

Igor Styn

Możliwości wykorzystania uprawnień do emisji CO₂ przez sektor wytwarzania energii elektrycznej w ramach projektów CDM i JI

Ekonomiczne Problemy Usług nr 39, 115-121

2009

Artykuł został opracowany do udostępnienia w internecie przez Muzeum Historii Polski w ramach prac podejmowanych na rzecz zapewnienia otwartego, powszechnego i trwałego dostępu do polskiego dorobku naukowego i kulturalnego. Artykuł jest umieszczony w kolekcji cyfrowej bazhum.muzhp.pl, gromadzącej zawartość polskich czasopism humanistycznych i społecznych.

Tekst jest udostępniony do wykorzystania w ramach dozwolonego użytku.

IGOR STYN

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

MOŻLIWOŚCI WYKORZYSTANIA UPRAWNIENÍ DO EMISJI CO₂ PRZEZ SEKTOR WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W RAMACH PROJEKTÓW CDM I JI

Wprowadzenie

Ratyfikacja przez Polskę w 1995 roku Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu oraz przyjęcie decyzją Rady Unii Europejskiej z 25 kwietnia 2002 roku Protokołu z Kioto do tejże konwencji (która to decyzja obowiązuje także Polskę po jej przystąpieniu do Unii)¹ spowodowały, że państwa-sygnatariusze obu dokumentów m.in. zobowiązały się do zredukowania do końca 2012 roku emisji gazów cieplarnianych [zwanych dalej: GHG]. Protokół z Kioto zobowiązuje Polskę do redukcji do końca 2012 roku emisji GHG o 6% w stosunku do poziomu z 1990 roku. Wewnętrzne regulacje UE narzucają jeszcze większe normy redukcji GHG. Do 2020 roku kraje członkowskie UE mają łącznie zredukować poziom emisji GHG o co najmniej 20% w stosunku do roku 1990². Jest to wprawdzie cel indykatywny (jego osiągnięcie nie jest obowiązkowe), ale brany pod uwagę przy decyzjach Komisji, np. obniżających krajowe plany przydziału uprawnień do emisji CO₂.

Osiągnięcie przez Polskę tak wyśrubowanych poziomów redukcji emisji w tak krótkim czasie jest dużym wyzwaniem, w szczególności dla elektroenergetyki, która wciąż bazuje na najbardziej emisyjnym węglu jako paliwie głównym. Sektor wytwarzania szacuje, że koszt zmniejszenia emisji GHG oraz konieczność zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych [zwanych dalej: OZE] w ostatecznym zużyciu energii brutto do 2020 roku do 15% wyniesie w Polsce aż 220 PLN za 1 Mg CO₂³. Konieczność redukcji emisji GHG i zwiększania udziału energii z OZE jest najistotniejszym czynnikiem, który spowo-

¹ DzU 1996, nr 53, poz. 239. Decyzja Rady nr 2002/358/WE, opublikowana w: Dz.Urz. UE nr L 130 z 15.05.2002, s. 1. Protokół wszedł w życie 18 lutego 2005 r.

² Komunikat Komisji *Europejska polityka energetyczna*, KOM (2007) 1, Bruksela 2007.

³ Raport 2030. *Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski, a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej. Synteza*. Raport wykonany przez Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o. na zlecenie Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Warszawa, czerwiec 2008, s. 14. Raport dostępny na: www.pkee.pl/public/content/48/PKEE_Raport_2030_Synteza_rekomendacje_2008_06_30.pdf.

duże dalszy wzrost cen hurtowych energii elektrycznej w Polsce⁴. Należy w związku z tym wykorzystywać jakiegokolwiek istniejące możliwości ograniczenia kosztów redukcji emisji GHG.

Sposoby nabywania uprawnień do emisji GHG (w tym CO₂)

Protokół z Kioto przewiduje trzy sposoby nabywania uprawnień do emisji GHG przez kraje – strony Protokołu wymienione w Załączniku I⁵ 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.

Pierwsze dwa mechanizmy bazują na zasadzie wymiany „zrealizowana inwestycja obniżająca emisję GHG w zamian za uprawnienia”, natomiast trzeci jest klasycznym mechanizmem rynkowym, który w praktyce bazować może na zasadzie przydziału aukcyjnego (konieczność nabycia potrzebnych uprawnień na aukcji organizowanej przez krajowego administratora uprawnień) lub przydziału administracyjnego (części uprawnień) i wolnego obrotu na rynku wtórnym (zbywanie nadwyżki lub nabywanie niedoboru uprawnień). W mechanizmie IET opartym na administracyjnym przydziale uprawnień ich nadwyżka może powstać w przypadku niższej emisji faktycznej instalacji niż przydzielona wielkość uprawnień, natomiast niedobór w sytuacji, gdy instalacja emituje więcej GHG niż jej przydzielono zgodnie z planem rozdziału.

Każdy z krajów – stron Protokołu wymienionych w Załączniku I otrzymał do rozliczenia w okresie 2005–2012 swój przydział uprawnień do emisji GHG (tzw. pułap emisji) w kwocie odpowiadającej zagregowanej emisji w roku bazowym (1990 lub 1995) pomnożonej przez zakładany procentowy poziom redukcji emisji razy pięć lat. Uzyskane uprawnienia nazywane są AAU (Assigned Amount Units) i są zapisane na rachunku danego kraju prowadzonym przez specjalny rejestr.

Mechanizm CDM oznacza inwestycję państwa wymienionego w Załączniku I do Protokołu (lub przedsiębiorstwa z tego państwa) na terytorium państwa nie wymienionego w Załączniku I (państwo goszczące, nie zobligowane do redukcji emisji GHG na mocy Pro-

⁴ *Ibidem*, s. 18. Autorzy raportu szacują, że koszt krańcowy wytworzenia energii elektrycznej wzrośnie wskutek realizacji nowych założeń unijnej polityki energetyczno-klimatycznej nawet do 350 PLN za 1MWh (dla porównania w styczniu–lutym 2009 r. ceny hurtowe energii elektrycznej wynosiły ok. 180–185 PLN za 1MWh). Autorzy szacują, że bez wdrażania nowej polityki energetyczno-klimatycznej koszt krańcowy wytworzenia 1 MWh byłby o ok. 60% niższy.

⁵ 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.

tokołu), 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 przyznaných limitów AAU, bo nie jest zobowiązane do redukcji emisji GHG. W związku z tym emituje CER-y, które otrzymuje państwo-inwestor lub inwestor prywatny, w ten sposób zwiększając swój zasób uprawnień.

Mechanizm JI tym różni się od CDM, że zarówno państwo-inwestor, 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 AAU posiadanych przez państwo goszczące i zwiększenie się AAU w dyspozycji państwa inwestora, czyli nie ma zwiększenia ilości uprawnień w systemie.

Zarówno jednostka AAU, CER, jak i ERU odpowiada 1 Mg wyemitowanego CO₂ lub 1 Mg wyemitowanego równoważnika emisji CO₂ w przypadku innego GHG.

Mechanizm IET wprowadziła na powszechną skalę de facto jedynie UE. Nazywa się on EU ETS (EU Emission Trade System) i zorganizowany jest w oparciu o zasadę przydziału nieaukcyjnego na okres 5 lat dla poszczególnych krajów członkowskich, które następnie rozdzielają je na poszczególne instalacje objęte mechanizmem, czyli zgłoszone Komisji. Przydzielone uprawnienia nazywają się EUA (EU Allowances). Podobnie jak w przypadku AAU, CER, czy ERU 1 EUA opiewa na 1 Mg emisji CO₂ lub jego ekwiwalentu w przypadku innego GHG.

Wprowadzenie zasad 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).⁶ W polskim prawie pierwszą z nich wprowadzono Ustawą z 22 grudnia 2004 roku o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji⁷. Druga nie doczekała się jeszcze implementacji pomimo tego, że projekt zmian ustawy jest gotowy od połowy 2007 roku.

Utrudnienia w wykorzystywaniu mechanizmów Kioto w zarządzaniu emisjami GHG

Utrudnienia w wykorzystywaniu mechanizmów Kioto w zarządzaniu emisjami GHG można podzielić na prawne, narzucone przez przepisy, oraz pozostałe.

Podstawowym utrudnieniem prawnym dla mechanizmów projektowych (CDM i JI) jest konieczność spełnienia warunków bycia projektem tzw. „uzupełniającym”, dodatko-

⁶ Opublikowane odpowiednio w: Dz.Urz. UE L nr 275 z 25.10.2003, s. 32, oraz w: Dz.Urz. UE L nr 338 z 13.11.2004, s. 18.

⁷ Opublikowaną w DzU nr 281, poz. 2784.

wym, czyli takim, który byłby nieopłacalny lub mniej opłacalny niż porównywalne projekty realizowane w danym kraju, gdyby nie wykorzystanie mechanizmu CDM lub JI, względnie bez takiego wsparcia nie miałyby szans na realizację w wyniku opóźnienia technologicznego kraju goszczącego lub prawnych barier np. w dostępie do rynku takiego kraju. Założenie to zostało zawarte w Protokole oraz przeniesione na grunt UE przez Dyrektywę 2003/87/WE oraz Dyrektywę łączącą. By projekt mógł być zakwalifikowanym jako „uzupełniający” („additional”) w teorii powinna występować przynajmniej jedna bariera (np. prawna lub technologiczna) w jego realizacji i powinien być nieatrakcyjny finansowo w porównaniu z alternatywami inwestycyjnymi do niego zbliżonymi lub nie posiadać takich alternatyw (np. z racji innowacyjnej technologii zastosowanej w projekcie)⁸.

Kolejne bariery obowiązujące w Polsce i polskich potencjalnych inwestorów za granicą wprowadziły obie dyrektywy oraz Decyzja Komisji Europejskiej z 26 marca 2007 roku dotycząca polskiego Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień na lata 2008–2012. Są to następujące ograniczenia prawne:

- 1) poszczególne instalacje w Polsce objęte EU ETS nie mogą wykorzystać więcej CER i ERU niż 10% przyznanych im EUA (Polska wniosowała o min. 25%);
- 2) jednostki CER i ERU uzyskane z realizacji projektów obejmujących elektrownie atomowe, zmianę użytkowania ziemi lub zalesianie (istotne dla polskiej energetyki zawodowej w aspekcie dużego i stale rosnącego popytu na biomasę jako paliwo współspalane z węglem) nie mogą być wykorzystane w systemie EU ETS, czyli w praktyce są nieprzydatne;
- 3) jednostki CER i ERU uzyskane z realizacji projektów obejmujących duże elektrownie wodne (powyżej 20 MW mocy zainstalowanej) mogą być wykorzystane w systemie EU ETS tylko wtedy, gdy nie mają negatywnego wpływu na środowisko (co jest trudne do osiągnięcia);
- 4) zasada obowiązująca od 2005 roku: instalacja działa albo w systemie EU ETS, albo jest inwestycją realizowaną w ramach JI, przy czym do końca 2012 roku jeżeli instalacja jest zgłoszona do systemu EU ETS, to jej operator może realizować projekt w ramach JI, lecz w zamian za przyznane ERU dla inwestora operator musi anulować taką samą liczbę EUA⁹;

⁸ CDM/JI Manual 2008 for Project Developers and Policy Makers. Ministry of the Environment, Japan, 2008, s. 117.

⁹ Taki zapis, zawarty w art. 11b Dyrektywy 2003/87/WE i wprowadzony przez dyrektywę „łączącą”, powoduje, że inwestycja modernizacyjna np. w ograniczenie emisji N₂O przez instalację już działającą i zgłoszoną do systemu EU ETS, na którą jej operator otrzymuje przydział EUA, opłaca się operatorowi jedynie wtedy, gdy inwestor przekaże mu wszystkie uzyskane ERU i podzieli się z operatorem zyskiem wynikającym z różnicy ceny ERU i EUA, jeżeli ona występuje. Jeżeli ceny uprawnień są niskie i nie ma istotnej różnicy cen pomiędzy obydwoma rodzajami uprawnień (jak to miało miejsce w styczniu i lutym 2009), to operator traci ekonomiczne zainteresowanie realizacją inwestycji ograniczających emisję GHG w ramach mechanizmów Kioto.

- 5) ponad roczne opóźnienie we wprowadzeniu krajowego rejestru uprawnień w Polsce zarówno w pierwszym (2005–2007), jak i w drugim (2008–2012) okresie rozliczeniowym EU ETS;
- 6) brak implementacji w polskim prawie Dyrektywy „łączącej”, czyli m.in. regulacji szczegółowych dotyczących mechanizmów Kioto, w tym wykorzystania uzyskanych z inwestycji za granicą CER i ERU przez polskie podmioty gospodarcze¹⁰.

Kolejnymi barierami są bariery proceduralne, finansowe i brak fachowej wiedzy w polskiej energetyce o zarządzaniu kosztami emisji oraz o warunkach inwestowania w krajach poza UE, w których można wykorzystać mechanizm CDM lub JI. Bariery proceduralne wynikają z dużego okresu oczekiwania i dwuetapowości podejścia do zakwalifikowania proponowanego projektu jako spełniającego warunki mechanizmów Kioto (w szczególności dotyczy to CDM). Szacuje się, że w przypadku projektów CDM wydłuża to okres od projektu do rozpoczęcia jego wdrożenia o ok. 6 miesięcy a jeżeli jest to projekt innowacyjny, stosujący nową lub nietypową metodologię obliczania oszczędności na emisji GHG, to okres ten może się jeszcze wydłużyć z powodu konieczności akceptacji tejże metodologii przez Radę Zarządzającą CDM. Dodatkowo mogą wystąpić bariery decyzyjne w krajach goszczących wynikające z ich wewnętrznych procedur uzyskiwania decyzji administracyjnych. Bariery finansowe dotyczą głównie:

- 1) wysokich opłat za program CDM i JI, w tym za emisję CER i ERU i konieczności zwrotu 2% wyemitowanych CER lub ERU na potrzeby inwestycji w redukcje emisji GHG w krajach najbiedniejszych, które to opłaty skazują na nieopłacalność zbyt małe projekty realizowane samodzielnie (bez łączenia z innymi), oraz
- 2) trudności z pozyskaniem finansowania inwestycji typu CDM lub JI przez potencjalnych inwestorów branżowych, którzy potrzebują nabyć uprawnienia z racji niedoboru przyznanых im EUA w stosunku do planowanej produkcji, a zatem i emisji GHG.

Moim zdaniem bariera finansowa drugiego rodzaju oraz niski poziom wiedzy o zarządzaniu kosztami emisji GHG są w szczególności problemami polskiej elektroenergetyki. O ile trudności z pozyskaniem finansowania mają tylko niektóre z polskich holdingów energetycznych, o tyle niski poziom wiedzy o zarządzaniu kosztami emisji i generalnie ryzykiem związanym z GHG widać w branży wyraźnie. Podmioty zależne od dużych koncernów zagranicznych nie muszą martwić się tym problemem, bowiem zarządzanie ryzykiem GHG prowadzone jest na szczeblu centrali. Podmioty, których wyłącznym lub dominującym właścicielem jest Skarb Państwa lub inni polscy inwestorzy najczęściej nie widzą tego problemu lub nie radzą sobie z nim. Elektrownie zawodowe generalnie zareagowały na duże obcięcie ilości przyznanых uprawnień w II okresie rozliczeniowym ogranicze-

¹⁰ Należy jednak wspomnieć, że obowiązująca ustawa nie zabrania polskim podmiotom wykorzystywania mechanizmów Kioto; po prostu nie zawiera regulacji szczegółowych; ponadto Polska spełnia warunki uczestnictwa w programach CDM i JI określone w Protokole z Kioto.

niem produkcji do przyznanego im limitu. Przyznać trzeba, że jest to najprostsze rozwiązanie i najtańsze, dopóki nie zostaną zmuszone przez krajowego operatora systemu przesyłu produkować energię elektryczną w wymuszeniu, co już nie będzie opłacalne ze względu na konieczność nabycia dodatkowych EUA lub CER na rynku wtórnym. Pojawienie się takiego zagrożenia opóźnia aktualny kryzys gospodarczy, który spowodował spadek zapotrzebowania na energię elektryczną w 2009 roku o ok. 1–2% w stosunku do roku 2008, co jednakże jest tylko odsunięciem problemu w czasie. Największe holdingi energetyczne są dopiero na etapie opracowywania systemu zarządzania ryzykiem GHG.

Podsumowanie

Do końca lutego 2009 roku poziom inwestycji JI realizowanych w Polsce był niewielki. Według danych Krajowego Administratora Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji GHG [dalej zwanego: KASHUE] w Polsce do końca lutego 2009 roku zarejestrowano 11 projektów JI, z czego 6 już ukończono a 5 jest w trakcie realizacji. Większość projektów jest z sektora elektroenergetycznego, a konkretnie dotyczą wytwarzania energii elektrycznej z OZE. Są to:

- budowa i eksploatacja elektrowni wiatrowych (2 projekty),
- budowa małej elektrowni wodnej (1 projekt),
- wykorzystanie metanu ze składowiska odpadów do kogeneracji (produkcji ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu – 1 projekt),
- wykorzystanie biomasy pochodzącej z zagospodarowania terenów zielonych miasta do kogeneracji (1 projekt),
- projekt ciepłowni geotermalnej (1 projekt)¹¹.

Jest to bardzo mało, zważywszy na konieczność zainwestowania w Polsce ok. 110–130 mld PLN w okresie do 2020 roku, by sprostać planowanym wymogom polityki energetyczno-klimatycznej UE¹². Być może problemem jest kwalifikowalność niektórych projektów jako „uzupełniające”, chociaż na pewno nie było to problemem dla inwestorów duńskich, którym udało się zakwalifikować projekty 2 farm wiatrowych o mocy zainstalowanej ok. 30 MW każda, które niczym szczególnym się nie wyróżniały spośród innych projektów tego typu realizowanych w Polsce poza mechanizmami Kioto, więc teoretycznie nie powinny być zakwalifikowane jako „uzupełniające” w rozumieniu projektów CDM i JI.

Żaden podmiot będący polskim rezydentem nie złożył do weryfikacji propozycji projektu inwestycyjnego CDM lub JI, i to pomimo akcji informacyjnej KASHUE.¹³ Nie

¹¹ Dokładne dane zob. www.kashue.pl.

¹² O tyle trzeba wydać więcej w porównaniu do sytuacji, gdyby wersja pakietu klimatycznego z 2008 r. nie była realizowana. Por. Raport 2030, s. 20.

¹³ Na stronie KASHUE jest do ściągnięcia np. interesujący informator jak realizować projekty CDM w Chinach, które są największym adresatem projektów CDM na świecie (podręcznik pt. *Możliwości realizacji projektów CDM w Chinach. Materiały instruktażowe*). W 2007 r. w Chinach zostało zakończonych ok. 73% projektów CDM z wszystkich projektów ukończonych na całym świecie. Tak więc Chiny są naj-

wydaje się, by można winić za to jedynie brak dokładnych regulacji prawnych dotyczących postępowania przy projektach CDM i JI realizowanych przez polskie podmioty za granicą, lub spadku rynkowej ceny CER-ów w styczniu 2009 r. na regulowanym europejskim rynku wtórnym do poziomu 8–9 EUR za CER (z poziomu ok. 20 EUR w I połowie 2008 r.). Projekty CDM i JI to głównie projekty inwestycji w energetykę opartą na OZE, gdzie etap realizacji inwestycji to od 1 roku do 3 lat, w zależności od jej specyfiki, wielkości i skali trudności. Wtedy być może ceny CER na rynku wtórnym wzrosną wraz z ewentualnym nadejściem ożywienia gospodarczego. Przyczyny są bardziej skomplikowane i leżą przede wszystkim po stronie samych podmiotów gospodarczych, ich strategii zarządzania ryzykiem emisji GHG (jeżeli ją posiadają), gradacji inwestycji (pierwszeństwo inwestycji w odnawianie i budowę mocy w kraju) i zdolności do ich finansowania, w szczególności zewnętrznego. Z badań ekspertów OECD wynika, że najbardziej opłacalnymi m.in. w sensie pozyskania odpowiedniej ilości CER lub ERU i przy tym najmniej kosztownymi projektami dla mechanizmów Kioto są inwestycje w redukcję emisji N₂O¹⁴. W tej mierze polskie elektrownie zawodowe mają chyba największe zapóźnienia i w najbliższej przyszłości raczej będą zainteresowane poszukiwaniem partnerów do wspólnych inwestycji w redukcję własnej emisji N₂O, w tym w formie inwestycji typu JI, niż własnymi inwestycjami za granicą w formie CDM czy JI.

POSSIBILITIES OF THE UTILIZATION OF THE CO₂ EMISSION ALLOWANCES BY THE POWER ENGINEERING SECTOR WITHIN THE FRAMEWORK OF CDM AND JI PROJECTS

Summary

The article treats on possibilities of the utilization of project-oriented mechanisms of the acquisition of CO₂ emission allowances offered by the Kyoto Protocol (CDM and JI) by the power engineering sector in Poland. The author describes in short three mechanisms offered by the Protocol (CDM, JI and IET), their resemblances and differences. Then he describes barriers discouraging potential investors to use project-oriented mechanisms. He distinguishes three main kinds of barriers: legal (resulting from the Protocol, directives implementing Kyoto mechanisms to EU, and the decision on the EUA allotment for Poland within a period of 2008–2012), procedural, financial and the scarcity of the knowledge how to manage the risk of the emission of greenhouse gases. In the end the author mentions JI projects in form of investments in power engineering sector in Poland and tries to explain the phenomenon of their faint scale and the lack of interest in investments within the framework of CDM and JI schemes realized abroad by Polish enterprises of the power engineering sector.

większym światowym wystawcą CER. Zob. *State and Trends of the Carbon Market 2008* (prepared by K. Capoor and P. Ambrosi). The World Bank, Washington, May 2008, s. 8.

¹⁴ J. Ellis, S. Kamel: *Overcoming Barriers to Clean Development Mechanism Project*. AIXG Seminar, March 19, 2007 (materiały konferencyjne w posiadaniu autora).