 9,9%) [Capoor, Ambrossi 2008, s. 10].

rozszerzenie przedmiotowe zakresu EU ETS o GHG w postaci tlenków azotu i poli-fluorków węgla<sup>7</sup>.

W Polsce przyjęto sposób redystrybucji EUA na bazie faktycznych analiz emisji dla poszczególnych sektorów z 2005 r. oraz planowanego tempa rozwoju gospodarczego kraju i spadku energochłonności gospodarki. Zasady są sprawiedliwe, lecz w sytuacji, gdy Komisja redukuje przydział o 28% w stosunku do wnioskowanego, następuje walka pomiędzy organizacjami gospodarczymi reprezentującymi poszczególne sektory objęte EU ETS o zwiększenie i tak zredukowanego przydziału, co miało miejsce w Polsce w latach 2007-2008. Wygrywa z reguły ten sektor, który ma silniejsze lobby u decydentów politycznych.

Dostępność CER i EUA jest ograniczona liczbą i wielkością projektów CDM i JI, żmudną procedurą kwalifikacyjną i rejestracyjną projektów CDM oraz narzuconym przez Komisję obowiązkiem ich uzupełniającego charakteru względem inwestycji w ograniczanie emisji dokonywanych bezpośrednio przez zainteresowane przedsiębiorstwa w kraju ich siedziby. Zorganizowany rynek ERU nie istnieje poza kontraktami dwustronnymi zawierającymi OTC, stąd brak ich kwotowań. O wiele większa jest dostępność CER, głównie z projektów realizowanych w Chinach.

Czynniki rynkowe są nie mniej istotne niż regulacyjne. Zaliczyć do nich można:

- a) relacje pomiędzy kosztami wykorzystania różnych paliw wpływające bezpośrednio na koszt redukcji emisji dla przedsiębiorstwa elektroenergetycznego,
- b) możliwość szybkiej zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przez system elektroenergetyczny w danym kraju objętym EU ETS,
- c) trendy zużycia energii,
- d) płynność i strukturę rynku [Michalski 2005, s. 13].

W sytuacji niedoboru EUA w stosunku do potrzeb emisyjnych przedsiębiorstw teoretycznie najważniejszym z czynników cenotwórczych powinien być koszt redukcji emisji, który w przypadku elektrowni lub elektrociepłowni opalanych paliwami kopalnymi lub biomasą zależy w dużej mierze od kosztu wykorzystania paliwa. Tak też się dzieje w praktyce, przy cenie za 1 EUA w wysokości 20 (dla warunków polskich) do 25 EUR (dla warunków określanych jako średnia dla UE) opłaca się bowiem przestawić produkcję energii elektrycznej z węgla na gaz ziemny lub mazut. Problemem jest praktyczna realizacja takiego przestawienia produkcji w skali istotnej dla całego systemu elektroenergetycznego, z krajów objętych EU ETS możliwa jest ona jedynie w Wielkiej Brytanii i we Włoszech. Mimo wszystko istnieje korelacja między cenami ropy naftowej a cenami EUA i podążającymi za nimi z pewnym dyskontem cenami CER. Jest tak dlatego, że cena gazu ziemnego w kontraktach dwustronnych jest związana z ceną rynkową ropy naftowej.

Trendy zużycia energii mogą być krótkofalowe (związane ze spadkiem produkcji wynikającym z recesji gospodarczej) lub długofalowe (wynikające ze zmian

---

<sup>7</sup> Emisja tych GHG procentowo nie jest istotna w porównaniu z CO<sub>2</sub>. W warunkach polskich emisja CO<sub>2</sub> w 2005 r. stanowiła 99,4% emisji GHG.

w podejściu konsumentów końcowych do kwestii oszczędzania energii lub z przeniesienia energochłonnej produkcji poza UE w celu uniknięcia wzrostów kosztu energii). Wpływ tych ostatnich na cenę EUA na razie trudno oszacować, dopiero zaczynają się one bowiem uwidaczniać.

Obroty EUA w 80% odbywają się w formie kontraktów dwustronnych zawieranych OTC, głównie poprzez London Energy Brokers Association (LEBA, 54% transakcji) oraz European Climate Exchange (ECX, 38% transakcji). Pozostałe 20% przypada na rynek giełdowy, na którym 84% obrotów odbywa się na ECX, natomiast reszta na Nordpoolu, Bluenext i European Energy Exchange (EEX). Obroty w 2007 r. wynosiły 2061 mln EUA, co przy średniorocznym limicie EUA w II okresie rozliczeniowym dla wszystkich krajów objętych EU ETS w wysokości 2082,7 mln EUA świadczy o dużej pojemności rynku [Capoor, Ambrossi 2008, s. 8, 10]. Specyfiką rynku emisji jest to, że dominują na nim transakcje terminowe. Zawierane są także różnego rodzaju transakcje swapowe, nie tylko pomiędzy rynkiem EUA a rynkiem CER. Transakcje *spot* są odpowiedzialne za ok. 2% obrotów.

Na rynku EUA i CER działają dwie grupy inwestorów. Do pierwszej należą posiadacze instalacji objętych EU ETS, których celem jest optymalizacja zarządzania ryzykiem emisji CO<sub>2</sub>. Kierując się posiadanymi technicznymi możliwościami redukcji emisji CO<sub>2</sub> oraz poziomem kosztu tej redukcji, zarządzają swoją rzeczywistą i planowaną pozycją w EUA, sprzedając je, gdy koszt redukcji emisji jest niższy niż cena rynkowa EUA, lub kupując, gdy koszt redukcji emisji jest wyższy niż cena rynkowa EUA. Mogą też starać się utrzymywać pozycję zamkniętą, tzn. dopasować swój poziom produkcji do przydzielonego poziomu emisji i ani nie sprzedawać, ani nie kupować EUA. Drugą grupą inwestorów są podmioty traktujące rynek EUA i CER jako dodatkowe źródło zysków pochodzących z transakcji spekulacyjnych lub arbitrażowych pomiędzy rynkami EUA i CER lub rynkiem EUA i innymi rynkami towarowymi lub finansowymi bądź z opłat za zarządzanie portfelem EUA lub ryzykiem rynku. Są to głównie podmioty finansowe aktywne na rynkach towarowych. Oferują one złożone transakcje terminowe dopasowane do potrzeb lub możliwości transakcyjnych przedsiębiorstw, których instalacje są objęte EU ETS.

#### **4. Podstawowe typy ryzyka związane z zarządzaniem emisją CO<sub>2</sub> i rynkiem EU ETS i możliwości zarządzania nimi przez wytwórców energii elektrycznej w Polsce**

Głównymi rodzajami ryzyka związanymi z zarządzaniem emisją CO<sub>2</sub> są:

- ryzyko rynkowe (niekorzystnej zmiany ceny EUA),
- ryzyko kontrahenta,
- ryzyko regulacyjne,
- ryzyko operacyjne (administracyjne).

Ryzyko kontrahenta to przede wszystkim ryzyko niedostarczenia przez drugą stronę transakcji umownej liczby pozwoleń na emisję i dotyczy ono głównie CER

i ERU. Główne ryzyko operacyjne to ryzyko opóźnienia uruchomienia rejestru przez krajowego administratora EU ETS, co spotkało przedsiębiorstwa polskie (rejestr dla II okresu rozliczeniowego uruchomiono z 15-miesięcznym opóźnieniem, co było winą zarówno strony polskiej, jak i Komisji) oraz ryzyko opóźnienia rejestracji projektów CDM i JI i wydawania CER i ERU. Najgroźniejszym ryzykiem dla EU ETS jest ryzyko regulacyjne, a właściwie cztery jego składowe:

- a) ryzyko wzrostu restrykcyjności zasad przydziału EUA i zamiany go na aukcję,
- b) ryzyko utrzymania historycznej metody kalkulacji górnego pułapu przydziału,
- c) ryzyko zachowania praktyki nierównoprawnego traktowania poszczególnych krajów,
- d) ryzyko praktycznego wyłączenia projektów CDM i JI z EU ETS.

Wymienione typy ryzyka cząstkowego składają się na największy problem dla dalszego rozwoju rynku EU ETS, mianowicie niepewności co do jego dalszego kształtu i zasad funkcjonowania w III fazie, czyli od 2013 r. O ile można zrozumieć wprowadzenie aukcyjności w zakupie potrzebnych EUA przez poszczególne przedsiębiorstwa objęte EU ETS (wyrównanie szans dla wszystkich zainteresowanych), o tyle zwiększenie restrykcyjności zasad przydziału spowoduje, że na rynku pojawi się w miarę trwały niedobór EUA (przy założeniu powrotu gospodarek krajów UE na ścieżkę wzrostu gospodarczego). Narzucenie takich reguł gry ma sens jedynie wtedy, gdy pozostali wielcy emitenci (głównie USA, Chiny, Indie) przystąpią do redukcji emisji GHG na zasadach protokołu z Kioto. Jeżeli nie przystąpią, co wydaje się bardziej prawdopodobne, to przynajmniej Rada i Parlament Europejski powinny znieść bariery możliwości wykorzystania CER i ERU do rozliczeń emisji w ramach EU ETS, co spowodowałoby nacisk na usprawnienie procedur rejestracji i gwałtowny rozwój projektów CDM i JI i w efekcie przyczyniłoby się do spadku androgenicznej emisji GHG w skali globalnej w długim okresie<sup>8</sup>. Według zapowiedzi i projektów Komisji na to się jednak nie zanosz. W zamian proponowane jest kompletnie bezsensowne praktyczne wyłączenie projektów CDM i JI z EU ETS od 2013 r. Metoda kalkulacji górnego pułapu przydziału na podstawie historycznych danych o emisji jest niesprawiedliwa szczególnie dla tych krajów UE, które charakteryzują się stosunkowo szybką ścieżką wzrostu gospodarczego, a ich energetyka jest związana z paliwami kopalnymi wysoko emisyjnymi (np. Polska, Czechy). W efekcie jej stosowania powstaje tendencja do zaniżania przyznaných limitów emisji, jak to miało miejsce głównie w Polsce.

Materializacja większości składowych ryzyka regulacyjnego po 2012 r. spowoduje istotne zwiększenie niedoboru EUA we wszystkich sektorach polskiej gospodarki objętych EU ETS w III okresie rozliczeniowym w stosunku do II okresu, w szczególności powstanie niedoboru w energetyce oraz konieczność dokupienia części brakujących EUA na aukcji.

---

<sup>8</sup> Średnio 13,4% przyznanej emisji w UE może być rozliczone za pomocą CER i ERU w II okresie [Capoor, Ambrossi 2008, s. 10].

Sytuację wyjściową sektora wytwarzania energii elektrycznej w zakresie możliwości zarządzania emisją CO<sub>2</sub> w II okresie rozliczeniowym można przedstawić następująco:

1) wszystkie sektory gospodarki polskiej objęte EU ETS twierdzą, że mają niedobór EUA;

2) wskutek oddziaływania kryzysu gospodarczego i wzrostu cen hurtowych energii elektrycznej w 2008 r. w 2009 r. spadła produkcja energii elektrycznej w Polsce (do poziomu 147,7 TWh, czyli do poziomu niższego niż w 2003 r. i o 8,7% niższego od zużycia w rekordowym 2006 r.)<sup>9</sup>; prognozy na 2010 r. przewidują jeszcze niższy poziom produkcji – 140,3 TWh;

3) realizacja scenariusza spadku zużycia energii elektrycznej lub jego utrzymania się na niskim poziomie (w porównaniu do 2007 r.) aż do końca 2012 r. oraz dalsze utrzymywanie się recesji lub stagnacji gospodarczej oznaczać będzie w praktyce, że sektor wytwarzania energii elektrycznej będzie mógł zbilansować krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną bez konieczności dokupowania dodatkowych EUA, a nawet będzie mógł sprzedać nadwyżki innym sektorom;

4) realizacja scenariusza szybkiego wyjścia z recesji i systematycznego zwiększania się wzrostu gospodarczego spowoduje, że sektor wytwarzania będzie miał niedobór EUA, jeżeli krajowe zużycie przekroczy poziom z roku 2006, tj. ok. 145 TWh (co oznacza produkcję na poziomie ok. 165 TWh);

5) żaden z krajowych koncernów elektroenergetycznych nie ma technicznych możliwości przestawienia się na produkcję energii elektrycznej z gazu w przypadku wzrostu cen EUA do poziomu przekraczającego 20 EUR za 1 EUA; jedyną i najtańszą możliwością szybkiej reakcji na wzrost cen EUA jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej przy wykorzystaniu biomasy (w procesie współspalania z węglem)<sup>10</sup>;

6) istotny skokowy wzrost użycia biomasy jako paliwa jest możliwy dla mniejszych elektrowni i elektrociepłowni zawodowych i przemysłowych, trudny zaś jest dla dwóch głównych holdingów elektroenergetycznych (PGE i Taurona) wskutek ograniczonego dostępu do surowca przy ich potrzebach paliwowych<sup>11</sup>;

<sup>9</sup> Oznacza to wyemitowanie do 164 mln Mg CO<sub>2</sub> (na 171,5 mln Mg przyznanego średniorocznego limitu na lata 2008-2012). Faktycznie emisja ogółem może być niższa. Dane o konsumpcji netto energii elektrycznej por. [*Gospodarka...* 2008]. Dane o faktycznym poziomie emisji GHG w Polsce w rozbiciu na sektory zob. [*Krajowa...* 2008, s. 30]. Dane za 2009 r. są interpolowane na podstawie danych PSE Operator SA za 3 kwartały 2009 r. Prognoza za 2010 r. – na podstawie szacunków głównych producentów energii elektrycznej z końca 2009 r.

<sup>10</sup> Zgodnie z regulacjami unijnymi i polskimi CO<sub>2</sub> pochodzącego ze spalania biomasy nie wlicza się do całości wyemitowanego CO<sub>2</sub>.

<sup>11</sup> W 2008 r. PGE produkujący ok. 38% energii elektrycznej w Polsce używał biomasy jako paliwa we współspalaniu z węglem w wysokości jedynie ok. 0,5% wartości energetycznej zużytego paliwa, natomiast Tauron – produkujący ok. 12% energii elektrycznej w Polsce – 2%. Dane ze stron internetowych obu firm. Oba holdingi bez problemu mogą zwiększyć udział biomasy jako paliwa o 100% w stosunku do jej wykorzystania w 2008 r., co da im oszczędności na emisji CO<sub>2</sub> w wysokości ok. 0,5% (PGE) lub 2% (Tauron) całkowitego przyznanego limitu.



7) do 2012 r. nie zwiększy się istotnie moc elektrowni gazowych; oddane dwa nowe duże bloki energetyczne opalane węglem wskutek zastosowania nowych technologii spalania dadzą oszczędności na emisji CO<sub>2</sub> rzędu 25% dla węgla brunatnego i 19% dla węgla kamiennego<sup>12</sup>; w skali holdingów ich używających oznacza to możliwość obniżenia emisji CO<sub>2</sub> o maksymalnie 2% dla obu firm;

8) podwyżki cen hurtowych energii elektrycznej w 2008 r. w Polsce nastąpiły głównie wskutek podwyżki cen węgla kamiennego, nie spowodowały one wystarczającej akumulacji kapitału u wytwórców lub władających nimi holdingów, który można by wykorzystać w celu dokupienia brakujących EUA w okresie zwiększenia popytu na energię elektryczną przy wychodzeniu z kryzysu gospodarczego.

Podsumowując można stwierdzić, że:

1. W obecnej sytuacji gospodarczej wytwórcom energii elektrycznej nie grozi niedobór EUA.

2. W razie wzrostu popytu na energię elektryczną mniejsi wytwórcy będą się starali dostosować do sytuacji poprzez wzrost udziału biomasy jako paliwa używanego we współspalaniu z węglem; po przekroczeniu progu dostępności surowca lub jego opłacalności powyżej kosztu redukcji emisji zawartego w cenie EUA nie będą dalej zwiększali produkcji ponad przyznany limit EUA plus nadwyżka uzyskana na wzroście udziału biomasy jako paliwa.

3. W razie wzrostu popytu na energię elektryczną dwa największe holdingi elektroenergetyczne, odpowiedzialne za ok. 50% produkcji energii elektrycznej w Polsce, mają najmniejsze pole manewru; oszczędności na emisji CO<sub>2</sub> z tytułu wprowadzenia nowych technologii spalania węgla i możliwego technicznie wzrostu udziału biomasy jako paliwa można szacować na poziomie ok. 2,5% przyznanej puli emisji (PGE) lub 4% (Tauron).

## 5. Zakończenie. Proponowane rozwiązania

Z przedstawionych rodzajów ryzyka zabezpieczyć się można jedynie przed ryzykiem rynkowym. Obecnie, w II okresie rozliczeniowym, wytwórcy energii elektrycznej i ciepła zaplanowali i realizują strategię pozycji neutralnej, czyli obniżenia produkcji do przyznanego poziomu emisji, co zresztą odpowiada spadkowi zapotrzebowania na energię elektryczną, przynajmniej w 2009 r. W razie wzrostu popytu na energię elektryczną i odpowiadającego mu planowanego wzrostu produkcji jedynym znaczącym, dostępnym od razu i najtańszym narzędziem utrzymania emisji CO<sub>2</sub> na poziomie przyznanego limitu wydaje się wzrost udziału biomasy w używanym paliwie. Jest on bardziej opłacalny niż zabezpieczające terminowe transakcje kupna EUA, względnie nabywanie opcji kupna na nie, dodatkowo wytwórcą energii

<sup>12</sup> Tak przynajmniej założono w KPRU 2008-2012.

elektrycznej uzyskuje bowiem świadectwo pochodzenia energii z odnawialnego jej źródła (tzw. zielonej), jakim oficjalnie jest biomasa, warte 50-60 EUR za 1 MWh, w zależności od kursu EUR w PLN. Ponadto nie trzeba ponosić dodatkowych kosztów inwestycji dostosowawczych. W zasadzie wszystkie elektrownie i elektrociepłownie zawodowe i przemysłowe mają już przyznane koncesje na wytwarzanie energii elektrycznej lub energii elektrycznej i ciepła w oparciu na współspalaniu biomasy z węglem i rozpoczęły jej produkcję.

Dodatkowym narzędziem zabezpieczającym wydaje się *swap* EUA na tzw. gwarantowane CER lub ERU, jeżeli tylko powoduje on wypłatę kwoty pieniężnej dla wytwórcy lub uzyskuje on większą liczbę CER lub ERU w zamian za przekazane EUA. Swapy takie mogą być wykorzystywane w II okresie rozliczeniowym jako źródło pozyskania CER lub ERU do 10% przyznanego limitu emisji.

W wypadku realizacji zamierzeń Komisji co do kształtu i restrykcyjności polityki klimatyczno-środowiskowej w III fazie EU ETS żadne strategie zabezpieczające nie zmieniają faktu, że po 2013 r. wytwórcy energii elektrycznej w Polsce będą zmuszeni do poniesienia wysokich kosztów dostosowawczych. Koszty te będą chcieli przerzucić w jak największym stopniu na odbiorcę końcowego, co w dłuższym horyzoncie czasowym może się okazać groźne dla gospodarki.

## Literatura

- Capoor K., Ambrossi P., *State and Trends of the Carbon Market 2008*, The World Bank, Washington D.C., May 2008.
- Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie (DzUrz UE L nr 275 z 25.10.2003).
- Dyrektywa 2004/101/WE (DzUrz UE L nr 338 z 13.11.2004).
- Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2006 i 2007*, GUS, Warszawa 2008.
- Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych za rok 2006*, Krajowy Administrator Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji, b.m.w., kwiecień 2008.
- Krajowy plan rozdziału uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008-2012*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2006.
- Michalski D., *Wspólnotowy rynek emisji dwutlenku węgla – nowy obszar ryzyka dla uczestników rynku energii elektrycznej*, „Rynek Terminowy” 2005, nr 4.
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Upnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (DzU nr 202, poz. 1248).
- Ustawa z 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (DzU nr 281, poz. 2784).

## **BASIC PROBLEMS CONNECTED WITH MANAGING CO<sub>2</sub> EMISSION RISK BY ELECTRICITY PRODUCERS IN POLAND**

**Summary:** In the article, the author tries to describe the current situation of the power generation sector in the field of CO<sub>2</sub> emission and to indicate in his opinion the most effective tools to hedge an open position in the CO<sub>2</sub> emission market.

The article is composed of 3 parts. In the first part, the author describes how an entity can acquire the CO<sub>2</sub> emission allowances or certificates. In following part he analyzes price making factors in the European market of the emission allowances (EU ETS) and basic patterns of investors' behavior. In the last one, the author analyzes the basic risks connected with the CO<sub>2</sub> emission and with the EU ETS market, and how electricity producers can manage them.

As a most essential risk connected with the CO<sub>2</sub> emission management for Polish electricity producers the author indicated the regulatory risk, particularly four its components: the risk of more restrictive rules of the allotment of emission allowances and of exchange of the allotment to the auction, the risk of preservation of the grandfathering procedure of the allotment upper ceiling calculation, the risk of preservation of the practice of not equal treatment of individual countries (members of EU ETS) and the risk of the practical exclusion from EU ETS of emission certificates obtained within the framework of project-based mechanisms determined in the Kyoto Protocol.

The only kind of the risk which can be managed, is the market risk, i.e. the disadvantageous price change of emission allowances or certificates. As a most cheap and most effective method of the market risk management in Polish conditions the author proposes the biomass consumption level management as the fuel for power generation. Such approach has its own limitations which do not permit to use this tool in an essential way by the greatest electricity producers in Poland. The additional tools are futures and swap deals made in the EU ETS market. In the conclusion, the author ascertains that in case of the fast way out from the economic slowdown and the growth of production is realized the Polish power generation sector will have short market positions on allotments without many possibilities to change it, what can cause the next attempt to transfer the generation cost growth to final consumers of electricity.