

**Igor Styn**

Uniwersytet Ekonomiczny w Krakowie

---

**WYKORZYSTANIE TRANSAKCJI SWAP EUA/CER  
DO POZYSKIWANIA DODATKOWYCH  
ŚRODKÓW PIENIĘŻNYCH PRZEZ OPERATORÓW  
INSTALACJI PODLEGAJĄCYCH EU ETS**

---

**Streszczenie:** W artykule scharakteryzowano wykorzystanie transakcji swap EUA/CER – transakcji zamiany uprawnień do emisji do powietrza gazów cieplarnianych, występujące w europejskim systemie handlu emisjami EU ETS, na podobne uprawnienia, które powstają w ramach realizacji tzw. mechanizmów CDM (Protokół z Kioto) – do pozyskiwania dodatkowych środków pieniężnych przez operatorów instalacji podlegających zasadom systemu handlu emisjami w UE. Warunki do realizacji tego typu transakcji występowały na rynku EUA i CER w Polsce od marca 2009 r. do końca 2010 r., czyli momentu pisania artykułu. Niestety, użytkownicy instalacji emitujących gazy cieplarniane w Polsce wskutek błędów w przepisach prawa polskiego napotykały trudnienia w korzystaniu z taniego źródła dodatkowego finansowania, jakim jest swap EUA/CER.

**Słowa kluczowe:** zarządzanie płynnością w przedsiębiorstwie, instrumenty pochodne.

## **1. Wstęp. Sposoby nabywania uprawnień do emisji gazów cieplarnianych i zasady obrotu nimi**

Celem artykułu jest przedstawienie transakcji swap, polegającej na wymianie jednego rodzaju uprawnień do emisji gazów cieplarnianych (zwanych dalej: GHG), czyli EUA, na drugi, czyli CER, oraz możliwości wykorzystania tego rodzaju swapu do zarządzania ryzykiem emisji oraz płynności w przedsiębiorstwie, a ściślej do pozyskiwania dodatkowych środków pieniężnych, oraz analiza możliwości zawierania tego typu transakcji przez operatorów instalacji podlegających unijnemu systemowi handlu emisjami mających siedzibę w Polsce.

Ratyfikowany przez Polskę i Wspólnoty Europejskie Protokół z Kioto przewiduje trzy sposoby nabywania uprawnień do GHG przez kraje – strony Protokołu wymienione w Załączniku I<sup>1</sup> oraz podmioty gospodarcze z tych krajów (zwane mechanizmami Kioto):

---

<sup>1</sup> Na koniec 2010 r. są to: UE, wszystkie kraje członkowskie UE, Szwajcaria, Chorwacja, Norwegia, Islandia, Białoruś, Ukraina, Rosja, Turcja, Kanada, USA, Japonia, Australia, Nowa Zelandia. Pro-

1) poprzez tzw. mechanizm czystego rozwoju (Clean Development Mechanism, CDM), wprowadzony przez art. 12 Protokołu,

2) poprzez tzw. mechanizm wspólnych wdrożeń (Joint Implementations, JI), wprowadzony przez art. 6 Protokołu,

3) poprzez mechanizm międzynarodowego handlu emisjami (International Emissions Trade, 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 nie wymienionego w Załączniku I (państwo goszczące, nie zobligowane 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, które otrzymuje państwo-inwestor lub inwestor prywatny, w ten sposób zwiększając swój zasób uprawnień oraz ilość uprawnień w skali globalnej.

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 uprawnień posiadanych przez państwo goszczące i zwiększenie się liczby uprawnień w dyspozycji państwa inwestora, czyli nie ma zwiększenia ilości uprawnień w systemie.

Mechanizm IET wprowadziła na powszechną skalę *de facto* jedynie Unia Europejska. Nazywa się on EU ETS (European Union Emission Trade System). System EU ETS obecnie bazuje na dwóch podstawowych zasadach:

1) *cap and trade* (administracyjnego przydziału uprawnień oraz wolnego obrotu nadwyżkami emisji przydzielonych nad faktycznie wykonanymi),

2) etapowym wdrażaniu 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 o zasadę 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 nazywają się EUA

---

tokół z Kioto obowiązuje do końca 2012 roku. Ponieważ nie zastąpiono go żadnym innym wiążącym dokumentem, z końcem 2012 r. wygasną mechanizmy CDM i JI opisane poniżej, co m.in. spowoduje, że po tej dacie nie będą mogły być stosowane analizowane transakcje swap.

(EU allowances). Przedsiębiorstwa posiadające w/w 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 posiadające 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, co w przypadku obowiązku rozliczania emisji oznacza, że 1 CER jest równe 1 ERU i 1 EUA.

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 (ustawą I), a drugą – Ustawą z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji<sup>4</sup> (ustawą II).

W okresie rozliczeniowym 2008-2012 Komisja ograniczyła Polsce limit EUA do wysokości średniorocznie 208,5 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 pierwotnie oczekiwały<sup>5</sup>.

W praktyce nie ma jednolitych zasad obrotu EUA ani CER, ani ERU. W odróżnieniu od ERU zarówno prawa do EUA, jak i do CER są przedmiotem obrotu w zorganizowanych systemach obrotu (głównie na europejskich giełdach energii elektrycznej, które otworzyły w tym celu specjalistyczne rynki). Dominuje jednakże

---

<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: Dz. Urz. UE L nr 275 z 25.10.2003, s. 32; Dz. Urz. UE L nr 338 z 13.11.2004, s. 18.

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

<sup>5</sup> Dane dotyczące aktualnych przydziałów EUA zob. Rozporządzenie. Dane nt. przydziałów wnioskowanych przez Polskę w 2006 r. zob. [Krajowy Plan... 2006] (dostępny na stronie krajowego administratora systemu handlu uprawnieniami do emisji KASHUE: [www.kashue.pl/images/kpru/kpruii-28-06-06-final.pdf](http://www.kashue.pl/images/kpru/kpruii-28-06-06-final.pdf)). Wprawdzie Polska zaskarżyła decyzję Komisji o tak drastycznym obciążeniu wnioskowanych przydziałów i wygrała postępowanie przed trybunałem w Strasburgu, lecz dopiero w marcu 2010 r. polski rząd i Komisja doszły do porozumienia co do skali ewentualnego zwiększenia przydziału przez Komisję dla Polski. Wzrósł on do ok. 208,5 mln Mg CO<sub>2</sub> średniorocznie.

obrót w transakcjach dwustronnych, niewystandaryzowanych, w szczególności instrumentami finansowymi o skomplikowanej strukturze, jak analizowany swap.

## 2. Charakterystyka analizowanej transakcji oraz rynku EUA i CER

Klasyczny swap EUA/CER (tzw. *equal swap*) polega na tym, że firma (inicjator) posiadająca przyznane EUA (np. z sektora elektroenergetycznego, hutniczego czy produkcji cementu) przekazuje kontrahentowi prawa do określonej ilości EUA w transakcji natychmiastowej, np. zaraz po ich otrzymaniu na początku II okresu rozliczeniowego (tzw. pierwsza noga swapu), w zamian za co kontrahent płaci co roku w ustalonej dacie różnicę (spread) pomiędzy ceną rynkową EUA a CER (CER są wyceniane przez rynek z dyskontem w stosunku do EUA), a następnie w dacie końcowego rozliczenia transakcji pod koniec II okresu rozliczeniowego przekazuje inicjatorowi prawa do ilości CER odpowiadającej ilości przekazanych na początku swapu EUA (1 CER odpowiada 1 EUA – „druga noga” swapu). Istnieje jeszcze inny rodzaj swapu, tzw. objętościowy (*volumetric swap*), w którym za określoną ilość EUA otrzymuje się większą ilość CER, odpowiednio wyliczoną według cen spot obowiązujących na dzień zawarcia transakcji. W takim swapie nie ma płatności spreadu, ponieważ jest on już wkalkulowany w większą ilość nabywanych CER w zamian za sprzedawane EUA.

Jedną z modyfikacji klasycznego swapu EUA/CER jest transakcja, w której zamiast corocznych rozliczeń spreadu EUA/CER dokonuje się rozliczenia wszystkich spreadów EUA/CER z okresu trwania swapu na początku transakcji w postaci jednorazowej płatności ich bieżącej wartości na rachunek inicjatora. Modyfikacja powoduje, że przy dużej skali transakcji inicjator dysponuje na początku transakcji dużą sumą wolnych środków pieniężnych, które może dowolnie wykorzystać, np. na zwiększenie funduszu remontowego lub do unowocześnienia wykorzystywanych instalacji przemysłowych. Jeżeli nie potrzebuje ich natychmiast spożytkować na remonty lub inwestycje, to może je zainwestować. Jedną z możliwości jest inwestycja bieżącej wartości spreadów EUA/CER na okres trwania swapu w rolowane lokaty terminowe u kontrahenta lub w banku trzecim, oprocentowane według stawek z rynku międzybankowego dla depozytów w EUR (LIBOR dla EUR lub EURIBOR). Szansa arbitrażu pojawia się wtedy, gdy występuje dodatni spread pomiędzy terminowymi stopami procentowymi na krótsze terminy lokat (np. na trzymiesięczne) a stopami terminowymi na dłuższe (dwunastomiesięczne). W takiej sytuacji inicjatorowi opłaca się wejść w transakcję zmodyfikowanego swapu EUA/CER z jednorazową wypłatą wartości bieżących spreadów EUA/CER i zainwestować ją w rolowane lokaty np. trzymiesięczne, wskutek bowiem różnicy w oprocentowaniu pomiędzy lokatami trzymiesięcznymi a dwunastomiesięcznymi na korzyść trzymiesięcznych będzie w stanie zarobić na całej transakcji (przynajmniej w porównaniu do klasycznej wersji swapu EUA/CER). Poziom stopy procentowej dla lokat dwunastomiesięcznych

jest o tyle istotny, że stopa ta jest używana do konstrukcji czynnika dyskontowego przy obliczaniu wartości bieżących spreadów EUA/CER.

Dla dalszych rozważań istotne jest rozróżnienie pomiędzy spreadem brutto (wynikającym z kwotowań) a spreadem netto (czyli faktyczną wypłatą dla inwestora). Z reguły spread brutto trzeba pomniejszyć o prowizje pośredników, w tym licencjonowanego brokera. Przyjmuje się, że na rynku spot kształtują się one na poziomie 0,5-0,6 EUR za 1 EUA (1 CER). Nie ma powodu, by uznać, że prowizje na rynku terminowym będą się istotnie różniły od tych na rynku spot.

Kwota poszczególnych wypłaty w klasycznym swapie EUA/CER jest równa faktycznemu lub szacowanemu poziomowi spreadu netto, który zależy od kształtowania się cen spot EUA i CER, oraz od kierunku transakcji, tzn. od tego, jaką inwestor chce zawrzeć transakcję na rynku EUA i na rynku CER. W przypadku, gdy sprzedaje EUA i kupuje CER, spread kalkuluje się następująco:

$$S = C_{EUA\text{bid}\text{spot}} - C_{CER\text{offer}\text{spot}} - K_p,$$

gdzie:  $S$  – wartość spreadu EUA/CER dla transakcji wymiany 1 EUA na 1 CER;  $C_{EUA\text{ bid spot}}$  – cena kupna 1 EUA na rynku spot na 2 dni robocze przed dniem rozliczenia płatności;  $C_{CER\text{ offer spot}}$  – cena sprzedaży 1 CER na rynku spot na 2 dni robocze przed dniem rozliczenia płatności;  $K_p$  – koszty pośrednictwa (głównie w postaci prowizji).

W przypadku gdy kupuje EUA i sprzedaje CER, spread kalkuluje się następująco:

$$S = C_{EUA\text{offer}\text{spot}} - C_{CER\text{bid}\text{spot}} - K_p,$$

gdzie:  $S$  – wartość spreadu EUA/CER dla transakcji wymiany 1 CER na 1 EUA;  $C_{EUA\text{ offer spot}}$  – cena sprzedaży 1 EUA na rynku spot na 2 dni robocze przed dniem rozliczenia płatności;  $C_{CER\text{ bid spot}}$  – cena kupna 1 CER na rynku spot na 2 dni robocze przed dniem rozliczenia płatności;  $K_p$  – koszty pośrednictwa (głównie w postaci prowizji)<sup>6</sup>.

Przedstawione powyżej sposoby kalkulacji spreadu powodują, że przyszłe płatności zależą od przyszłych cen spot EUA i CER. Ich poziom z kolei zależy od wielu czynników cenotwórczych, z których tylko część ma charakter fundamentalny. Aby zabezpieczyć się przed wysoką zmiennością cen CER, a w szczególności EUA, można w umowie swapu zastrzec, że do rozliczenia przyszłych płatności posłużą ceny terminowe z dnia zawarcia transakcji. Na potrzeby dalszych rozważań przyjmuje się taki właśnie sposób kalkulacji spreadu (w oparciu o ceny terminowe z dnia zawarcia transakcji) oraz założenie, że inwestor sprzedaje EUA i kupuje CER, przy czym wypłata następuje jednorazowo 2 dni robocze po dniu zawarcia transakcji (w postaci sumy zdyskontowanych przyszłych płatności spreadów).

<sup>6</sup> Obie formuły obliczeniowe zostały opracowane przez autora.

Generalnie na rynku EUA mamy do czynienia z *contango*, co jest normalnym zjawiskiem na rynkach towarowych wszędzie tam, gdzie przedmiotem obrotu jest towar trwały, nie psujący się, posiadający koszt przechowania i utraconych korzyści z alternatywnej formy inwestycji lub koszt kredytu (*cost of carry*). *Contango* to dodatnia różnica pomiędzy ceną towaru w transakcji forward a ceną w transakcji spot, przy czym im dalszy termin dostawy, tym wyższa cena, co odpowiada normalnemu kształtowi krzywej cen forward. Za sytuację wzorcową na rynku towarowym należy uznać taką, w której *contango* nie przekracza *cost of carry*. W sytuacji, gdy rynek spodziewa się krótkoterminowych niedoborów towaru i jednocześnie uważa, że w dłuższym okresie popyt będzie w większym stopniu równoważył podaż, to może wystąpić zmniejszenie się *contango* lub przejście rynku w sytuację odwrotną, czyli *backwardation* (w której ceny terminowe są niższe niż ceny spot).

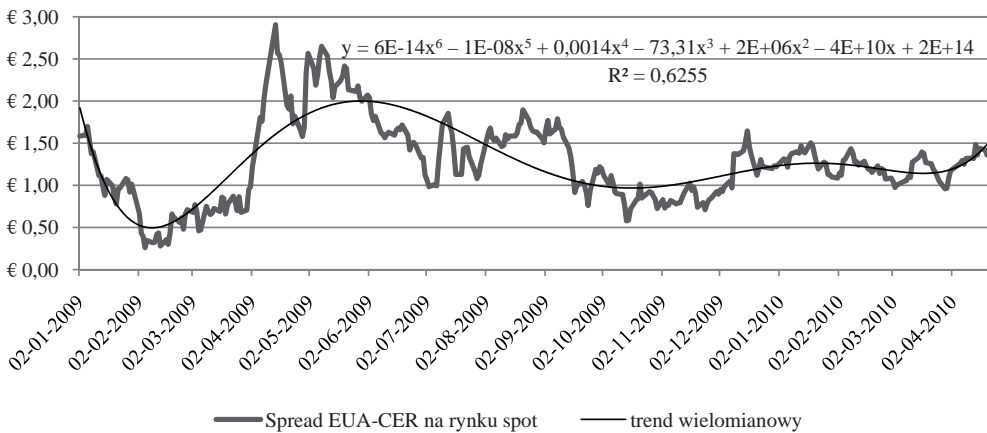
Od początku obrotu EUA w II okresie rozliczeniowym aż do końca 2010 r. na rynku EUA występowało *contango*. Najprawdopodobniej *contango* będzie się utrzymywało dalej, przynajmniej tak długo, jak na świecie oraz w UE będziemy mieli do czynienia ze wzrostem gospodarczym i podążającym za nim wzrostem produkcji, w tym energochłonnej. Odwrotnie sytuacja ma się z CER, gdzie bardzo często występuje *backwardation*. Spowodowane jest to przede wszystkim faktem, że istnieje stała podaż CER, objawiająca się m.in. ich sprzedawaniem na aukcjach przez instytucje je posiadające, jak Bank Światowy czy instytucje finansowe, oraz tym, że rynek wymyślił już „następców” CER<sup>7</sup>. Ponieważ emisja GHG nie jest towarem fizycznie istniejącym, *cost of carry* to jedynie koszt alternatywny, za który w analizowanym przypadku przyjmuje się stopę zwrotu z lokaty na rynku depozytów międzybankowych.

Z reguły kontrakty terminowe (zarówno future, jak i forward) na EUA mają jako datę zapadalności 15 grudnia roku dostawy i rozliczane są 5 dni roboczych po dacie zapadalności.

Poziom spreadu pomiędzy cenami spot EUA a cenami spot CER w okresie od początku 2009 r. do połowy kwietnia 2010 r. przedstawia rys. 1 (na wykresie dodatkowo narysowano trend sześciomianowy, opisano go wzorem oraz podano współczynnik  $R^2$  Pearsona dla trendu). Widać na nim dużą zmienność poziomu spreadu, co uniemożliwia w praktyce dobór właściwego momentu do zawarcia transakcji, jednakże przez cały czas analizy spread jest dodatni, czyli generuje dodatnie przepływy pieniężne dla operatora instalacji jako inicjatora transakcji opisaną w przykładzie poniżej. Generalnie spread poruszał się w analizowanym okresie w przedziale od 0,26 EUR (wartość z dnia 5.02.2009) do 2,91 EUR (wartość z dnia 14.04.2009), ale tak wielka zmienność w tym okresie wynikała z generalnie wysokiej niepewności co

<sup>7</sup> Np. Verified Emission Reduction (VER), które pochodzą z projektów organizowanych poza systemem z Kioto. Szacuje się, że do 2012 r. włącznie wystąpi nadpodaż CER i ERU w stosunku do możliwości rozliczania nimi emisji zgodnie z przepisami UE, co może utrzymać *backwardation* na rynku terminowym CER, przynajmniej do końca 2012 roku. Por. [Analiza wpływu ograniczenia... 2010, s. 28-29].





**Rys. 1.** Spread pomiędzy cenami spot EUA a cenami spot CER w okresie 1.01.2009-15.04.2010

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z giełd Bluenext i ECX.

do przyszłego ruchu cen na rynkach finansowych i towarowych w I kwartale 2009 roku. W późniejszym okresie analizy (w 2010 r.) spread wahał się w przedziale od 0,93 EUR (29.03.2010) do 1,49 EUR (14.04.2010). Zarówno spadki, jak i wzrosty spreadu w analizowanym okresie powodowane były szybszym tempem zmian i większą zmiennością cen EUA niż CER<sup>8</sup>.

Przykładowa transakcja wykorzystania swapu EUA/CER może przedstawiać się następująco (dane rynkowe z 27.05.2010). Inicjator transakcji (podmiot będący operatorem instalacji podlegających EU ETS) zawiera transakcję polegającą na zamianie 12 mln EUA na CER (EUA przekazuje kontrahentowi natychmiast, natomiast taką samą ilość CER uzyskuje od kontrahenta 15.12.2012), przy czym spread wypłacony zostaje jednorazowo jako zdyskontowana suma 3 wypłat: na datę 15.12.2010, 15.12.2011 i 15.12.2012. Koszty pośrednictwa wynoszą 0,5 EUR na 1 EUA. Według kwotowań z 27.05.2010 cena spot 1 EUA wynosiła 14,50 EUR, cena forward z dostawą na grudzień 2010: 14,73 EUR, cena z dostawą na grudzień 2011: 15,05 EUR, a cena z dostawą na grudzień 2012: 15,60 EUR. Kwotowania dla CER przedstawiały się następująco: cena spot: 12,42 EUR, cena z dostawą na grudzień 2010: 12,15 EUR, cena z dostawą na grudzień 2011: 11,87 EUR, cena z dostawą na grudzień 2012: 11,73 EUR. Spread na 1 EUA po obniżce o koszty pośrednictwa wynosi: na datę 15.12.2010 r. 2,08 EUR, na datę 15.12.2011 r. 2,68 EUR, na datę 15.12.2012 r. 3,37 EUR. Dla uproszczenia zakładamy, że zgodnie z klasycznym swapem typu *equal swap* na potrzeby kalkulacji wypłat spreadu kontrahent dzieli 12 mln EUA na trzy równe części po 4 mln EUA każda. W takiej sytuacji spread wymagalny 15.12.2010 r. wynosi 8 320 000 EUR, spread wymagalny 15.12.2011 r. wynosi 10 720 000 EUR,

<sup>8</sup> Większą zmiennością w stosunku do średniej geometrycznej kroczącej 7-dniowej.

a spread wymagalny 15.12.2012 r. 13 480 000 EUR. Stopa dyskontowa liczona metodą interpolacji liniowej dla I płatności spreadu wynosi 1,02131%, czyli czynnik dyskontowy równy jest 1,00573612; czynnik dyskontowy liczony metodą rekurencji dla drugiej płatności spreadu wynosi 1,01840121, a dla trzeciej płatności spreadu 1,03299592. Zdyskontowana wypłata dla inicjatora 2 dni robocze po zawarciu transakcji wynosi 31 848 273,26 EUR. Jest to kwota, która w istotny sposób może wpłynąć na wynik inicjatora lub stanowić istotne źródło zasilania finansowego. Dla wytwórcy energii elektrycznej jest to np. koszt wybudowania od podstaw i oddania pod klucz małej elektrociepłowni opalanej biomasą o mocy 8-12 MW, w zależności od przyjętych rozwiązań technologicznych i cen producentów. Należy przy tym pamiętać, że wymieniona w przykładzie ilość EUA stanowi jedynie ok. 1,4% uprawnień przyznanych tylko elektroenergetyce w całym okresie 2008-2012. Gdyby cały polski sektor elektroenergetyczny wykorzystał swapy EUA/CER i zainwestował uzyskane środki pieniężne w inwestycje w odnawialne źródła energii w postaci elektrociepłowni opalanych biomasą, to wybudowano by od podstaw elektrociepłownie o łącznej mocy ok. 700 MW<sub>e</sub> i 3000-1700 MW<sub>t</sub>, w zależności od technologii<sup>9</sup>. Dla porównania EC Kraków ma zainstalowaną moc cieplną 1118 MW<sub>t</sub> i elektryczną 460 MW<sub>e</sub>, ZEC Łódź 2600 MW<sub>t</sub> i 500 MW<sub>e</sub>, a Vattenfall Heat Polska (dawne Elektrociepłownie Warszawskie) 3642 MW<sub>t</sub> i 972 MW<sub>e</sub><sup>10</sup>.

### **3. Możliwości zawierania transakcji swap EUA/CER przez podmioty gospodarcze prowadzące instalacje emitujące GHG w Polsce**

W związku z wejściem polskiego rządu w spór z Komisją Europejską na temat zbyt niskiego przydziału EUA dla Polski przydział Polsce EUA i dalej przydział ich na konta poszczególnych instalacji prowadzone przez krajowego administratora systemu handlu uprawnieniami do emisji GHG (KASHUE) nastąpił dopiero na początku marca 2009 r. W związku z tym wszelkie transakcje na EUA podmioty gospodarcze mające siedzibę w Polsce mogły realizować od 11.03.2009 r., kiedy to jedna z platform handlu energią elektryczną w Polsce otworzyła połączenie swoich systemów handlowych z systemami giełd Nord Pool (Skandynawia) oraz EEX (Niemcy), umożliwiając m.in. zawieranie transakcji spot oraz forward na EUA.

Kolejną kwestią istotną z punktu widzenia możliwości przeprowadzania transakcji swap EUA/CER przez podmioty gospodarcze prowadzące instalacje emitujące GHG w Polsce jest możliwość:

1) przenoszenia praw z otrzymanych EUA w ramach EU ETS (w tym problem dopuszczalnej formy przenoszenia tych praw),

<sup>9</sup> Obliczenia na podstawie kalkulacji własnych.

<sup>10</sup> Dane ze stron internetowych poszczególnych elektrociepłowni lub ich operatorów.



2) wykorzystania przyznaných EUA w danym roku okresu rozliczeniowego do rozliczenia emisji w następných latach tego okresu (tzw. *banking*, czyli możliwość przenoszenia EUA pomiędzy poszczególnymi latami okresu rozliczeniowego),

3) wykorzystywania EUA z następných lat do rozliczania emisji za lata poprzednie w danym okresie rozliczeniowym („pożyczanie” EUA z kolejnych lat okresu),

4) możliwość zamiany EUA na CER i odwrotnie oraz zastosowania *bankingu* i pożyczania w zarządzaniu jednostkami CER.

Treść art. 24 ustawy I zezwala na „wykorzystanie lub sprzedaż” otrzymaných EUA przez podmiot prowadzący instalację, przy czym sprzedaż może nastąpić po uzyskaniu zezwolenia<sup>11</sup>. Precyzyjniej jest to określone w art. 26 ust. 1, w którym ustawodawca stwierdził, że „przyznane dla instalacji uprawnienia do emisji na dany rok okresu rozliczeniowego mogą być:

1) wykorzystane na własne potrzeby prowadzącego instalację, odpowiadające rzeczywistej emisji danej substancji do powietrza,

2) sprzedawane,

3) wykorzystane w następných latach okresu rozliczeniowego lub w następnym okresie rozliczeniowym”<sup>12</sup>, przy czym w przypadku sprzedaży EUA obowiązują przepisy kodeksu cywilnego. Utrudnia to obrót EUA z podmiotami typu banki czy fundusze inwestycyjne, które z reguły chcą zawierać umowy w oparciu o prawo kraju swojej siedziby. Nie ma ograniczeń co do osobowości prawnej kontrahenta, jeżeli ma siedzibę lub adres zamieszkania w kraju członkowskim UE lub kraju, który podpisał Protokół z Kioto.

Artykuł 47 ustawy I określa procedurę postępowania administracyjnego, w przypadku gdy emisja GHG objętych ustawą przekracza w danym roku limit EUA otrzymaných na ten rok do jej rozliczenia. Artykuł ten stanowi, że na wniosek prowadzącego instalację Minister Środowiska po zasięgnięciu opinii KASHUE może wyrazić zgodę na pokrycie różnicy EUA z kolejnego roku w danym okresie rozliczeniowym pod warunkiem, że wnioskodawca albo odpowiednio zmniejszy emisję, albo dokupi brakujące EUA w roku następnym. Do czasu wywiązania się z powyższego zobowiązania lub uiszczenia kary za przekroczenie pułapu emisji GHG wnioskodawca nie może sprzedać EUA z przydziału na następny rok.

O wiele mniej problemów nastęrcza obrót jednostkami CER. Ogólnie określa go art. 18 ustawy II, którego brzmienie zezwala zarówno na wymianę EUA na CER, jak i CER na EUA, oraz art. 54 ustawy II, który gwarantuje swobodę obrotu CER uzyskanymi z projektów realizowanych poza terytorium Polski.

W literaturze nie ma jednolitego stanowiska na temat tego, czy wymieniona w art. 26 ust. 1 ustawy I lista sposobów rozporządzania EUA przez prowadzących instala-

---

<sup>11</sup> Nie bardzo wiadomo, o jakie zezwolenie tutaj chodzi. Najprawdopodobniej o zezwolenie na prowadzenie instalacji emitującej GHG i na emisję GHG, lecz nie wynika to wprost z ustawy I.

<sup>12</sup> DzU 2004, nr 281, poz. 2784, z późn. zm.

cje jest listą zamkniętą, czy też otwartą<sup>13</sup>. Zakładając, że jest to lista zamknięta oraz biorąc pod uwagę zapis art. 47 ustawy I, należy stwierdzić, że podmiot prowadzący instalację może albo sprzedać posiadane nadwyżki EUA, albo nabyć EUA – ale tylko w przypadku, gdy przekroczył pułap emisji GHG i musi pokryć różnicę pomiędzy emisją faktyczną a przyznaną (w postaci rocznego przydziału EUA). W takiej sytuacji możliwa byłaby realizacja jedynie transakcji swap, polegających na zamianie EUA na CER (takich jak transakcja analizowana w niniejszym artykule). Gdy jednak uznamy, że nie było intencją ustawodawcy ograniczanie obrotu prawnego EUA<sup>14</sup>, to zawieranie transakcji swap EUA/CER będzie możliwe w dowolnej postaci.

W każdym razie zgodnie z ustawą I podmioty prowadzące instalacje emitujące GHG w Polsce powinny używać do transakcji terminowych, w tym typu swap EUA/CER, jedynie EUA niewykorzystanych w danym roku lub tych, które uważają za nadwyżkowe wobec szacowanych poziomów realnej emisji GHG w przyszłych latach okresu rozliczeniowego, co przy oczekiwanym globalnym wzroście produkcji, w tym w Polsce, raczej zniechęca przedsiębiorstwa posiadające instalacje w Polsce do zawierania tego typu transakcji. Jedynym wyjściem z sytuacji jest tzw. grupowanie instalacji przez prowadzących instalacje jednego rodzaju za zgodą Ministra Środowiska (np. przez różne koncerny energetyczne, które same posiadają z reguły po kilka instalacji) i ustanowienie wspólnego zarządcy emisjami GHG, na co zezwala art. 31 ustawy I, w celu wspólnego rozliczania posiadanych EUA (tzw. *pooling* EUA).

Wiele przedsiębiorstw posiadających instalacje (głównie z branży energetycznej) podlega pod przepisy Ustawy z dnia 29 stycznia 2004 r. *Prawo zamówień publicznych*. Od 24.10.2008 r. *Prawo zamówień publicznych* nie stosuje się do „dostawy uprawnień do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji [...] w rozumieniu przepisów o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji” (art. 4 pkt 3 lit. k), przy czym jako dostawę na gruncie tej ustawy należy rozumieć także nabywanie praw, w szczególności na podstawie umowy sprzedaży, dostawy, najmu, dzierżawy oraz leasingu (art. 2 pkt 2). Taki zapis umożliwił zawieranie transakcji kupna lub sprzedaży EUA jako części transakcji terminowej.

#### 4. Podsumowanie

Jedną z możliwości uzyskania dodatkowego finansowania przez operatorów instalacji podlegających europejskiemu systemowi handlu emisjami GHG jest zawarcie

---

<sup>13</sup> Głowacki [b.r.] stoi na stanowisku, że ustawa I nie wyklucza innych niż sprzedaż umów cywilnoprawnych w zakresie rozporządzeń EUA.

<sup>14</sup> Co wynika chociażby z uzasadnienia do projektu ustawy I lub z treści przepisów Dyrektywy 2003/87/WE, w której mowa jest o przeniesieniu, zbyciu praw – *transfer of rights*, czyli pojęciu szerszym niż sprzedaż.

transakcji swap, polegającej na zamianie jednostek EUA na CER. Nie jest to jedynie teoretyczna możliwość. Przedsiębiorstwa zarządzające instalacjami przemysłowymi emitującymi GHG mogą korzystać z tego typu transakcji, które generowały dodatnie przepływy pieniężne dla ich inicjatorów przez cały rok 2010 i wcześniej.

Analizując polskie regulacje prawne, należy stwierdzić, że wskutek niedbałości ustawodawcy i zapewne niezrozumienia wagi problemu<sup>15</sup> powstała ustawa I w treści obecnie obowiązującej. Jest ona w dużej mierze bblem prawnym i znacznie utrudnia swobodę obrotu EUA największym emitentom GHG w Polsce<sup>16</sup>. Jej przepisy – traktowane literalnie – w dużym stopniu utrudniają realizację transakcji swap EUA/CER.

## Materiały źródłowe

*Analiza wpływu ograniczenia wykorzystania jednostek CER/ERU z projektów redukujących emisje gazów przemysłowych na rynek węglowy i cenę uprawnień do emisji*, opr. R. Jeszke, S. Lizak, M. Pyrka, E. Smol, A. Błachowicz, KASHUE i KOBiZE, Warszawa, listopad 2010, dostępna na stronie: [www.kashue.pl/materiały/opracowania/styczen2011/KASHUE\\_Ograniczenie\\_CER\\_w\\_EUETS\\_opracowanie\\_25\\_11\\_2010\\_wer3.0\\_web\\_final.pdf](http://www.kashue.pl/materiały/opracowania/styczen2011/KASHUE_Ograniczenie_CER_w_EUETS_opracowanie_25_11_2010_wer3.0_web_final.pdf).

Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca Dyrektywę Rady 96/61/WE, Dz. Urz. UE L nr 275, 25.10.2003.

Krajowy Plan Rozdziału Uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na lata 2008-2012, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2006, [www.kashue.pl/images/kpru/kpruii-28-06-06-final.pdf](http://www.kashue.pl/images/kpru/kpruii-28-06-06-final.pdf).

Głowacki M., *Obowiązująca ustawa o emisjach CO<sub>2</sub> – niestety z licznymi błędami*, b.m.i d.w., artykuł w posiadaniu autora.

*Projekt nowej ustawy o instrumentach wspomagających redukcję emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji*, Sejm RP V Kadencji, nr druku: 1791.

Rozporządzenie 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.

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 6 kwietnia 2010 r. w sprawie przyjęcia Krajowego Planu Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008-2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji, [http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/pdf/pl\\_nap\\_part1.pdf](http://ec.europa.eu/environment/climat/emission/pdf/pl_nap_part1.pdf).

Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji, DzU 2004, nr 281, poz. 2784, z późn. zm.

---

<sup>15</sup> Potencjalny wzrost cen EUA w krótkim czasie albo przełoży się bezpośrednio na wzrost cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych, albo – gdy nie nastąpi wzrost cen – spowoduje spadek produkcji energii elektrycznej i spadek wartości rynkowej koncernów elektroenergetycznych. Jako efekt uboczny może wystąpić przenoszenie energochłonnych gałęzi produkcji poza UE, w tym poza Polskę, co w naszym przypadku istotnie ograniczy rynek pracy.

<sup>16</sup> Ciekawe jest, że istniał gotowy projekt nowej ustawy o instrumentach wspomagających redukcję emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (zob. Sejm RP V Kadencji, nr druku: 1791), liberalizującej m.in. obrót EUA i dostosowującej go do Dyrektywy 2003/87/WE, lecz w Sejmie RP VI kadencji z niezrozumiałych przyczyn zaniechano prac nad tą ustawą.

Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji, DzU 2009, nr 130, poz. 1070, z późn. zm.

Ustawa z dnia 29 stycznia 2004 r. *Prawo zamówień publicznych*, tekst jednolity DzU 2007, nr 223, poz. 1655, z późn. zm.

## **USE OF EUA/CER SWAP TO GAIN ADDITIONAL MONEY BY OPERATORS OF INSTALLATIONS SUBJECT TO EU EMISSION TRADE SYSTEM**

**Summary:** In this paper the author describes the use of EUA/CER equal swap for gaining additional money, which is crucial especially for Polish holdings and companies from power generation sector. The author has analyzed market conditions for that kind of transaction and found that during the work on the paper there were very profitable conditions to make the analyzed swap. He has also analyzed Polish legal conditions for making forward such deals as analyzed swap with the use of EUA's and has found them very uncomfortable because of restrictive and unnecessary regulations.