

WYBRANE PROBLEMY EKONOMIKI PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ASPEKTCIE METOD ALOKACJI UPRAWNIEN DO EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

Wojciech Suwała, Mariusz Kudelko

Słowa kluczowe: pakiet klimatyczny, nieuzasadnione zyski, alokacja uprawnień do emisji CO₂, ekonomika energetyki

Streszczenie. Pakiet klimatyczny proponowany przez Unię Europejską będzie miał wielorakie skutki dla wytwórców energii elektrycznej i ciepła, silnie zależne od metody alokacji uprawnień emisyjnych. Obecnie stosowana metoda darmowego przydziału administracyjnego nie jest akceptowana, głównie z powodu możliwości kreowania nieuzasadnionych nadzwyczajnych zysków. Pochodzą one od kosztu alternatywnego – wartości utraconego przychodu ze sprzedaży uprawnień wykorzystanego do pokrycia rzeczywistej emisji z produkcji energii. Proces ten jest przedmiotem pierwszej części artykułu dla dwu rynków energii: konkurencji doskonałej - giełdy oraz rynku kontraktów dwustronnych. Dla pierwszego z nich zyski nadzwyczajne (*windfall profits*) powstają w określonych warunkach, przede wszystkim producent krańcowy musi być zobowiązany do zakupu uprawnień emisyjnych. W innych sytuacjach, niskiego popytu, producenta krańcowego niezobowiązanego do zakupu uprawnień, zyski producentów są normalnymi zyskami producentów. Zyski nadzwyczajne będą za to powszechne na rynku kontraktów bilateralnych, gdzie ceny są ustalane oddzielnie dla każdego kontraktu i sprzedający – producent będzie wymagał pokrycia jego kosztu alternatywnego. Autorzy wskazują jednak, że rynki energii elektrycznej są daleko bardziej złożone niż typy definiowane w mikroekonomii i nie ma prostego wyjaśnienia procesu generowania zysków.

Drugą część artykułu poświęcono ocenie różnych metod alokacji uprawnień, analizowano metodę aukcji, metody wskaźnikowe oraz częściowy przydział darmowy. Kryteriami oceny były wielkość rynku uprawnień oraz wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej dla systemu wytwarzania o cechach Polskiego sektora elektroenergetycznego. Metoda aukcji ma wiele zalet, zapobieganie powstawaniu zysków nieuzasadnionych i prostota, niestety powoduje znaczący wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Metoda wskaźnikowa bazująca na średnim dopuszczalnym wskaźniku emisyjności (IFIEC) ma wadę w postaci możliwości kreowania asymetrycznego rynku z dużą liczbą pozwoleń oferowanych przez instalacje o niskiej emisyjności. Ponadto podaż i popyt na uprawnienia będą bardzo małe, co może wpłynąć na niestabilność rynku. Metody wskaźnikowe bazujące na najlepszych wskaźnikach emisji (BAT) nie mają tych wad, ale wzrost kosztów energii jest większy. Autorzy preferują metodę specyficzną dla paliw, dla której negatywne efekty są akceptowalne. Ostatnia z metod – częściowego przydziału darmowego została zaakceptowana dla polskiego systemu elektroenergetycznego w negocjacjach z Radą Europy i ma charakterystyki podobne do metod wskaźnikowych.

1. WPROWADZENIE

Celem niniejszego artykułu jest ekonomiczna ocena wariantów alokacji uprawnień do emisji CO₂. Tak określony cel zmierza do wskazania metody ograniczającej w największym stopniu wzrost cen energii elektrycznej w Polsce w okresie 2013-2020. Jest to także priorytet dla polskiej polityki energetycznej, którym jest zaspokojenie potrzeb Polski w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną oraz dostosowania zdolności wytwórczych do wymagań przepisów Unii Europejskiej, przy jednoczesnej minimalizacji kosztu produkcji energii elektrycznej.

2. ZASADY OCENY PROPONOWANYCH METOD ROZDZIAŁU UPRAWNIEN

W dyskusji nad najlepszym sposobem kontynuowania po 2012 roku europejskiego systemu handlu uprawnień do emisji CO₂ (*ETS – Emissions Trading Scheme*) rozważane są ich różnorodne opcje. Kluczowym staje się pytanie, jak rozdzielać uprawnienia, które są ograniczonymi prawami do emisji CO₂. Dwa rozważane do tej pory alternatywne podejścia to ich darmowy przydział - *grandfathering* (zazwyczaj bazujący na historycznej emisji) oraz ich sprzedaż w systemie aukcyjnym - *auctioning*. Jeśli chodzi o skalę wzrostu cen energii przedstawiana jest teza, że dla tych dwu metod rozdziału uprawnień do emisji jest ona taka sama.

Jak wynika z dyskusji prowadzonej wśród ekspertów najważniejszymi kwestiami wymagającymi rozstrzygnięcia jest ich efektywność i sprawiedliwość społeczna. Pod tym pierwszym terminem należy rozumieć wpływ proponowanych rozwiązań na gospodarkę, druga kwestia dotyczy redystrybucji środków finansowych generowanych w systemie handlu uprawnieniami. Obie te sprawy są zresztą ze sobą dość ściśle powiązane. Należy podkreślić, że w opinii Autorów kwestia efektywności systemu przydziału uprawnień, nierozzerwalnie związana z wysokością cen energii, ma zasadnicze znaczenie dla oceny proponowanych rozwiązań. Kwestia redystrybucji dochodów, czy to w postaci dodatkowych zysków przedsiębiorstw (*windfall profits*, nadwyżek

producentów) czy też dochodów budżetowych państwa ma znaczenie drugorzędne, choć sposób ich rozdziału może wpływać na ich akceptowalność społeczną i do pewnego stopnia efektywność ekonomiczną.

Biorąc to pod uwagę przy ocenie proponowanych rozwiązań należy przede wszystkim odpowiedzieć na pytanie, jakie niekorzystne skutki ekonomiczne mogą przynieść te rozwiązania. Abstrahujemy tu od korzyści ekonomicznych z redukcji emisji CO₂, które dla wszystkich rozwiązań są takie same (taki sam jest bowiem limit emisji CO₂) i – w świetle badań – przewyższają skutki negatywne, przynajmniej w skali globalnej. Niekorzystne efekty gospodarcze powstają w związku z ograniczaniem emisji CO₂ nakładanym na przedsiębiorstwa objęte systemem handlu. Skutkiem tego jest ograniczenie produkcji wyrobów (w tym energii) lub podjęcie działań zmierzających do redukcji emisji CO₂. Oba sposoby są kosztowne, przy czym przy wyborze najlepszej opcji decyduje rachunek mikroekonomiczny. W obu przypadkach rośnie także cena energii. Należy zatem przyjąć, że miernikiem oceny proponowanych rozwiązań, analizowanych z punktu widzenia efektywności (czyli obniżenia negatywnych skutków makroekonomicznych dla gospodarki), jest wysokość wzrostu cen energii.

3. RYNKI ENERGII I ZYSKI NADZWYCZAJNE DLA METODY PRZYDZIAŁU ADMINISTRACYJNEGO I AUKCJI

Aby uporządkować dotychczasowe opinie o wpływie proponowanych metod rozdziału uprawnień na ceny energii należy analizować ten problem z punktu widzenia przyszłego rynku energii. Podając sposoby formowania cen energii należy rozróżnić dwa typy rynków energii:

- *giełdowy, gdzie mechanizm równoważenia rynków wyznacza cenę produktu, rynek odpowiadający w mikroekonomii konkurencji doskonałej,*
- *hurtowy - kontraktowy, na którym występują wyłącznie kontrakty bilateralne producent-odbiorca o różnym zakresie czasowym, od krótko- przez średnio- do długoterminowych, oligopolistyczny charakter rynku ze względu na ograniczoną liczbę sprzedających oraz brak dostępu do informacji o kontraktach.*

Na pierwszym cena energii wyznaczana jest w oparciu o ofertę krańcowego - najdroższego producenta, który dostarczy ilość „zamykającą” bilans podaży i popytu. W tym przypadku mamy w zasadzie do czynienia z jedną ceną rynkową. Warunkiem istnienia takiego rynku jest przede wszystkim duża liczba sprzedających i kupujących oraz dostęp do informacji o poziomie cen. Praktycznie spełnia je tylko giełda energii elektrycznej, gdzie na bieżąco ustala się cenę, biorąc pod uwagę oferty sprzedających i kupujących. Na rynku hurtowym – kontraktowym cena będzie wynikiem negocjacji. Producent znając swoje koszty, najczęściej będą to koszty krańcowe średnio- lub długoterminowe, będzie dążył do ustalenia ceny powyżej ich wartości. Kupujący, na podstawie rachunku ciągnionego wstecz (*net back*), ustali górną granicę, jaką może zapłacić za energię. Racjonalna cena będzie uzgodniona przez sprzedającego i kupującego w przedziale między wartością minimalną (koszt producenta), a maksymalną (*net back* kupującego). Jest to rynek z wieloma cenami, odrębnymi dla każdej transakcji.

Podstawowym zarzutem stawianym metodzie przydziału administracyjnego (darmowego) jest powstawanie nadzwyczajnych zysków *windfall profits*, przy czym ich występowanie nie wynika tylko z metody przydziału.

W pracy [2] rozróżniono dwa pojęcia zysku:

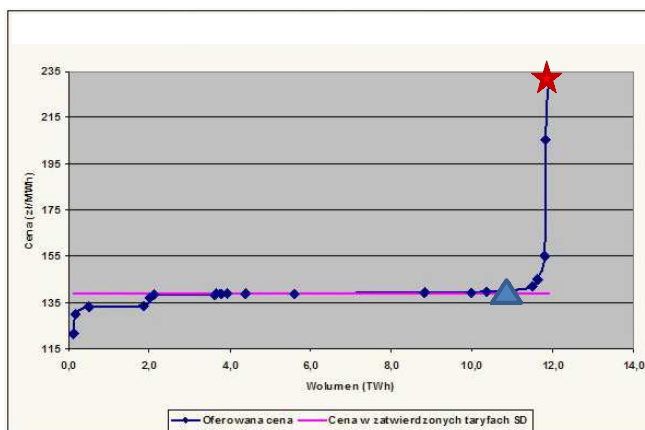
- *windfall profits*, czyli zyski wynikające z włączenia w cenę energii korzyści (zyski) utracone wskutek produkcji energii (*opportunity costs* - koszty alternatywne), swego rodzaju „manna z nieba”; utraconą korzyścią jest tutaj przychód ze sprzedaży przyznanych (darmowo) uprawnień, niewykorzystanych wskutek zmniejszenia lub wręcz zaniechania produkcji energii; produkując energię traci się ten przychód,
- *producer surplus* – nadwyżka producenta, praktycznie „normalny” zysk producenta wynikający z różnicy między kosztami wytwarzania u producentów, a ceną wyznaczoną przez mechanizm konkurencji na rynku lub uzyskaną w kontrakcie.

Należy podkreślić, że rodzaj rynku i zasady formułowania cen przesądzają o istnieniu zjawiska *windfall profits* i jego wpływie na kształtowanie cen energii.

Mówiąc o rynku w pełni konkurencyjnym przytoczona powyżej teza o braku wpływu sposobu rozdziału uprawnień do emisji na wysokość cen energii budzi kontrowersje wśród zwolenników darmowego ich przydziału. Opiera się jednak na prostym mikroekonomicznym rachunku marginalnym i zakłada funkcjonowanie rynku w pełni konkurencyjnego. Otóż w warunkach braku pokrycia emisji CO₂ uprawnieniami producent energii muszą podjąć działania redukujące (np. poprzez zmianę technologii lub ograniczenie produkcji) lub kupić

uprawnienia. Każda z tych opcji jest kosztowna i będzie przerzucona w koszt produkcji. Jeśli przedsiębiorstwo zamierza sprzedać swój produkt – w tym przypadku energię - bez ponoszenia straty, musi podnieść jego cenę. W warunkach konkurencji doskonałej cenę energii wyznacza producent krańcowy stosujący tę samą zasadę. Zatem cena rynkowa energii będzie wyznaczona przez tego producenta w oparciu o koszt krańcowy ostatniej jednostki produkowanej energii. A ta będzie uwzględniać konieczność podjęcia działań redukcyjnych lub dokupienia uprawnień. Sposób rozdziału uprawnień nie ma więc tutaj żadnego znaczenia z punktu widzenia wysokości ceny rynkowej energii. W rezultacie wszyscy producenci energii, bez względu na sposób rozdziału uprawnień, otrzymują cenę energii ustaloną przez marginalnego dostawcę.

Przyczyną wystąpienia *windfall profits* jest włączenie w koszty produkcji wspomnianego wcześniej kosztu alternatywnego ale nie zakupu uprawnień. Warunkiem jest jednak to, że producenci mogą żądać ceny znacznie wyższej niż ich koszty, tzn. że rynek jest rynkiem zbliżonym do konkurencji doskonałej oraz, że istnieje co najmniej jeden producent krańcowy o wysokich kosztach, jak na rys. 1.



Rys. 1. Krzywa podaży energii elektrycznej ze źródeł skojarzonych, rok 2006 [2]

Jeśli rynek będzie konkurencyjny, to przy popycie rzędu 12 MWh cenę wyznaczy producent krańcowy (oznaczony gwiazdką) i wyniesie ona około 235 zł/MWh. Pozostali producenci uzyskają zyski około 90 zł/MWh i według [13] będzie to *surplus*, jeżeli cena producenta krańcowego nie uwzględnia kosztu alternatywnego gdyż producent nie jest zobowiązany do zakupu uprawnień (np. elektrownia jądrowa, wodna lub import), lub *windfall profit*, jeżeli cena wynika z dodania kosztu alternatywnego. Nie wiadomo natomiast jak sklasyfikować te zyski, gdy producent krańcowy ma wysoki koszt bo zakupił uprawnienia, które pozostali otrzymali bezpłatnie. Autorzy skłaniają się do tego aby uznać je za *surplus* czyli normalne zyski producentów.

W metodzie aukcji nie ma stałego przydziału i każdy producent musi zakupić uprawnienia stosownie do produkcji i emisyjności, zatem zmniejszenie produkcji nie daje tego rodzaju zysków. Pierwszym nasuwającym się wnioskiem dla zapobieżeniu postawianiu *windfall profits* jest zatem uzależnianie przydziału uprawnień od rzeczywistego poziomu produkcji, a nie przydzielanie całkowitej (rocznej) ilości.

Jeżeli popyt będzie wynosił 11 MWh wówczas cena producenta krańcowego (oznaczony trójkątem) będzie rzędu 140 zł/MWh, a z pozostałych producentów tylko kilku osiągnie zyski od kilku do 20 zł/MWh. Jeżeli producent krańcowy nie jest zobowiązany do posiadania uprawnień to jego cena nie zawiera kosztu alternatywnego, zyski pozostałych producentów są niewielkie i nawet gdyby tego chcieli nie mogą dodać kosztu alternatywnego (tak będzie w sytuacji gdy producent krańcowy ma duży zapas zdolności produkcyjnych, inaczej inni przez ograniczenie produkcji mogą uczynić jednego z nich krańcowym, który uwzględni koszt alternatywny), a ich zyski będą normalnymi zyskami przedsiębiorcy. Jeśli zaś cena producenta krańcowego uwzględniała koszt alternatywny, to zarówno on jak i pozostali uzyskają *windfall profits*.

Według powyższej argumentacji podstawowymi warunkami powstania zysków, obojętnie jak nazwanych, jest w powyższym mechanizmie rynek konkurencyjny. Ponadto w warunkach niedoboru uprawnień, cena ustalona przez najdroższego (krańcowego) producenta będzie zazwyczaj ceną rynkową (producentem krańcowym musi być elektrownia włączona w system ETS), zawierającą składnik kosztu zakupu uprawnień (lub równoważnego kosztu redukcji). Dlatego w warunkach funkcjonowania rynku w pełni konkurencyjnego sposób rozdziału uprawnień nie ma wpływu na cenę energii, a tym samym na jego ocenę w zakresie makroekonomicznych

skutków dla gospodarki. Również stopniowe wprowadzanie aukcji (możliwość derogacji dla państw członkowskich, w tym Polski), nie ma ekonomicznego uzasadnienia, gdyż generuje taki sam wzrost cen.

Autorzy przeprowadzili obliczenia modelowe dla wariantu z systemem aukcji od 2013 roku oraz jej stopniowym wprowadzaniem. Wyniki, w sensie zakresu inwestycji sektora energetycznego były takie same. Cena krańcowa energii również powinna być taka sama, choć oczywiście koszt średni produkcji jest niższy dla wariantu ze stopniowym wprowadzaniem aukcji.

Wniosek ten wymaga uzupełnienia o kwestię efektów dystrybucyjnych, które mogą być rozpatrywane w świetle pewnej poprawy efektywności systemu. Wyjaśnia to także dodatkowo problem niezasłużonych zysków (*windfall profits*). Jak wspomniano wyżej i jak podkreślają dostępne opracowania, system uprawnień darmowych generuje *windfall profits*, a z kolei system aukcyjny pozwala je wyeliminować. *Windfall profits* w systemie uprawnień darmowych należy rozpatrywać w kontekście redystrybucji środków finansowych od konsumentów do producentów energii. W świetle przedstawionej argumentacji można je w pewnych wypadkach traktować jako nadwyżkę producentów nierozzerwalnie związaną z mechanizmem kształtowania cen energii na w pełni konkurencyjnym rynku. Te zyski przynależą do producentów energii, jednak nie należy ich utożsamiać z zyskami „nieuzasadnionymi”. Są one w warunkach konkurencji źródłem pokrycia pozostałych kosztów produkcji i utrzymania się na rynku i nie mają nic wspólnego z „nieuzasadnionymi” korzyściami, lecz stanowią naturalną korzyść producentów wynikającą z mechanizmu kształtowania cen na rynku konkurencyjnym. Natomiast system aukcyjny zyski te może zniwelować, przy czym dochody z aukcji mogą być wykorzystane w ekonomicznie produktywny sposób, np. poprzez zasilanie budżetu państwa, zmniejszając jednocześnie inne obciążenia konsumentów energii. Teoria ekonomii nie daje wprawdzie jednoznacznej odpowiedzi, czy ten sposób wykorzystania środków może być efektywniejszy od poprzedniego (hipoteza tzw. podwójnej dywidendy nie została do tej pory w pełni potwierdzona), jednak może być z tego powodu preferowany. Niemniej ten sposób redystrybucji środków (czyli gdy dochody ze sprzedaży uprawnień trafiają poprzez budżet państwa do konsumentów energii) wydaje się być sensowniejszy od wspierania producentów energii środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień. Ten sposób redystrybucji można bowiem porównać z wariantem darmowego przydziału uprawnień, przy czym jest znacznie droższy od niego o koszty administracyjne aukcji i dystrybucji dochodów.

Reasumując, zjawisko *windfall profits* – w warunkach rynku w pełni konkurencyjnego – nie ma znaczenia z punktu widzenia efektywności systemu, nie ma wpływu na ceny energii, a ich występowanie należy rozpatrywać w kontekście istnienia naturalnej nadwyżki producentów (zysków ekonomicznych) generowanych w warunkach konkurencji producentów energii przy znaczącym zróżnicowaniu kosztów produkcji energii.

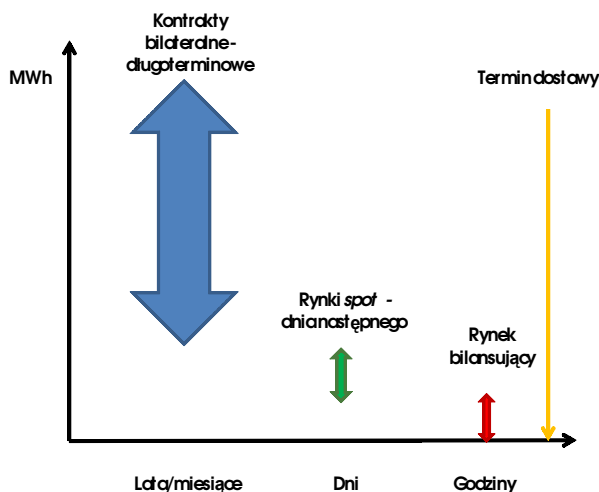
Zdecydowanie inaczej kształtowane są ceny na rynku hurtowym, gdzie nie wyznacza ich koszt krańcowy krańcowego producenta, lecz mamy do czynienia z systemem cen kontraktowych. Tutaj niejako samo istnienie „systemu” uprawnień zbywalnych generuje wyższą cenę energii niż w warunkach rynku konkurencyjnego. Na tym rynku nie ma jednej ceny rynkowej, istnieją ceny ustalane na zasadzie umów dwustronnych, gdzie cena energii każdego producenta będzie kalkulowana tak, aby pokryć wszystkie składniki kosztowe producenta, w tym koszt zakupu uprawnień lub wspomniane koszty alternatywne związane z możliwością odsprzedaży uprawnień. W rezultacie średni poziom cen energii dla odbiorców może być zdecydowanie wyższy niż na rynku w pełni konkurencyjnym. Zjawisko *windfall profits* na rynku umów dwustronnych, mające swoje źródło w istnieniu kosztów alternatywnych sprzedaży uprawnień, nie będzie tu tylko „ubocznym” efektem działania rynku, lecz w istotny sposób może przyczynić się do wzrostu cen energii. Należy jednak wyraźnie podkreślić, że eliminacja *windfall profits* poprzez system aukcji uprawnień nie ma znaczenia z punktu widzenia wysokości ceny energii. Będzie ona bowiem w obu przypadkach taka sama, a jedynie odmienne będą skutki dystrybucyjne. Badania empiryczne wskazują, że *windfall profits* nie są w całości przeliczone w cenę energii, lecz jedynie częściowo. Można to wytłumaczyć tym, iż przedsiębiorstwo kalkulując wysokość kosztu alternatywnego musi brać pod uwagę zarówno dochód uzyskany z odsprzedaży uprawnień zbywalnego, utratę części zysku związanego z ograniczeniem produkcji oraz obniżenie popytu. Bilans ten może być powodem niższego wzrostu cen energii w przypadku systemu darmowego niż aukcji uprawnień

4. NIEPEWNOŚCI WYNIKAJĄCE Z ZASAD FUNKCJONOWANIA RYNKU I ZASAD FORMOWANIA CEN ENERGII

Na rynkach oligopolistycznych, które dominują w europejskiej energetyce, reakcje producentów są bardziej złożone niż na rynkach konkurencji doskonałej i trudno opisać prosty mechanizm powstawania omawianych nadzwyczajnych zysków. Rozwijane dotąd modele teoretyczne nie dają wystarczającej dokładności w

prognozowaniu cen i zachowań producentów na takich rynkach. Ponadto, energią nie handlują poszczególni producenci, ale ich spółki. Może tu zachodzić, choć w ograniczonym zakresie, subsydiowanie skrośne, w sensie takiego ustalenia poziomu produkcji i sprzedaży, aby wspomóc producenta w gorszej sytuacji ekonomicznej. Innym czynnikiem, który sprawia, że sprzedający ustalą cenę niekoniecznie na poziomie swoich kosztów krańcowych jest korzyść z uzyskania i utrzymania pewnego udziału w rynkach. Wreszcie wysokie zyski sprawiają, że w średnim i długim terminie inwestowanie w dany sektor jest bardzo korzystne i zachęca inwestorów do budowy odpowiednich zakładów. W takiej sytuacji producenci funkcjonujący na rynku (*incumbents*) mogą być zainteresowani utrzymaniem niższej stopy zysku, aby nie zachęcać nowych inwestorów (*new entrants*). Wreszcie zyski producentów należy rozważać łącznie dla dwu okresów wytwarzania „w podstawie” i „w szczycie”. Łącznie daje to dość złożony układ współzależności nie dający podstaw do wyciągania daleko idących prostych wniosków.

Obecny rynek energii elektrycznej można scharakteryzować jak na rys. 2. Rynek w pełni konkurencyjny to tylko rynek krótkoterminowy, rola rynku bilansującego nie ma charakteru ekonomicznego, a regulacyjny. Rynek kontraktów bilateralnych dominuje obecnie nie tylko w Polsce, ale i w innych krajach Europy. Unia Europejska dąży do zliberalizowania rynków energii przy jednoczesnym promowaniu budowy linii transgranicznych [4,8]. Ma to zwiększyć konkurencję na rynkach krajowych i przyczynić się do obniżenia cen energii. Z drugiej jednak strony należałoby zapytać, czy rynek bliski konkurencji doskonałej, czyli praktycznie przerzucenie obrotu na giełdę, będzie preferowany przez obie strony. Groźbą jest występowanie dużych wahań cen, niekoniecznie wskutek zamierzonych działań (spekulacyjnych) którejkolwiek ze stron, ale wskutek wydarzeń losowych, np. awarii linii czy elektrowni, długiego okresu niekorzystnych warunków atmosferycznych. Niewątpliwie rola rynku giełdowego będzie rosła, jednak według Autorów nie byłoby korzystne wprowadzenie przymusu sprzedaży wyłącznie poprzez giełdę. Struktura obrotu powinna się wykształcać w drodze ewolucji, to sprzedający i kupujący powinni wybierać najkorzystniejsze dla nich formy kontraktów. Doświadczenia rynków międzynarodowych węgla kamiennego czy ropy dowodzą, że mimo istnienia warunków do formowania się rynków konkurencyjnych i dominacji zakupów typu dostaw natychmiastowych - *spot*, kontrakty długoterminowe mają znaczący udział w tych rynkach. Bezpieczeństwo dostaw i w zasadzie stabilne, choć może wyższe, ceny są argumentami za utrzymywaniem tego typu relacji między sprzedającym a kupującym.



Rys. 2. Względna wielkości i pozycja rynków energii elektrycznej [14]

Inne zagadnienie, to jaki będzie producent krańcowy - czy będzie to elektrownia bazująca na paliwie kopalnym, a zatem istotny element systemu ETS, czy elektrownia jądrowa lub odnawialna, które praktycznie nie są włączone w ETS, choć mogą być kluczowe dla stanowienia cen na rynku energii elektrycznej. Ponadto, w większości prac przyjmuje się, że koszt krańcowy będzie kosztem krótkoterminowym, czyli praktycznie zmiennym, co w przypadku produkcji energii elektrycznej będzie równe kosztom paliwa plus koszt nabytych uprawnień emisyjnych [14][2,14]. Trzeba ponadto rozróżnić generację w szczytach i podstawie. Producent pracujący w podstawie będzie również produkował energię w szczycie, gdy ceny będą wysokie. Zatem generacja w podstawie może być wyceniana według kosztu krańcowego krótkoterminowego, bo producent wie, że w szczycie uzyska większą cenę, która pozwoli pokryć pozostałe koszty. Inna jest sytuacja producenta (np. elektrowni gazowej) pracującego wyłącznie w szczycie, w czasie mniej więcej o połowę krótszym niż elektrownie „w podstawie”. Przychody ze sprzedaży muszą pokryć jego koszty całkowite, można uznać, że będą to koszty krańcowe

długoterminowe. Te będą w przypadku każdego producenta większe od krótkoterminowych. Oznacza to wysokie ceny energii w szczycie i możliwość powstania dużych zysków pozostałych producentów.

Niepewność, niezależnie od przyczyny, sprowadza się do cen energii i uprawnień do emisji. Niedobór, to jest niska podaż prowadzić będzie do relatywnego wzrostu cen uprawnień, odwrotnie duża podaż do spadku. Odpowiednio większa lub mniejsza liczba producentów podejmie działania redukujące emisję oraz większy lub mniejszy będzie przyrost kosztów energii.

5. OCENA METOD ALOKACJI UPRAWNIEN DO EMISJI

Pakiet energetyczno - klimatyczny w swej oryginalnej wersji zakłada odejście po roku 2013 od administracyjnego przydziału darmowych uprawnień do emisji, w szczególności do metody aukcji. Metoda ta była krytykowana przez wiele krajów i w rezultacie np. Polska uzyskała prawo do przydziału części emisji za darmo. Niemcy dla sektorów nie-energetycznych proponują metodę wskaźnikową opracowaną przez IFIEC EUROPE - the International Federation of Industrial Energy Consumers. W niniejszym artykule analizowano następujące metody:

- aukcje,
- metoda wskaźnikowa IFIEC,
- metoda wskaźnikowa z poziomem odniesienia wg średniej ważonej emisyjności,
- metoda z poziomem odniesienia wg najniższej emisyjności i wskaźnikiem specyficznym dla paliw,
- przydział darmowy części uprawnień.

Podana dalej ocena metod alokacji uprawnień opiera się na obliczeniach wykonanych dla uproszczonego obrazu polskiego systemu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Wskaźniki emisji wyznaczono na podstawie danych dla produkcji brutto. Są one wyższe niż wyznaczone w [5], ale dla uproszczenia odniesiono je wyłącznie do produkcji energii elektrycznej, podczas gdy ARE szacuje je na podstawie emisji z zużycia paliw na produkcję energii elektrycznej brutto.

Tabela 1

	Podstawowe dane wykorzystane dla oceny metod alokacji [5]			Razem
	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny	Gaz ziemny	
Liczba instalacji	10	109	7	126
Zużycie węgla, tys. t	56736	45555		102291
Zużycie gazu, TJ		13811	34053	47864
Produkcja energii elektrycznej brutto, GWh	51278	92336	4411	148025
Emisja CO ₂ , tys. t	54785	92792	2294	149871
Średni wskaźnik emisji, t CO ₂ /MWh	1,07	1,00	0,52	1,01
Najniższy wskaźnik emisji, t CO ₂ /MWh*		0,80 ^s	0,35 ^{&}	0,90

* Najniższe wskaźniki emisji przyjęto za [6]; ^stypowy na parametry nadkrytyczne; [&]turbina z cyklem kombinowanym (NGCC);

Instalacje systemu pokazano w tabeli 2, przy czym dla uproszczenia założono, że emisyjność instalacji zmienia się liniowo $\pm 15\%$ w stosunku do średniej z tabeli 1, produkcja instalacji jest taka sama w każdej grupie paliwowej oraz liczba instalacji dla węgla kamiennego wynosi tylko dwadzieścia. Taki układ pozwala ustalić orientacyjną pozycję instalacji, w sensie zakupu/sprzedazy uprawnień dla analizowanych dalej metod alokacji nie tracąc ogólnego obrazu systemu.

Pokazane dane to umowy rok zerowy, dla tych danych ustalony zostanie poziom dopuszczalny emisji (*cap*) dla roku następnego. Będzie on wynosił 145702 tys. ton CO₂ i będzie niższy o około 1,3 % co daje łącznie obniżkę o około 18% w latach 2005 – 2020. zgodnie z założeniami pakietu energetyczno - klimatycznego dla energetyki [11]. Według tzw. procentu składanego; gdyby redukować w każdym roku tę samą ilość emisji to wyniosłaby ona 1,33% emisji z roku 2005, ale oznaczałoby relatywnie większe redukcje w latach końcowych. Limit wskazany dla opisywanego tu systemu nie jest naprawdę limitem w sensie fizycznym. Po pierwsze limit jest ustalany na poziomie Unii Europejskiej, a więc instalacje w dowolnym kraju mogą emitować więcej, pod warunkiem spełnienia warunku posiadania odpowiedniej liczby uprawnień, uzyskanych darmo lub zakupionych. Po drugie limit dla kraju to praktycznie liczba pozwoleń, jakie dane państwo może rozprowadzić bezpłatnie lub sprzedać na rynku paneuropejskim, a limit oznacza raczej poziom przychodów ze sprzedaży uprawnień.

Tabela 2

Nr instalacji	Paliwo	Emisyjność, t CO ₂ /MWh	Dane wykorzystane dla oceny metod alokacji	
			Produkcja, GWh	Emisja, tys. t CO ₂
1	Gaz ziemny	0,4429	630	279
2	Gaz ziemny	0,4652	630	293
...
6	Gaz ziemny	0,5545	630	349
7	Gaz ziemny	0,5768	630	363
8	Węgiel brunatny	0,9163	5128	4699
9	Węgiel brunatny	0,9486	5128	4864
...
16	Węgiel brunatny	1,1750	5128	6025
17	Węgiel brunatny	1,2074	5128	6191
18	Węgiel kamienny	0,8585	4617	3964
19	Węgiel kamienny	0,8737	4617	4033
...
36	Węgiel kamienny	1,1312	4617	5223
37	Węgiel kamienny	1,1464	4617	5292
Razem			148025	149257

Należy podkreślić, że prezentowana analiza zakłada pewne ułatwienia w stosowaniu omawianych metod, głównie spełnienie wymogów administracyjnych [10], które w pewnych wypadkach mogą być trudne do spełnienia, jak wskazano w ocenie aktualnego stanu regulacji pakietu [7].

5.1. Metoda aukcji

Metoda polega na zakupie wszystkich wymaganych uprawnień na aukcjach – przetargach i jest proponowana jako podstawowa w dokumentach dotyczących pakietu energetyczno – klimatycznego. Cena uprawnienia ma wynosić około 40 Euro/t CO₂ [11]. Według wielu opinii ma ona wiele zalet, między innymi przeciwdziała powstawaniu *windfall profits*, a znaczne środki zgromadzone ze sprzedaży mogą zasilać budżety państw. Proponuje się ich wykorzystanie dla rekompensowania wzrostu kosztów utrzymania dla grup o niskich dochodach oraz wspomaganie rozwoju energetyki i technologii o niskich emisjach CO₂ w tym poza granicami UE.

Metoda ta jest preferowana przez ekonomistów [14], mimo znaczącego wpływu na poziom cen energii.

W tabeli 3 pokazano sytuację w analizowanym systemie energetycznym przy założeniu zakupu wszystkich uprawnień na aukcji.

Tabela 3

Instalacja nr	System energetyczny w sytuacji zakupu uprawnień w systemie aukcji	
	Emisja, tys. t CO ₂	Sprzedaż + zakup - Uprawnień, tys. t CO ₂
1	279	-279
2	293	-293
...
36	5223	-5223
37	5292	-5292
Razem tys. t CO ₂	149257	-149257
Limit (cap) 98.40% emisji roku poprzedniego:		146869
Podaż uprawnień, tys. t CO ₂		146869
% podaży w stosunku do cap - aukcji		100
Popyt na uprawnienia, tys. t CO ₂		149257

W metodzie tej całość podaży uprawnień będzie pochodzić od administratora systemu, ale będzie niższa od popytu wymuszając redukcje emisji.

5.2. Metoda IFIEC - rozdziału uprawnień opartej na poziomie odniesienia wyznaczonym z dopuszczalnej emisji i oczekiwanego poziomu produkcji

Propozycja systemu rozdziału uprawnień w oparciu o poziom odniesienia (*benchmarking*) stanowi alternatywę dla zawartej w przygotowanym przez Komisję Europejską projekcie dyrektywy ETS koncepcji wprowadzenia od 2013 r. obowiązku nabywania wszystkich uprawnień w drodze aukcji. Zakłada wykorzystanie mechanizmu wskaźnikowego i darmową alokację uprawnień dla instalacji w ilości odpowiadającej iloczynowi poziomu odniesienia – wskaźnika emisyjności - *benchmark* (np. w t CO₂/MWh) wyznaczonego *ex ante* i rzeczywistego poziomu produkcji. Formalnie rozliczenie będzie się odbywać po zakończeniu roku, ale producenci znając swój poziom produkcji i wskaźnik odniesienia będą musieli przedstawić dowód posiadania odpowiedniej ilości uprawnień. Zmniejszanie emisyjności sektora energetycznego w ramach systemu byłoby dokonywane poprzez coroczne obniżanie poziomu wskaźnika. Gdy rzeczywisty wskaźnik dla danego przedsiębiorstwa jest niższy od wskaźnika odniesienia, wówczas nadwyżka uprawnień pozostaje w jego dyspozycji i może ją odsprzedać. Przedsiębiorstwa o wyższym wskaźniku emisji niż wskaźnik odniesienia otrzymują darmowy przydział uprawnień tylko na część swojej emisji (do poziomu wskaźnika), a pozostałą część emisji muszą rozliczyć poprzez nabycie uprawnień na aukcjach lub redukcję emisji.

Zasadnicza różnica pomiędzy systemem wskaźnikowym a propozycjami omówionymi wcześniej (głównie dotyczy to *grandfatheringu*) polega na tym, że obniżenie produkcji energii będzie się wiązało z odpowiednio mniejszym przydziałem uprawnień. To z kolei powoduje, że w przedsiębiorstwach, które ograniczają produkcję nie powstaje koszt alternatywny, który mógłby być przerzucony w cenę energii i generować *windfall profits*.

Zatem w metodzie wskaźnikowej nie powstaje koszt alternatywny i nie ma możliwości jego przerzucenia w cenę energii, co jest zasadniczą przewagą tego rozwiązania nad dotychczas rozważanymi. To wraz z faktem, że przedsiębiorstwa energetyczne są zmuszone do kupowania tylko części uprawnień powoduje, że ceny energii będą kształtowane na niższym poziomie niż w wariantach darmowego lub aukcyjnego rozdziału uprawnień.

Metoda opracowana przez IFIEC w swej oryginalnej formule zakładała ustalenie poziomu wskaźnika (*benchmark*) praktycznie na podstawie poziomu emisji z okresu poprzedzającego alokację uprawnień, obniżonego do poziomu dopuszczanego (*cap*), i oczekiwanego poziomu produkcji; w szczególności jest to średni dopuszczalny poziom emisji.

Tabela 4

Nr instalacji	Produkcja, GWh	Wskaźnik <i>benchmark</i> , tCO ₂ /MWh	Zakup i sprzedaż uprawnień w systemie wskaźnikowym – IFIEC			
			Przydział darmowych uprawnień, tys. t CO ₂	Emisja, tys. t CO ₂	Sprzedaż + zakup – uprawnień, tys. t CO ₂	
1	630	0,995	627	279	348	
2	630	0,995	627	293	334	
...	
6	630	0,995	627	349	278	
7	630	0,995	627	363	264	
8	5128	0,995	5103	4699	404	
9	5128	0,995	5103	4864	238	
...	
16	5128	0,995	5103	6025	-923	
17	5128	0,995	5103	6191	-1088	
18	4617	0,995	4594	3964	631	
19	4617	0,995	4594	4033	561	
...	
36	4617	0,995	4594	5223	-628	
37	4617	0,995	4594	5292	-698	
Razem	148025		147302	149257	-1955	

Limit (*cap*) 98.70% emisji roku poprzedniego:

147302

Podaż uprawnień, tys. t CO₂

6015

% podaży w stosunku do *cap* - aukcji

4,08

Popyt na uprawnienia, tys. t CO₂

7971

W tabeli obliczono podaż uprawnień jako sumę oferty producentów (liczby dodatnie w ostatniej kolumnie) oraz ilości jaką dysponuje administrator systemu ETS a będąca różnicą między limitem (*cap*) a ilością uprawnień darmowych oszacowana na podstawie oczekiwanej produkcji. Jest to ilość pozorna, mówiąca raczej o proporcjach jakie wystąpiłyby na rynku uprawnień przy stosowaniu tych samych zasad dla całej Unii. W rzeczywistości nie będzie limitu krajowego a jeden dla całego rynku UE. Popyt na uprawnienia jest sumą ilości koniecznych do zakupienia przez wytwórców (liczby ujemne w ostatniej kolumnie).

Metoda IFIEC niesie za sobą dwa niebezpieczeństwa. Pierwsze jest takie, że producenci będą zainteresowani utrzymaniem relatywnie wysokiego poziomu emisji w okresie poprzedzającym alokację dla uzyskania wysokiego poziomu emisji średnich i poziomu wskaźnika (*benchmark*). Polegać to będzie na wstrzymaniu lub spowolnieniu inwestycji w nowe niskoemisyjne instalacje, które zostaną oddane do użytku po rozpoczęciu kolejnego okresu ETS. Instalacje te będą miały pewien nadmiar uprawnień, co zwiększy ich podaż na rynek i obniży cenę. Jest to także jeden z możliwych powodów wystąpienia drugiej niekorzystnej sytuacji, a mianowicie niesymetrycznego rynku uprawnień. Ilustracją niech będzie przykład przejścia od rynku trzech producentów, dla których ustalono poziom odniesienia, do rynku czterech producentów, z których jeden ma niskie emisje (tabela 5). W przykładzie producenci mają to samo paliwo i koszty, różnią się jedynie sprawnością, a w związku z tym emisyjnością. W pierwszym przypadku - **A**, to jest przy określaniu poziomu odniesienia, istnieje pewien niedobór wynikający z ustalenia globalnej emisji na poziomie o 2% mniejszym niż roku poprzednim. Będzie on musiał zostać pokryty przez redukcję emisji jeśli analizowany układ potraktujemy jako zamknięty. W drugim przypadku - **B**, pojawia się nadmierna podaż uprawnień i w związku z tym ich cena będzie bardzo niska i nie będzie stanowić zachęty do redukcji emisji. W poniższym prostym przykładzie emisja będzie niższa od dopuszczalnej (*cap*), wystąpi więc efekt pozytywny, jednak żaden z producentów nie będzie zmuszony do ograniczania emisji. Dodatkowo niskie koszty uprawnień mogą zachęcić do zintensyfikowania produkcji w instalacjach o wysokiej emisyjności, które zazwyczaj mają niskie inne składniki kosztu wytwarzania energii (np. koszty stałe) równoważące koszt uprawnień do emisji.

Tabela 5

Przykład asymetrii na rynku uprawnień dla wyznaczenia poziomu odniesienia na podstawie emisji historycznych

	Elektrownia	Sprawność, %	Emisja, t CO ₂	Produkcja energii, MWh	Emisja jednostkowa, t CO ₂ /MWh	Alokacja uprawnień, t CO ₂	Zakup – lub sprzedaż + uprawnień, t CO ₂
A	E1	30	133	100	1,33	102	-30,978
	E2	40	100	100	1,00	102	2,356
	E3	50	80	100	0,80	102	22,356
	Suma		313	300	1,04	307	-6,267
B	E1	30	100	75	1,33	77	-23,2333
	E2	40	75	75	1,00	77	1,7667
	E3	50	60	75	0,80	77	16,7667
	E4	50	60	75	0,80	77	16,7667
	Suma		295	300	0,98	307	12,0667

Taka sama nierównowaga może wystąpić niejako naturalnie, gdyż producenci o niskich emisjach będą produkowali relatywnie więcej niż ci o wysokich. Jeżeli emisja dozwolona *cap* będzie bliska rzeczywistej emisji historycznej, to powyższe zjawiska mogą wystąpić z dużym natężeniem. Inna będzie sytuacja, gdy *cap* będzie znacząco niższy od emisji historycznych lub oczekiwanych, wtedy wskaźnik będzie miłą relatywnie małą wartością a omówione procesy będą miały mniejsze nasilenie i wpływ na rynek uprawnień.

Za wadę metody IFIEC można również uznać konieczność korekty poziomu odniesienia w każdym roku na podstawie rzeczywistej całkowitej emisji w latach poprzednich. Jeśli była ona wyższa od przyjętej do wyznaczenia poziomu odniesienia dla danego roku, to w następnych latach obniża się poziom (*cap*) tak, aby nie przekroczył zadanego dla cyklu ETS, to znaczy:

$$B_{t+1} = [(CAP_{t+1} - EMI_{t-1}^+) / (z - T)] / PR_{t+1},$$

gdzie: B_{t+1} - poziom wskaźnika *benchmark* dla roku $t+1$, CAP_{t+1} - całkowity poziom emisji dozwolony dla roku $t+1$, EMI_{t-1}^+ - nadwyżka emisji w roku $t-1$, $z - T$ - liczba lat pozostała w okresie ETS, PR_{t+1} - prognoza produkcji dla roku $t+1$.

Oznacza to (nieoczekiwaną) zmianę poziomu odniesienia dla każdego niemal roku, gdyż przy braku bieżącej kontroli poziomu emisji może być ona systematycznie przekraczana i w końcowych latach okresu ETS poziom odniesienia może być bardzo niski. Pojedynczy producenci nie są w stanie kontrolować całkowitego poziomu emisji i łatwo może dochodzić do jej przekraczania. Producenci będą zmuszeni przystosowywać swoje decyzje do warunków zmieniających się w stopniu znacznie większym, aniżeli wynikałoby to z zapowiedzi administratora ETS na początku okresu, zmieniając kompletnie racjonalność decyzji (np. inwestycyjnych) producentów. Co więcej, ponieważ administrator ETS może nie mieć kontroli nad poziomem produkcji i liczbą uprawnień dostarczanych na rynek i sprzedawanych, może systematycznie dochodzić do przekraczania poziomu produkcji i w konsekwencji emisji.

Nowe instalacje – *new entrants* - w tej metodzie jak i innych wskaźnikowych sprawiają pewien problem. Zgodnie z aktualnym stanem regulacji aby można było przyznać im darmowe uprawnienia rozpoczęcie ich budowy powinno nastąpić przed końcem roku 2008. Dla danego kraju przydział powinien być ustalony do 30 września 2011 roku i podany Komisji Europejskiej w formie wniosku zawierającego proponowaną metodę alokacji oraz indywidualne przydziały. Komisja może taki wniosek akceptować lub nie. Wydaje się, że takie regulacje wprowadzają nadmierne działania administracyjne, prościej byłoby ustalenie wskaźnika dla wszystkich instalacji, może nawet na poziomie mniejszym niż wynikającym z oczekiwanej produkcji aby nie dopuścić do przekroczenia limitu. Nadto proponowana alokacja znów będzie uznana lub nie, podobnie jak w poprzednich okresach ETS, co wprowadza aspekt uznaniowości, zatargów z Komisją, itp. Inwestycje, które są dopiero planowane nie będą mogły otrzymać bezpłatnych uprawnień co będzie pogarszać ich konkurencyjność, choć tylko w ograniczonym czasie to jest do roku 2020, wprowadzenia 100% aukcji dla wszystkich instalacji.

Należy ponadto zauważyć, że wzrost liczby instalacji nie oznacza automatycznie zwiększenia produkcji. Nowe instalacje będą miały niską emisyjność, bo tylko taka gwarantuje niskie koszty, co przy stałym poziomie produkcji oznacza zmniejszenie emisji całkowitej i praktycznie rugowanie instalacji starych, wysokoemisyjnych.

5.3. Metoda wskaźnikowa z poziomem odniesienia według średniej ważonej najniższej emisyjności

W drugiej z metod wskaźnikowych stosuje się zasadę darmowego przydziału części uprawnień, przy czym wskaźnik jest wyliczany jako średnia ważona najniższych emisyjności dla każdego paliwa z wagami równymi udziałom produkcji energii z każdego paliwa. Jest to jedna z metod proponowanych do wyznaczania poziomu darmowych uprawnień emisyjnych dla okresu po 2013 roku [10]. Emisje najniższe przyjęto wg danych odpowiadających najlepszym dostępnym technologiom (*Best Available Technique*).

Wskaźniki rynku uprawnień dla tej metody są nieco lepsze niż dla poprzedniej, podaż uprawnień jest znacznie większa, choć są to głównie (95%) uprawnienia pochodzące od administratora ETS.

Tabela 6
Zakup uprawnień w metodzie wskaźnikowej wg średniej ważonej najniższej emisyjności

Nr instalacji	Produkcja, GWh	Wskaźnik <i>benchmark</i> , t CO ₂ /MWh	Przydział darmowych uprawnień, tys. t CO ₂	Emisja, tys. t CO ₂	Sprzedż + zakup – uprawnień, tys. t CO ₂
1	630	0,821	517	279	238
2	630	0,821	517	293	224
...
6	630	0,821	517	349	168
7	630	0,821	517	363	154
8	5128	0,821	4211	4699	-487
9	5128	0,821	4211	4864	-653
...
16	5128	0,821	4211	6025	-1814
17	5128	0,821	4211	6191	-1980
18	4617	0,821	3791	3964	-172
19	4617	0,821	3791	4033	-242
...

36	4617	0,821	3791	5223	-1431
37	4617	0,821	3791	5292	-1501
Razem	148025		121563	149257	-27694

Limit (cap) 98.70% emisji roku poprzedniego:	147302
Podaż uprawnień, tys. t CO ₂	27113
% podaży w stosunku do cap - aukcji	18,41
Popyt na uprawnienia, tys. t CO ₂	29068

5.4. Metoda z wskaźnikiem specyficznym dla paliw według najniższej emisyjności

Metoda ta polega na ustaleniu wskaźnika na poziomie lub był nawet niższy od BAT, oddzielnie dla każdego paliwa (*fuel specific benchmark*), i zakupu pozostałej ilości uprawnień na aukcjach. W tym wypadku praktycznie każdy producent będzie kupował uprawnienia. Poziom odniesienia powinien zostać ustalony na początku okresu ETS i obniżyć się w miarę upływu czasu zmniejszając liczbę uprawnień uzyskiwanych bezpłatnie.

Administrator ETS ustali liczbę uprawnień do sprzedaży na aukcjach odejmując od poziomu dopuszczalnego dla danego roku (*cap*) liczbę wynikającą z poziomów odniesień oraz oczekiwanej produkcji. Zakup uprawnień będzie ograniczony do wielkości wynikającej z gorszej sprawności wytwarzania dla poszczególnych producentów, a zatem będzie znacząco niższy niż w wersji zakupu całej ilości na aukcji, przez co ceny energii będą niższe. Jeżeli przyjąć, że krzywa pokazana na rys. 1 jest typowa dla wytwarzania energii z jednego paliwa, i że różnice kosztów wynikają głównie z różnych sprawności przemiany energetycznej, to stosunkowo niewielka liczba producentów będzie kupować uprawnienia lub liczba kupowanych uprawnień nie będzie duża. W związku z tym wzrost cen energii elektrycznej czy ciepła będzie niewielki i nie spowoduje znaczących negatywnych skutków dla gospodarstw domowych i gospodarki kraju.

Tabela 7
Zakup uprawnień w systemie z wskaźnikiem na bazie BAT, specyficznym dla paliw

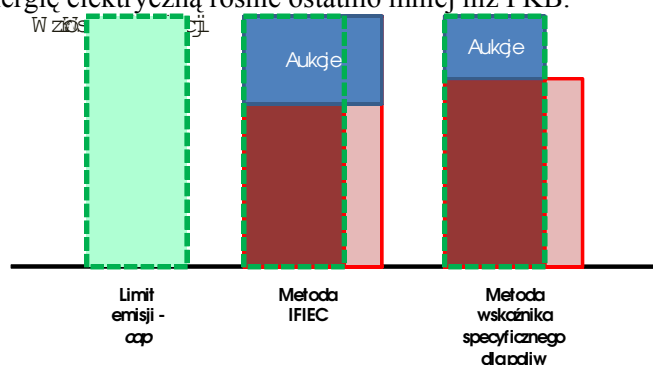
Nr instalacji	Produkcja GWh	Wskaźnik <i>benchmark</i> tCO ₂ /MWh	Przydział darmowych uprawnień tys. t CO ₂	Emisja tys. t CO ₂	Sprzedaż + zakup – uprawnień tys. t CO ₂
1	630	0.35	221	279	-59
2	630	0.35	221	293	-73
...
6	630	0.35	221	349	-129
7	630	0.35	221	363	-143
8	5128	0.90	4615	4699	-84
9	5128	0.90	4615	4864	-249
...
16	5128	0.90	4615	6025	-1410
17	5128	0.90	4615	6191	-1576
18	4617	0.80	3693	3964	-270
19	4617	0.80	3693	4033	-340
...
36	4617	0.80	3693	5223	-1529
37	4617	0.80	3693	5292	-1599
Razem	148025		121563	149257	-27694

Limit (cap) 98.70% emisji roku poprzedniego:	147302
Podaż uprawnień tys. t CO ₂	25739
% podaży w stosunku do cap - aukcji	17,47
Popyt na uprawnienia tys. t CO ₂	27694

Podobnie jak w metodzie IFIEC, tak i w tym przypadku nie można się ustrzec przed przekroczeniem całkowitego poziomu emisji (*cap*) wskutek wzrostu produkcji ponad poziom prognozowany. Jednak ze względu na to, że w

proponowanej metodzie administrator ETS ma praktycznie kontrolę nad całością sprzedawanych uprawnień, ewentualne przekroczenia poziomu będzie niższe, co ilustruje Rys. 3. W metodzie IFIEC wzrost produkcji spowoduje przyrost ilości uprawnień na rynku, jako że produkcję będą zwiększać producenci o niskich kosztach (poniżej wskaźnika). Cena pozwoleń będzie spadać i obniżać koszty u producentów o wysokich emisjach, którzy pośrednio zostaną zachęcani do zwiększenia produkcji. W omawianej tu metodzie wzrost produkcji wymagać będzie zawsze zakupu uprawnień. W metodzie IFIEC i wskaźnika ważonego, wskutek tego, że podaż i popyt na uprawnienia będą duże (duża płynność rynku), istnieje możliwość utraty kontroli nad liczbą pozwoleń i znaczącego przekroczenia limitu emisji w skali krajów i całej Unii.

Wskutek przekroczenia dozwolonego poziomu emisji dla określonego okresu czasu konieczna będzie korekta liczby uprawnień dla lat następnych, przy czym korekta powinna być relatywnie niewielka. Błąd prognozy poziomu produkcji (lub popytu) może być rzędu pojedynczych procentów, a przyczyn jest kilka. Stosowane obecnie metody prognozowania produkcji energii elektrycznej cechuje relatywnie mały błąd. Przyrost popytu na energię, który jest siłą sprawczą wzrostu produkcji, może wynosić do około 5% rocznie. Tyle wynosi „duży” przyrost PKB, a popyt na energię elektryczną rośnie ostatnio mniej niż PKB.



Rys. 3. Emisje w metodach wskaźnikowych (ilość emisji reprezentują pola, proporcje nie zachowane)

Proponowana metoda oznacza jednak pewną ułomność rynku, ponieważ praktycznie nie będzie ofert spoza puli uprawnień ustalonych przez administratora ETS. Cena uprawnień może jednak osiągnąć poziom równy karze za nieuprawnioną emisję, jeśli liczba uprawnień będzie znacznie poniżej potrzeb rynkowych. Z drugiej jednak strony liczba uprawnień będzie kontrolowana, nie wystąpi ryzyko nadmiernej podaży uprawnień.

Propozycja może być krytykowana ze względu na to, że ustalony poziom referencyjny nie stymuluje działań w kierunku zmiany paliw na mniej emisyjne, gdyż każda z technologii będzie wartościowana w „swojej” grupie paliw. Nie powinno to być jednak argumentem za odrzuceniem propozycji, gdyż przeważają inne korzyści, głównie zmniejszenie przyrostu cen energii. Ponadto cena uprawnień będzie kształtowana na jednym rynku dla wszystkich paliw. Cena uprawnień powinna odpowiadać kosztom redukcji emisji przez zmianę technologii lub paliwa i tą drogą będą tworzone zachęty dla zmian paliw.

W metodzie IFIEC część instalacji może sprzedać uprawnienia a w tu omawianej praktycznie wszystkie będą kupowały uprawnienia. Podaż uprawnień jest sumą potencjalnej sprzedaży (IFIEC) lub różnicy między limitem a emisją wg wskaźnika (BAT). Popyt jest w obu metodach sumą potrzeb zakupu uprawnień. Pierwszą narzucającą się obserwacją, jest to, że w obu metodach wystąpi brak pozwoleń, a liczba brakujących, czyli nierównowaga rynkowa, będzie taka sama. Oznaczałoby to podobieństwo rynku pozwoleń, jednak w metodzie IFIEC istnieje możliwość zwiększenia podaży uprawnień przez zwiększenie produkcji. Aby zlikwidować niedobór uprawnień, instalacje niskoemisyjne (poniżej wskaźnika) musiałyby znacząco podnieść produkcję co spowodowałoby istotne przekroczenie limitu emisji. W metodzie BAT nie ma takiej możliwości i wyjściem jest uruchomienie nowych instalacji o emisjach poziomu BAT i likwidacja wysokoemisyjnych. W obu metodach wystarczy zaprzestać produkcji w kilku instalacjach o najwyższej emisji i odpowiednio zwiększyć produkcję w tych o najniższych emisjach, efekt będzie taki sam, to jest uwolniona zostanie ta sama liczba uprawnień.

Wskaźniki powinny zostać ustalone na początku dla całego okresu ETS, tak aby producenci mieli informacje o przyszłych warunkach funkcjonowania. Ponadto możliwe jest takie ustalenie trajektorii spadku wartości wskaźników, aby stopniowo, do określonego roku np. 2025, dojść do rynku wyłącznie aukcyjnego, co pozwoli na „łagodne” przejście do systemu docelowego. Administrator ETS ustali ilość uprawnień do sprzedaży odejmując od poziomu dozwolonego (*cap*) ilość wynikającą z wskaźnika i prognozy produkcji. Ponieważ podaż uprawnień oferowanych przez producentów będzie mała, będzie miał on kontrolę nad liczbą sprzedawanych pozwoleń.

Tabela 8
Zakup uprawnień w systemie przydziału darmowego 70% uprawnień

Nr instalacji	Produkcja, GWh	% uprawnień darmowych	Przydział darmowych uprawnień, tys. t CO ₂	Emisja, tys. t CO ₂	Sprzedaż + zakup – Uprawnień, tys. t CO ₂
1	630	70	195	279	-84
2	630	70	205	293	-88
...
6	630	70	245	349	-105
7	630	70	254	363	-109
8	5128	70	3289	4699	-1410
9	5128	70	3405	4864	-1459
...
16	5128	70	4218	6025	-1808
17	5128	70	4334	6191	-1857
18	4617	70	2774	3964	-1189
19	4617	70	2823	4033	-1210
...
36	4617	70	3656	5223	-1567
37	4617	70	3705	5292	-1588
Razem	148025		104480	149257	-44777

Limit (cap) 98.70% emisji roku poprzedniego:	147302
Podaż uprawnień, tys. t CO ₂	42822
% podaży w stosunku do cap - aukcji	29,07
Popyt na uprawnienia, tys. t CO ₂	44777

Metoda może być krytykowana ze względu na niewielkie zachęty dla zmiany paliwa lub technologii, gdyż każdy producent będzie odnoszony do grupy jemu podobnych producentów. Zachęty te nie są jednak mniejsze niż w przypadku metody IFIEC. Ponadto rynek uprawnień będzie obejmował wszystkich producentów i ze zróżnicowanego rozkładu korzyści mogą płynąć zachęty do obniżenia emisyjności.

5.5. Przydział darmowy części uprawnień

Stanowisko Polski w sprawie pakietu energetyczno - klimatycznego spowodowało przyjęcie dla kraju częściowego darmowego przydziału uprawnień. Aktualne uzgodnienia przyjmują dla sektora elektroenergetycznego stopniowe przechodzenie od 70% darmowych uprawnień w roku 2013 do pełnego systemu aukcji w roku 2020 [10]. Autorzy zakładają, że przydział darmowy będzie ustalany *ex ante* na jednostkę produkcji, nie dla całego okresu co pozwoli to uniknąć zjawiska *windfall profits*. Producenci po zakończeniu okresu rozliczeniowego (roku) będą musieli przedstawić dowody posiadania liczby uprawnień pokrywających rzeczywisty poziom emisji.

W poniższej tabeli pokazano wyniki szacunku rynku uprawnień dla omawianej metody.

Metoda częściowego darmowego przydziału daje relatywnie większy rynek uprawnień, ale i popyt jest wyższy, co się przełoży na koszty ich zakupu i dalej energii.

Tabela 9
Porównanie metod alokacji uprawnień

	Aukcje	Metoda wskaźnikowa IFIEC	Metoda wskaźnikowa wg średniej ważonej	Metoda wskaźnikowa specyficzna dla paliw	Metoda częściowego darmowego przydziału
Podaż uprawnień, tys. t CO ₂	147302	6015	27113	25739	42822
% podaży w stosunku do <i>cap</i> - aukcji	100%	4%	18%	17%	29%
Podaż uprawnień od administratora ETS, %	100%	0%	95%	100%	100%
Popyt na uprawnienia, tys. t CO ₂	149257	7971	29068	27694	44777
Nadwyżka+ niedobór -, tys. t CO ₂	-1955	-1955	-1955	-1955	-1955
Koszt zakupu uprawnień @ 40€/t CO ₂ , mln €	5970	319	1163	1108	1791
Koszt wytwarzania energii @ 40 €/MWh, mln €	5921	5921	5921	5921	5921
Razem koszt, mln €	11891	6240	7084	7029	7712
Wzrost kosztu wytwarzania energii	101%	5%	20%	19%	30%

5.6. Porównanie charakterystyk metod alokacji uprawnień

Efekty stosowania omówionych wyżej metod alokacji uprawnień pokazano w tabeli 9. Dla uproszczenia przyjęto koszt wytwarzania energii elektrycznej i zakupu uprawnień w jednakowej wartości 40 € na MWh lub t CO₂. Nie są to oczywiście wartości odpowiadające każdej technologii produkcji energii, ale wystarczająco dokładne dla pokazania skali omawianych efektów.

Zwraca uwagę jednakowa wartość niedoboru uprawnień, ale jest ona w każdym wypadku różnicą między poziomem emisji w roku zerowym, a limitem czyli konieczną redukcją emisji. Pokazane wyniki można analizować w kilku aspektach, przy czym najważniejszy pozostaje wzrost kosztu produkcji energii elektrycznej. Metoda IFIEC jest tutaj bezwzględnie najlepsza, jednak należy zwrócić uwagę na znacznie ograniczony rynek uprawnień, zaledwie 4% w stosunku do aukcji. Przy pewnych perturbacjach rynku, szczególnie niedoborze uprawnień lub wzmożonej nimi spekulacji, może to prowadzić do znacznego wzrostu ich cen. Z drugiej jednak strony wspomniany wcześniej efekt asymetrycznego rynku może zapobiegać takim zjawiskom.

Z pozostałych metod pierwszą należy zdecydowanie zdyskwalifikować, jako że prowadzi do podwojenia kosztów produkcji energii, co będzie miało zasadnicze skutki dla efektywności odbiorców. Dwie inne metody wskaźnikowe mają podobne charakterystyki, z nieco lepszymi dla metody specyficznej dla paliw. Metoda darmowego przydziału części uprawnień ma najgorsze cechy spośród metod o ograniczonych aukcjach, cechuje się najwyższym wzrostem kosztów. Można też zwrócić uwagę na korelację między wielkością rynku uprawnień a wzrostem kosztów produkcji energii. Obszerniejszy rynek będzie się zapewne charakteryzował większą stabilnością cen wskutek większych obrotów. Udział podaży uprawnień ze strony administratora ETS jest duży za wyjątkiem metody IFIEC. Z punktu widzenia kupujących jest to zapewne cechą niekorzystną, daje natomiast administratorowi dużą kontrolę nad rynkiem.

Wybór metody nie jest zatem sprawą prostą, zwłaszcza wobec niewielkich doświadczeń w stosowaniu różnych metod alokacji. Jak na razie przeważają decyzje natury politycznej, ale przytoczone charakterystyki wskazują, że nieoptymalny wybór metody (poza aukcją) nie będzie miał skutków drastycznie negatywnych.

6. UWAGI KOŃCOWE

W artykule przedstawiono w pierwszej części rozważania na temat powstawania nadzwyczajnych zysków w wypadku stosowania darmowego przydziału uprawnień emisyjnych. Z przeprowadzonej analizy wynika, że nie powstają one w każdym wypadku, zależy to od krzywej podaży energii oraz poziomu popytu. Zyski te powstają jedynie wtedy, gdy producentem krańcowym jest taki, który jest zmuszony zakupić uprawnienia na aukcji. W

innych przypadkach możemy mieć do czynienia z wysokimi, lecz niejako naturalnymi zyskami producentów wynikającymi z reguł rynku konkurencji doskonałej. Zyski nadzwyczajne typu *windfall profits* powstają jednak w przypadku rynków kontraktów bilateralnych przy ograniczonej podaży energii nieobciążonej koniecznością zakupu uprawnień. Struktura rynków energii elektrycznej jest dość złożona i powoduje, że wzajemne relacje sprzedających i kupujących nie poddają się prostej analizie, stąd charakter zysków producentów nie może być jednoznacznie określany.

Drugą część artykułu poświęcono analizie innych, poza całkowitym darmowym przydziałem metod alokacji uprawnień. Badane metody to aukcje, metody wskaźnikowe i częściowego darmowego przydziału. Metoda aukcji zgodna z propozycją Komisji Europejskiej przedstawiona w pakiecie energetyczno - klimatycznym niesie dla Polski poważne zagrożenia związane z drastycznym wzrostem cen energii i pogorszeniem konkurencyjności gospodarki. Racjonalne wydają się być metody wskaźnikowe, w których przedsiębiorstwa energetyczne są zmuszone do kupowania tylko części uprawnień, co powoduje że ceny energii będą kształtowane na niższym poziomie niż w wariantach darmowego lub aukcyjnego rozdziału uprawnień. Ich wadą jest kreowanie ograniczonego rynku uprawnień. Przyjęta w ostatnich negocjacjach metoda alokacji z częściowym darmowym przydziałem bazującym na uśrednionym wskaźniku emisyjności jest korzystna, choć brak doświadczeń w stosowaniu różnych metod nie pozwala na jednoznaczne preferowanie jednej metody.

LITERATURA

- [1] Analiza porównawcza propozycji różnych metod rozdziału uprawnień do emisji gazów cieplarnianych diskutowanych w trakcie negocjacji Pakietu energetyczno-klimatycznego, Ekspertyza dla UKIE. Autorzy Suwała W., Kudelko M.
- [2] CO₂ Allowance and Electricity Price Interaction Impact on Industry's Electricity Purchasing Strategies in Europe, Julia Reinaud, International Energy Agency, OECD/IEA, February 2007.
- [3] Daniluk A., Godzisz K., Włodarczyk W.: Rynek energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła? Charakterystyka i zasady funkcjonowania. Biuletyny URE, Nr 4, lipiec 2007 r.
- [4] Directive 2005/89/EC of the European Parliament and of the Council of 18 January 2006 concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment.
- [5] EMITOR 2007. Agencja Rynku Energii, Warszawa 2008.
- [6] Energy Technology Perspectives, IEA Paris, 2008.
- [7] Jankowski B.: Wstępna ocena Pakietu energetyczno - klimatycznego po szczycie unijnym. Energ-Sys. 2009.
- [8] Motowidlak T.: Uwarunkowania wymiany energii elektrycznej na rynku Unii Europejskiej. Rynek Energii 2(75)/2008
- [9] Priority Interconnection Plan.2007, Communication from the Commission to the Council and the European Parliament, Priority Interconnection Plan. {SEC(2006) 1715} {SEC(2007) 12}.
- [10] Rada Unii Europejskiej, nota 17215/08, Bruksela, 12 grudnia 2008 r.
- [11] SEC(2008) 85/3 Impact Assessment, Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2030. Brussels, 2008.
- [12] Scheppers M.J.J., Wals A.F., Rijkers F.A.M.: 2003, Position of large Power Producers in Electricity Markets of North Western Europe. ECN-C-03-03.
- [13] The IFIEC method for the allocation of CO₂ allowances in the EU Emissions Trading Scheme, Ecofys, 2008.
- [14] The Polish Power Sector under the EU ETS. A Case for Free Allocation? Oeko-Institut, 2008.
- [15] Reński A.: Perspektywy rozwoju skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w Polsce. Rynek Energii 2008, nr 6.

Artykuł został oparty na ekspertyzie wykonanej dla Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej w roku 2008.

SELECTED PROBLEMS OF THE ELECTRICITY PRODUCTION ECONOMICS AND ALLOCATION OF CO₂ EMISSIONS ALLOWANCES

Key words: climate package, windfall profits, carbon dioxide emissions allowances allocation, energy economics

Summary. The European Commission's Climate Package introduces various effects for energy producers which

come mainly from the way of allowances allocation. Presently applied grandfathering is no longer acceptable, mainly due to the creation of windfall profits. These are generated when a producer adds to the price opportunity, cost of the non-sold allowances used to cover emissions from the production. This phenomenon was discussed in the first part of the paper for two kinds of electricity markets: perfect competition at the power exchange, and bilateral contracts. For the first type of the market, there should be certain conditions present to generate windfall profits: mainly the marginal producers' need for purchase allowances. Other situations: low demand and non – ETS marginal producers, do not provide reasons to consider producer's profits as windfall, they are normally considered producer's surplus. Windfall profits could be common on the bilateral markets, when prices are set separately for each contract, and the producer could claim that the purchaser cover producer's loss of profit from unsold allowance. However, the authors point out that electricity markets are far more complicated than those distinguished by microeconomics, thus there is no simple solution to the problem of profits.

The second part of the paper discusses properties of various methods of allowances allocation. Auctions, as well as three methods based on benchmarks and partial free allocation were analyzed. The base for analysis was the evaluation of allowances market and electricity costs increase for an electricity system generation similar to that in Poland. The auction method has many advantages, such as simplicity and prevention of windfall profits, but results in high increases in generation costs. The method of benchmark based on the average allowed emission (preferred by the IFIEC) could lead to asymmetric market of allowances due to higher supply of allowances from low emission installations. However, the supply and demand could be very low, making the market vulnerable to distortions. Benchmarks based on the best available technique – BAT emission factors - do not have such disadvantages, while the costs of generation are higher. The authors prefer the fuel specific benchmark based on BAT, which has moderate adverse effects. The last method - 70% of free allocation, which has been accepted for Polish power generation in the negotiations with the European Council, has comparable characteristics. However, since there is little experience in the applications of these methods, and they do not present substantial differences, there is no decisive recommendation for one of the method over another.

Wojciech Suwała, dr hab. inż. jest docentem w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN oraz profesorem nadzwyczajnym na Wydziale Energetyki i Paliw AGH. Zajmuje się ekonomiką energetyki, szczególnie zastosowaniem metod modelowania. Artykuł opracowano w części jako praca statutowa AGH nr 11.11.210.157. E-mail: suwala@min-pan.krakow.pl

Mariusz Kudelko, dr hab. inż. docent w Instytucie Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN i profesor nadzwyczajny Wydziału Zarządzania AGH. Zajmuje się ekonomiką energetyki, aspektami ekonomicznymi, szczególnie kosztami zewnętrznymi energetyki. E-mail: kudelko@min-pan.krakow.pl