

Implikacje unijnej polityki klimatycznej ze szczególnym uwzględnieniem sektora elektroenergetycznego

Uwagi wstępne

Polityka klimatyczna – której celem, według jej zwolenników, jest zahamowanie niekorzystnych, czy wręcz katastrofalnych w skutkach zmian klimatu – staje się obecnie, obok kwestii bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu oraz działań na rzecz liberalizacji obu tych rynków, najważniejszym wyznacznikiem polityki energetycznej Unii Europejskiej. Oznacza to ważną zmianę w priorytetach unijnej polityki energetycznej w stosunku do stanu z końca ostatniej dekady XX wieku, kiedy polityka ta była wyraźnie zdominowana przez priorytet liberalizacji. Za tym ostatnim kryło się dążenie do zamknięcia procesu tworzenia jednolitych europejskich rynków dóbr, usług, siły roboczej i kapitału, z którego przez długi okres wyłączone były rynki energii elektrycznej i gazu. Nie wchodząc tu w przesłanki, które zadecydowały o stopniowym powrocie do tradycyjnego priorytetu polityki energetycznej, jakim jest bezpieczeństwo dostaw¹, równoległe od początku mijającej dekady zaznaczał się również, w sposób coraz silniejszy, wpływ innego jeszcze czynnika na treść unijnej polityki energetycznej. Chodzi tutaj o narzucone ustaleniami protokołu z Kioto wymagania, które stały się podstawą polityki klimatycznej, zwanej również polityką dekarbonizacji (*carbon policy*) gospodarki i które stanowią obecnie trzeci priorytet unijnej polityki energetycznej.

Istnienie trzech priorytetów polityki energetycznej rodzi ważny problem związków zachodzących między nimi, tzn. w jakim stopniu mają one charakter komplementarny, w jakim zaś zachodzi między nimi stosunek wymienności, czy wręcz konfliktu², których rozstrzygnięcie ma z kolei kluczowe znaczenie dla sposobu wyboru instrumentów polityki energetycznej. Tej długo niedostrzeganej kwestii nadaje się obecnie coraz większą rangę, z czym wiąże się wysuwany czasami postulat ukształtowania nowego, zintegrowanego podejścia do polityki energetycznej opartego na szukaniu równowagi między bezpieczeństwem

* Autor jest pracownikiem Instytutu Nauk Ekonomicznych PAN w Warszawie, e-mail: szabla@p.lodz.pl. Artykuł wpłynął do redakcji w lipcu 2010 r.

¹ Priorytet ten obowiązywał do początku lat osiemdziesiątych XX wieku, kiedy zaczął ustępować miejsca priorytetowi liberalizacji. Szerzej o zmianach priorytetów unijnej polityki energetycznej w ostatnich trzech dekadach pisze Szablewski [2010].

² Szerzej o tym pisze, np. Helm [2009a].

energetycznym, wymuszaną przez mechanizmy rynkowe efektywnością oraz działaniami, które są akceptowalne w kategoriach ochrony środowiska³.

O ile jednak wysoka ranga nadawana kwestii bezpieczeństwa dostaw w unijnej polityce energetycznej nie podlega dyskusji, o tyle klimatyczny aspekt tej polityki budzi już poważne kontrowersje, z jednej strony ze względu na skalę ekonomicznych konsekwencji, zwłaszcza w sektorze energetycznym, z drugiej zaś – istnienie wątpliwości związanych z samą potrzebą ich ponoszenia. Warto zatem tej kwestii poświęcić nieco więcej uwagi, zwłaszcza że w ostatnim czasie mamy do czynienia z szeregiem zdarzeń, które, jak można sądzić, zaostczą spór wokół samych założeń leżących u podstaw tej polityki, jak również wpłynąć mogą na sposób formułowania jej zadań.

Zasadniczy przedmiot analizy w tym artykule dotyczy jednak dwóch innych kwestii. Pierwsza z nich wiąże się z pytaniem: dlaczego sektor elektroenergetyczny jest pierwszoplanowym celem polityki klimatycznej oraz jakie skutki mieć będzie wprowadzenie wynikających z niej ograniczeń, zwłaszcza w odniesieniu do priorytetu bezpieczeństwa dostaw? Druga kwestia ma już charakter czysto ekonomiczny, bowiem dotyczy rozstrzygnięć w zakresie wyboru sposobu stymulowania inwestycji w technologie energetyczne umożliwiające osiągnięcie celów polityki klimatycznej. Istota podniesionego tu problemu polega na tym, że żadna z dostępnych dzisiaj tego rodzaju technologii nie jest konkurencyjna kosztowo w stosunku do stosowanych obecnie technologii opartych na węglu, a zwłaszcza na gazie, co w warunkach zliberalizowanej energetyki oznacza, że bez wsparcia czynnika publicznego – rozumianego tu szeroko jako organów państwa odpowiedzialnych za kreowanie polityki oraz organów regulacyjnych – technologie te nie mogą być wdrażane w zakresie zgodnym z wymaganiami nakładanymi przez politykę klimatyczną.

Jeśli tak, to pojawia się zasadnicze pytanie: jak wspierać wdrażanie tych technologii, aby w warunkach dominującej roli przesłanek komercyjnych uczynić to w sposób zgodny z zasadami efektywności ekonomicznej, co tutaj oznacza minimalizację kosztów, które miałyby być ponoszone w związku z realizacją celów polityki klimatycznej? Innymi słowy chodzi o to, że ten sam cel redukcji emisji o określoną wielkość osiągnąć można przy różnym poziomie kosztów. A zatem ważne jest, aby wspierać te sposoby obniżenia emisji, które poprzez właściwy wybór i wdrażanie technologii niskoemisyjnych zapewnią najniższe koszty osiągnięcia założonego celu polityki klimatycznej.

Kontrowersje wokół problemu zmiany klimatu

Istota problemu zmiany klimatu polega na założeniu, że antropogeniczna emisja CO₂ prowadzi do ocieplania się klimatu i, jeśli nie nastąpi w najbliższych dekadach radykalna redukcja tej emisji (dekarbonizacja), będzie to oznaczać

³ Skrótoowo ten rodzaj równowagi określa się jako „3Es” – *energy security, economic efficiency and environmental acceptability*. Por. *Energy security and...* [2007, s. 7].

katastrofalne skutki dla środowiska, gospodarki i człowieka⁴. Słuszność tego założenia jeszcze do niedawna traktowana była w kategoriach swoistej poprawności naukowo-politycznej, co oznacza, że krytycy tego założenia, w najlepszym razie, spychani byli na margines głównego nurtu dyskusji wokół zmian klimatycznych, który dotyczył wyboru odpowiednich rozwiązań oraz określenia horyzontu czasowego, w jakim należałoby je wprowadzić, aby doprowadzić zmniejszenie emisji do bezpiecznego poziomu.

Poziom ten określony został w oparciu o kolejne założenie przyjmujące, że jego przekroczenie spowoduje wystąpienie nieodwracalnych i kumulujących się skutków ocieplenia klimatu, których koszty – według Raportu Lorda Sterna – okażą się niewspółmiernie wysokie w stosunku do kosztów, jakie należałoby ponieść, aby tego rodzaju zmiany klimatu powstrzymać⁵. Z raportu tego bowiem wynika, że nakłady na powstrzymanie zmian klimatycznych kształtowałyby się na poziomie 1% PKB rocznie, przy jednoczesnym wyszacowaniu strat z tytułu braku działań na poziomie 5% PKB, z możliwością ich wzrostu do 20% i więcej.

Nie wchodząc w tym miejscu, co oczywiste, w szczegóły dyskusji o genezie oraz istocie zmian klimatycznych, warto w tym miejscu odnotować, że wydarzenia z przełomu 2009/2010 być może nadadzą jej nie tylko nową dynamikę, ale przede wszystkim doprowadzą do ujawnienia bardziej zróżnicowanych poglądów w tym zakresie, zwłaszcza tych krytycznych wobec forsowanych przez IPPC tez i wynikających z nich postulatów radykalnego ograniczenia emisji CO₂. Chodzi tu zwłaszcza o, poprzedzający rozpoczęcie Konferencji Klimatycznej w Kopenhadze, wyciek korespondencji mailowej prowadzonej między czołowymi naukowcami promującymi tezę o pewności wystąpienia katastrofalnych skutków dalszej, nieograniczonej antropogenicznej emisji CO₂, który wskazuje na możliwość retuszowania dowodów na poparcie tej tezy⁶, a także fatalną omyłkę dotyczącą tempa topnienia lodowców himalajskich, która zdradza niedbały i niesolidny warsztat badawczy⁷. Nic zatem dziwnego, że tego rodzaju fakty skłoniły środowiska, które dotąd, tak jak brytyjski „The Economist”, popierały politykę klimatyczną w kształcie, jaki nadała jej IPPC, do wysunięcia postulatów wskazujących na potrzebę prowadzenia rzetelnej i nieskrępowanej dyskusji wokół problemu zmiany klimatu.

⁴ Wiodącą instytucją promującą tego rodzaju założenie jest IPCC, czyli Międzyrządowy Panel na temat Zmiany Klimatu (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), który w kolejnych latach publikował szereg alarmistycznych raportów w tym zakresie.

⁵ Jest to jak dotąd najpoważniejsza, i stanowiąca ważny argument dla zwolenników tezy o przeciwdziałaniu zmianom klimatycznym, próba skonfrontowania kosztów wywołanych brakiem działań na rzecz ograniczenia emisji z kosztami tego rodzaju działań [Stern, 2006].

⁶ Szerzej o tym wycieku w: *Climate Change Mail-strom* [2009, s. 91-92].

⁷ W przypadku tym chodzi nie tylko o przestawienie daty ich spodziewanego roztopienia, ale przede wszystkim niewiarygodne źródło wiedzy o problemie topniejących lodowców w Himalajach. Okazało się bowiem, że pochodziła ona z artykułu opublikowanego w popularnym magazynie, nie zaś artykułu o charakterze naukowym [*A time for...*, 2010].

Rzetelność dyskusji oznacza w tym przypadku ujawnienie faktu, że poglądy klimatologów w odniesieniu do zmian klimatu są podzielone. Tocząca się w tym środowisku dyskusja koncentruje się wokół odpowiedzi na dwa pytania: po pierwsze – czy rzeczywiście posiadane twarde dane dotyczące klimatu dają podstawy do tezy o jego zmianie oraz po drugie – jeśli tak, to w jakim kierunku następują te zmiany i czym są wywołane. Trudność w udzieleniu jednoznacznej odpowiedzi na te pytania wynika z ogromnej liczby czynników, które wielokierunkowo oddziałują na zmiany klimatyczne, co z kolei sprawia, że nie jest łatwo ocenić, czy zmiany takie w ogóle zachodzą, a jeśli zachodzą, to w jakim kierunku (ocieplania czy oziębiania klimatu) i pod wpływem jakich czynników – tzn. czy są one elementem naturalnych, cyklicznie przebiegających, zmian klimatu, czy też wreszcie, jak dowodzą obrońcy klimatu, wywołane są nadmierną, mającą charakter antropogeniczny, emisją gazów cieplarnianych, w tym zwłaszcza CO₂⁸, co sprawia, że polityka klimatyczna równoznaczna jest z polityką dekarbonizacji określaną w literaturze światowej jako *carbon policy*.

Pozostawiając na boku tego rodzaju dyskusję to, co niewątpliwie niepokoić winno ekonomistów, dotyczy ekonomicznego aspektu działań na rzecz redukcji emisji CO₂. Nie chodzi tu tylko o dyskusję wokół metodologicznych założeń leżących u podstaw rachunku Sterna⁹, ale o dwie, inne jeszcze, bardzo istotne kwestie¹⁰. Pierwsza z nich dotyczy skali kosztów. Zakładając nawet, że są one dobrze wyliczone, to ich rachunek oparty został na założeniu, że polityka dekarbonizacji będzie zarówno skuteczna, jak i efektywna, co jest założeniem z definicji fałszywym, biorąc pod uwagę świetnie rozpoznane już w literaturze ekonomicznej zagadnienie ułomności interwencjonizmu państwowego (*government failure*), związane tu zwłaszcza ze zjawiskiem pogoni za rentą, które w sposób nieunikniony towarzyszyć będzie wdrażaniu polityki dekarbonizacji i które sprawi, że koszty te staną się wielokrotnie wyższe [*Is it worth...*, 2009, s. 6].

Druga kwestia dotyczy korzyści wynikających z polityki klimatycznej, których rozmiar jest wysoce niepewny i, co więcej, które mają ujawnić się w bardzo odległej przyszłości¹¹. Chodzi o to, że według szacunków IPCC możliwy, w przypadku braku skutecznej polityki dekarbonizacji, wzrost temperatury ziemi po koniec XXI wieku miałby wynosić od 1.1 aż do 6.4 stopnia w skali Celsju-

⁸ Tego rodzaju kontrowersje pojawiły się w trakcie zorganizowanej przez Kancelarię Prezydenta RP, 13 stycznia 2009 roku, konferencji nt. *Zmiany klimatu i polityka klimatyczna*, z udziałem polskich profesorów klimatologów oraz innych przedstawicieli nauki, którzy zajmują się zmianami klimatu i ich przyczynami.

⁹ Szerzej o tym, np. w: *Is it worth...* [2009].

¹⁰ W trakcie wystąpienia na Uniwersytecie Pekińskim we wrześniu 2009 roku Stern [*Stern's Pointed...*, 2009] zrewidował w górę szacunek kosztów, dowodząc, że na skutek szybszego niż zakładano wcześniej pogarszania się globalnej sytuacji w zakresie zmian klimatu, nakłady na ich powstrzymanie muszą wzrosnąć do 2% PKB, co i tak, jego zdaniem, jest znacząco poniżej kosztów wynikających z braku działań.

¹¹ Patrz o tym: *Stopping climate...* [2009].

sza. Gdyby więc ten wzrost nie przekraczał znacząco wartości wyznaczającej dolną granicę tego przedziału, wówczas nie miałoby to większego znaczenia dla środowiska, a zatem poniesienie ogromnych kosztów realizacji polityki klimatycznej stanowiłoby ewidentne marnotrawstwo zasobów.

Przesłanki, zadania oraz implikacje unijnej polityki dekarbonizacji w zakresie bezpieczeństwa dostaw

Mimo tych wątpliwości, dotyczących zasadności polityki dekarbonizacji w odniesieniu do szeroko rozumianej gospodarki, stała się ona, od szczytu klimatycznego w Kioto w 1997 roku, coraz bardziej nagłaśnianym postulatem, rekomendowanym zwłaszcza w odniesieniu do podsektora wytwarzania energii elektrycznej. Są przynajmniej 4 powody, które wyjaśniają, dlaczego główna uwaga obrońców klimatu koncentruje się na tym podsektorze.

Po pierwsze, podsektor ten jest największym emitentem CO₂¹² i wiele wskazuje na to, że udział ten będzie w najbliższych latach szybko rósł, głównie za sprawą niezwykle szybko rozwijanej, w takich krajach jak Chiny i Indie, najbardziej emisyjnej, bo opartej na węglu, energetyki¹³.

Po drugie, oparty na węglu podsektor wytwarzania energii elektrycznej jest stosunkowo łatwym celem do monitorowania i kontroli emisji CO₂ oraz egzekwowania narzuconych w tym zakresie ograniczeń.

Po trzecie, podsektor ten dysponuje wieloma dostępnymi, niskoemisyjnymi, czy wręcz zero-emisyjnymi technologiami wytwarzania energii elektrycznej. Najogólniej rzecz ujmując, technologie te podzielić można na technologie czystego węgla, wśród których najważniejsze znaczenie mają: a) technologie określane jako CCS (*carbon capture and storage*), czyli wychwytywania (sekwestracji) i magazynowania CO₂, a także technologie poprawiające efektywność energetyczną, b) technologie związane z energetyką atomową i c) technologie wykorzystujące odnawialne źródła energii, w tym zwłaszcza energię wiatru i energię słoneczną.

Po czwarte wreszcie, podsektor wytwarzania energii elektrycznej znajduje się u progu nowego cyklu inwestycyjnego. Wynika to z szybkiego starzenia się potencjału wytwórczego, zwłaszcza tej jego części, która opiera się na węglu. Według dostępnych danych [Malko, Wojciechowski, 2007] w najbliższych latach około 1/3 obecnie działających elektrowni węglowych w krajach Unii Europejskiej zostanie wyłączona. W świetle zatem celów polityki klimatycznej, zasadniczym wymogiem staje się oczywisty w kategoriach ekonomii postulat, aby ograniczonych z natury środków finansowych nie kierować na inwestycje w stare, bo sięgające lat 50. i 60., a więc wysokoemisyjne, technologie wytwarzania energii elektrycznej.

¹² W skali globalnej udział tego podsektora w całkowitej emisji CO₂ wynosi 41% [IEA World, 2006, s. 144].

¹³ W Chinach co miesiąc wchodzi do eksploatacji nowy, oparty na węglu potencjał wytwórczy rzędu 2000 MW, co w naszych warunkach odpowiada dużej elektrowni.

Trzeba podkreślić, że Komisja Europejska od początku była najbardziej aktywnym podmiotem polityki światowej, wspierającym ustalenia szczytu w Kioto w zakresie redukcji emisji. Nic zatem dziwnego, że mimo braku zgody na te ustalenia ze strony największych, światowych emitentów CO₂ – a zwłaszcza Chin oraz Stanów Zjednoczonych odpowiadających za 50% całkowitej, wynikającej z działalności człowieka, emisji tego gazu – Unia Europejska uznała kwestię spełnienia wymagań z Kioto równie ważnym, jak liberalizacja i bezpieczeństwo dostaw, priorytetem polityki energetycznej.

Znalazło to wyraz w wielu ogłoszonych przez Komisję Europejską dokumentach, zwłaszcza w marcu 2006 roku tzw. *Zielonej Księdze – europejskiej strategii zrównoważonej, konkurencyjnej i bezpiecznej energii*, oraz ogłoszonego w styczniu 2009 tzw. Pakietu Klimatycznego, które określiły podstawowe cele i zadania polityki energetycznej dla UE. W odniesieniu do aspektu klimatycznego polityka ta streszcza się w używanej potocznie formule 3x20, za którą kryją się trzy zadania, jakie mają być osiągnięte do roku 2020. Są nimi: zwiększenie o 20% efektywności energetycznej (w stosunku do jej poziomu w 1990 roku) i udziału energii odnawialnej w łącznym bilansie energetycznym oraz zredukowanie o 20% emisji CO₂ (również w stosunku do 1990 roku), z możliwością jej zwiększenia do 30%, jeśli do procesu redukcji przystąpią inne kraje, ze Stanami Zjednoczonymi na czele.

Z punktu widzenia technologii energetycznych zadania w zakresie redukcji CO₂ chce Unia osiągnąć głównie poprzez szybki wzrost udziału energetyki wiatrowej i poprawę efektywności energetycznej, a dopiero w dalszej, trudnej dzisiaj do określenia perspektywie, poprzez wdrożenie w masowej skali technologii CCS. W unijnej polityce energetycznej pomija się natomiast opcję energetyki atomowej. Wynika to z tego, że w wielu krajach jej rozwój natrafia na ogromną barierę braku zgody na budowę elektrowni atomowych, czy wręcz, tak jak w Niemczech, prawnego zakazu ich budowy. Warto tu zwrócić uwagę na konsekwencje w zakresie stanu bezpieczeństwa energetycznego, wynikające z takiego ustrukturyzowania procesu realizacji zadań w zakresie ograniczenia emisji.

Jak zauważa Helm [2009a, s. 149-150], kontynuacja gwałtownego rozwoju energetyki wiatrowej, poza aspektami kosztowymi, o czym dalej, rodzi niepokój ze względu na to, że w warunkach, gdy nie została jeszcze opanowana technologia magazynowania energii elektrycznej, niezbędny dla wywiązania się z zobowiązań Pakietu Klimatycznego wzrost udziału tej energetyki w rynku wytwarzania energii elektrycznej stymulować będzie jeszcze szybszy niż dotąd rozwój energetyki gazowej. Wynika on z konieczności budowy dodatkowych źródeł zapewniających tzw. *back up* w okresie, gdy ze względu na brak wiatru nie będzie dostaw energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych. Rozwój ten będzie więc powodował pogłębienie zależności od dostaw gazu rosyjskiego, co od początku tej dekady traktowane jest jako przejaw osłabienia bezpieczeństwa krajów członkowskich.

Inna ważna dla stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w UE, a wręcz kluczowa z punktu widzenia polskiego sektora wytwarzania energii

elektrycznej, implikacja pakietu klimatycznego dotyczy przyszłości elektroenergetyki węglowej. Egzekwowanie tego pakietu musiałoby, w najbliższej przyszłości, prowadzić do końca elektroenergetyki węglowej w kształcie, w jakim funkcjonowała dotąd. Zgodnie z obowiązującymi już wymaganiami unijnymi każda elektrownia wybudowana po 2014 roku będzie musiała posiadać instalacje CCS. Poza niezwykle tu ważnym aspektem kosztowym, o którym dalej, trudno sobie wyobrazić spełnienie tego wymogu, skoro technologia ta w odniesieniu do sektora wytwarzania energii elektrycznej po pierwsze, znajduje się ciągle na bardzo wstępnym etapie przygotowywania się do wdrażania projektów demonstracyjnych współfinansowanych ze środków unijnych¹⁴ oraz po drugie, jej wdrożenie wiązać się będzie z koniecznością zmierzenia się z wieloma barierami o charakterze technicznym, społecznym oraz ekonomicznym¹⁵, których przewyciężenie w tak krótkim czasie nie wydaje się możliwe.

W związku z podniesionymi tu dwoma aspektami realizacji postanowień Pakietu Klimatycznego widać wyraźnie, że nie tylko nie spełniają one warunku realności, ale co więcej, próba realizacji wyznaczonych zadań implikowałaby pogłębienie problemów, które skutecznie pogorszyłyby stan bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i gazu. Konkluzja ta pozostaje w wyraźnej sprzeczności z wysuwanymi w literaturze poglądami, które redefiniują problem bezpieczeństwa dostaw w ścisłym powiązaniu z kwestią stosowania niskoemisyjnych technologii i na tej podstawie formułują tezę o nowym paradygmacie polityki energetycznej [Nuttal, Manz, 2007].

W paradygmacie tym zwraca się uwagę, że istotą tradycyjnego podejścia do bezpieczeństwa dostaw było upatrywanie zagrożeń po pierwsze, w – motywowanych politycznymi względami – ograniczeniach dostępu do paliw kopalnych, co niekiedy wymagało stosowania militarnych środków rozwiązywania tego rodzaju problemów oraz po drugie, perspektywy wyczerpywania się ich zasobów. W nowym podejściu rozwiązanie problemu bezpieczeństwa dostaw widzi się w szybkim wdrożeniu technologii niskoemisyjnych tak, aby proces tworzenia niskoemisyjnej energetyki zakończył się przed wyczerpaniem się zasobów paliw kopalnych. W związku z tym wyłaniający się właśnie paradygmat polityki energetycznej miałby obejmować wspieranie przez rządy środkami ekonomicznymi procesu pożądanej transformacji sektora energetycznego. Determinacja zwolenników radykalnych działań na rzecz redukcji emisji jest tak wielka, że uważają oni za uzasadnione sięganie nawet po stosowanie najbardziej radykalnych środków nacisku, włącznie z groźbą użycia siły wobec krajów, które odmawiają zastosowania się do niezbędnych ograniczeń w zakresie spalania paliw kopalnych [Nuttal, Manz, 2007, s. 4].

¹⁴ W sumie UE ma współfinansować 12 projektów demonstracyjnych i w najbliższym czasie zapadnie decyzja, które spośród zgłoszonych projektów – dwa z nich pochodzą z Polski – zostaną wdrożone.

¹⁵ Szerzej o tych barierach np. w: Szablewski [2009].

Ekonomiczny wymiar pakietu klimatycznego

Problem z realizacją pakietu klimatycznego w obszarze elektroenergetyki dotyczy nie tylko jego implikacji w zakresie bezpieczeństwa dostaw, ale także ma wymiar ekonomiczny, który nabiera szczególnie ważnego znaczenia w warunkach zliberalizowanej energetyki. Jeśli bowiem zejdziemy z płaszczyzny – już wcześniej kwestionowanego sposobu szacunków opłacalności tej polityki w ujęciu Sterna, w którym konfrontuje się całkowite koszty związane z uzyskaniem zakładanego stopnia redukcji CO₂ z korzyściami, aby wykazać, że również i na gruncie ekonomicznym polityka ma swoje uzasadnienie – na płaszczyznę bardziej konkretnych szacunków kosztów stosowania nisko- czy zeroemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej, to okaże się, że poruszamy się tu na poziomie wielkości nakładów inwestycyjnych¹⁶, które w przypadku krajów opierających swoją energetykę na paliwach kopalnych są trudne, czy wręcz niemożliwe do zaakceptowania.

Kraje takie stoją bowiem wobec alternatywy albo likwidacji tej części swojego potencjału wytwórczego, która wykorzystuje węgiel, albo też wdrożenia na masową skalę technologii CCS. Za pierwszym rozwiązaniem optuje wiele środowisk zaangażowanych w obronę klimatu, które, tak jak Greenpeace, promują ideę oparcia energetyki wyłącznie na źródłach odnawialnych, z wyłączeniem także energetyki atomowej. Rozwiązanie to nie wchodzi w rachubę nie tylko ze względu na koszty związane z zastąpieniem opartego na węglu potencjału wytwórczego potencjałem energetyki wiatrowej i solarnej, ale także ze względów bezpieczeństwa dostaw. Chodzi o to, że ze względu na ogromny rozmiar i bezpieczną w kategoriach geopolitycznych lokalizację zasobów węgla, a także niskie koszty jego pozyskania, węgiel utrzyma, zdaniem ekspertów energetycznych, swoją dominującą pozycję w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej [IEA, 2004].

Z kolei drugie rozwiązanie, zakładające instalowanie w elektrowniach węglowych instalacji CCS, za którym opowiada się także IPCC¹⁷, wiąże się z koniecznością poniesienia – trudnych dzisiaj do oszacowania ze względu na fakt, że technologia ta nie została jeszcze zastosowana na szeroką skalę w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej¹⁸ – kosztów. Koszty te powstają

¹⁶ Według najnowszych, zwiększonych aż o 37% w stosunku do poprzedniego roku, szacunków Międzynarodowej Agencji Energetycznej w najbliższych 20 latach rozmiar całkowitych nakładów inwestycyjnych na rozwój różnych rodzajów energetyki niskoemisyjnej (wiatrowej, solarnej atomowej i CCS) osiągnąć ma, w skali świata, astronomiczną sumę 10 bilionów dolarów, co stanowić będzie około 0,5% światowego PKB [IEA's \$10 Trillion..., 2009].

¹⁷ W specjalnym raporcie [IPCC, 2005] stwierdza się, że w technologii tej tkwi potencjał umożliwiający do 2050 roku zmagazynowanie około 50% całkowitej emisji CO₂.

¹⁸ Technologia ta jest wykorzystywana z powodzeniem od kilkunastu już lat w sektorze wydobywania ropy naftowej jako tzw. technologia EOR (*enhance oil recovery*), czyli technologia umożliwiająca wypchnięcie zalegających jeszcze w złożach zasobów ropy naftowej, której wydobywanie przy obecnych, konwencjonalnych metodach nie byłoby możliwe, co oczywiście znacząco poprawia rachunek opłacalności jej stosowania w porównaniu z podsektorem wytwarzania energii elektrycznej.

w każdej fazie złożonego procesu opartego na technologii CCS, tzn. wychwytywania, transportowania do miejsc składowania i wreszcie magazynowania CO₂. Z różnych szacunków rozmiaru tych kosztów wyłania się jednoznaczny wniosek, że zwłaszcza w pierwszej fazie jej wprowadzania koszt ten byłby bardzo wysoki¹⁹. W zależności od badań podwyższałyby koszt wytworzenia 1 kWh do 5 [Reiner i inni, 2008, s. 423], czy nawet 10 centów amerykańskich [CCS is Looking..., 2009, s. 3]. I jeśli nawet koszty te, wraz z upowszechnieniem się technologii CCS, mogłyby istotnie spaść, to i tak będą one znacząco podnosić koszt wytwarzania energii elektrycznej, w stosunku do tradycyjnych, węglowych, a zwłaszcza gazowych technologii.

W tym kontekście staje się raczej oczywiste, że ciężar, jaki spadłby na polską elektroenergetykę z tytułu wywiązywania się z wymogów unijnej polityki klimatycznej, nie wydaje się możliwy do udźwignięcia, jeśli uwzględnić, że aż 95% wytwarzanej w kraju energii elektrycznej pochodzi z elektrowni węglowych. Chodzi tu bowiem nie tylko o gigantyczny rozmiar nakładów inwestycyjnych związanych ze zmianą technologiczną krajowego podsektora wytwarzania, w tym także wypełnieniem zobowiązań w zakresie wzrostu udziału energetyki odnawialnej, ale także wzrostem kosztów wytwarzania i odpowiednio cen energii elektrycznej, co, rzecz jasna, powodowałoby pogorszenie konkurencyjności polskiej gospodarki oraz zwiększałoby i tak duży, w stosunku do innych krajów, zakres tzw. ubóstwa energetycznego²⁰.

Wynikająca z powyższego niekonkurencyjność kosztowa wszystkich nisko- i zeroemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej nabiera szczególnego znaczenia w warunkach zliberalizowanej energetyki. Oznacza to, że bez dodatkowego wsparcia ze strony czynnika publicznego, żadna z nich nie może być stosowana w szerokiej skali wszędzie tam, gdzie realizacja projektów inwestycyjnych zależy od, opartego na komercyjnych przesłankach, rachunku ich opłacalności. Dobrym przykładem ilustrującym ten problem jest z jednej strony, niemal całkowity brak inwestycji w energetykę atomową w krajach, które weszły na drogę liberalizacji sektorów elektroenergetycznych, nie uruchamiając specjalnych rozwiązań stymulujących tego rodzaju inwestycje²¹, z drugiej zaś, dynamiczny rozwój, zwłaszcza energetyki wiatrowej, będący efektem uruchamiania rozmaitych instrumentów wsparcia.

Jeśli więc zwycięży opcja realizowania polityki klimatycznej, to niezależnie od dokonanych w jej ramach ustaleń dotyczących rozmiaru, a zwłaszcza tempa i horyzontu czasowego, w jakim miałyby dokonywać się redukcja emisji, powstaje ważne pytanie: jak wspierać inwestycje w energetykę niskoemisyjną, aby w warunkach dominującej roli przesłanek komercyjnych zapewnić nie tylko

¹⁹ Często przywoływanym tu studium opłacalności tej metody jest McKinsey [2008].

²⁰ W obiegu medialnym pisze się o kwocie 100 mld euro [Łakoma, 2009]. Szczegółową analizę szeroko rozumianych kosztów spełnienia przez sektor wymogów pakietu klimatycznego zaprezentował Jankowski na wspomnianej już wcześniej konferencji zorganizowanej przez Kancelarię Prezydenta RP [Jankowski, 2010]. Opracowanie to opiera się na wynikach szerokiego badania w tym zakresie [Raport, 2030].

²¹ Szerzej o tym [Szablewski, 2009].

jej rozwój, ale także uczynić to w sposób zgodny z kryteriami efektywności ekonomicznej. Chodzi więc o to, aby założony cel redukcji emisji osiągnąć po najniższych kosztach²². Kwestia ta od dłuższego już czasu jest przedmiotem intensywnych badań, w tym także teoretycznych, które wskazują, że mamy tu do czynienia z często występującą sytuacją, kiedy względy efektywności ekonomicznej przegrywają z racjami ekonomii politycznej.

W celu uporządkowania, bardzo już rozbudowanej i złożonej w poszczególnych krajach, polityki wspierania przez państwo technologii niskoemisyjnych, warto za Helmem [2005], wyodrębnić dwa zasadnicze typy mechanizmów wsparcia, które nazywa on odpowiednio: mechanizmem wyboru zwycięzców (*picking winners*) oraz mechanizmem tworzenia równych warunków wyboru (*level playing field*). W ich ramach stosowane są określone instrumenty, które podlegać mogą ocenie z punktu widzenia różnych kryteriów.

Mechanizm wyboru zwycięzców

Ten rodzaj mechanizmu reprezentuje typowe, przeważające, zwłaszcza w odniesieniu do energetyki odnawialnej, podejście do wspierania technologii umożliwiających redukcję emisji CO₂ w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej. Podejście to polega na kompensowaniu inwestorom wyższego kosztu wprowadzania określonych *ex ante* technologii niskoemisyjnych. Kompensowanie przyjmuje zwykle formę rozmaicie ustrukturyzowanych subsydiów, które czynnik publiczny (zwykle rząd) dostarcza inwestorom gotowym do zainwestowania w preferowane przez ten czynnik technologie niskoemisyjne. Subsydia te finansowane są albo z funduszy publicznych, albo też obciążają rachunek odbiorców energii elektrycznej.

W pierwszym przypadku są to różnego rodzaju ulgi podatkowe lub kredyty udzielane na warunkach preferencyjnych (niekomercyjnych). W drugim przypadku przybierają one formę zobowiązania do zakupu określonej ilości energii elektrycznej ze źródeł opartych na preferowanych przez czynnik publiczny technologiach niskoemisyjnych. Zobowiązanie to wynika stąd, że ceny tego rodzaju energii elektrycznej są kalkulowane w taki sposób, aby inwestorzy mogli odzyskać zwrot zainwestowanych nakładów w budowę i wykorzystanie źródeł opartych na preferowanych technologiach wytwarzania energii elektrycznej. Ponieważ implikuje to konieczność podniesienia tych cen znacząco ponad poziom cen rynkowych, zapewnienie sprzedaży tego rodzaju energii elektrycznej wymaga odwołania się do instrumentów administracyjnych²³.

²² Warto tu zauważyć, że tak postawiony problem ma nie tylko znaczenie z punktu widzenia sposobu realizacji polityki klimatycznej, ale także w przypadku, gdyby proces wdrażania technologii niskoemisyjnych traktować w sposób mniej zobowiązujący, a mianowicie jako element nieuniknionego i pożądanego procesu modernizacji sektora, o czym pisze Ślezak [2009, s. A3].

²³ W Stanach Zjednoczonych stosuje się na szczeblu stanowym oba rozwiązania wspierające rozwój energetyki wiatrowej, tzn. ulgi podatkowe oraz zobowiązanie do zakupu, a w końcowej fazie legislacyjnej znajduje się projekt upowszechnienia tego drugiego rozwiązania w skali całego kraju [*Wind Power...*, 2009, s. 54].

Warto podkreślić, że jest to bardzo skuteczny mechanizm promowania wybranych technologii niskoemisyjnych, o czym najlepiej świadczy szybki rozwój energetyki wiatrowej na świecie oraz w naszym kraju. Pomijając inne ważne względy, które warunkować winny wybór rodzaju technologii – jak na przykład względy natury ekologicznej²⁴ – w płaszczyźnie ekonomicznej zasadniczym kryterium oceny danego mechanizmu wsparcia jest jego zdolność do determinowania takich wyborów w zakresie technologii niskoemisyjnych, jakie zapewnią minimalizację całkowitych kosztów zakładanej redukcji CO₂. Innymi słowy chodzi o to, czy na przykład rozwój energetyki wiatrowej jest w warunkach naszego kraju najbardziej efektywnym ekonomicznie sposobem na obniżenie emisji CO₂ powstającej w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej. W literaturze ekonomicznej nie ma w tym względzie wątpliwości, że mechanizm wsparcia preferowanych przez rząd technologii niskoemisyjnych nie spełnia kryterium efektywności ekonomicznej. Dwa argumenty przemawiające za tym poglądem wydają się najważniejsze [Helm, 2005, s. 5].

Po pierwsze, rząd nie posiada dostatecznej informacji na temat relatywnych kosztów osiągnięcia redukcji CO₂, za pomocą dostępnych technologii niskoemisyjnych. A zatem nie jest on przygotowany do podejmowania, w sposób ekonomicznie uzasadniony, decyzji, które z tych technologii powinny być wspierane. Mamy tu do czynienia z typowym przypadkiem asymetrii informacji na korzyść prywatnych inwestorów, którzy zazwyczaj posiadają większy zasób informacji o tego rodzaju kosztach. Ten przypadek asymetrii informacji stanowi grunt do ujawnienia się dobrze już rozpoznanego w teorii ekonomii, a zwłaszcza teorii regulacji, w tym także regulacji zorientowanej na ochronę środowiska, zjawiska zawłaszczenia (*capture*)²⁵. Chodzi tu o proces interakcji między regulatorem a regulowanymi, którzy korzystając ze swojej przewagi informacyjnej starają się wpłynąć na wybory dokonywane przez regulatora w sposób, jaki umożliwiałby realizację ich interesów także i wówczas, gdy są one sprzeczne z interesem publicznym, co w tym przypadku oznacza minimalizację całkowitego kosztu redukcji CO₂ o zakładaną wielkość. Innymi słowy, słabo przygotowani, w sensie informacyjnym, decydenci mogą w warunkach rozbieżności między interesem publicznym a prywatnym łatwo podlegać naciskom i manipulacjom zorganizowanych interesów. Jak wykazują badania przejawia się to nie tylko w dokonywaniu przez władze niewłaściwych wyborów w zakresie wspierania technologii energetycznych, ale i także trudności, na jakie napotyka zrealizowanie decyzji dotyczących wycofywania wsparcia finansowego wobec technologii, które nie potwierdziły pokładanych w nich nadziei [Cohen, Noll, 1991].

²⁴ Na przykład w przypadku energetyki wiatrowej uważa się, że jej gwałtowny rozwój może mieć negatywne konsekwencje dla stanu środowiska naturalnego, zwłaszcza jeśli chodzi o zagrożenie dla przelatujących ptaków [Bień, 2009, s. E4]. Mamy tu więc do czynienia z rodzajem paradoksu, jeśli uwzględnić, że rozwój tego rodzaju energetyki dokonuje się za przyczyną presji ekologów zaniepokojonych zmianami klimatu.

²⁵ Przeglądowym artykułem w zakresie teoretycznych i empirycznych podstaw kategorii zawłaszczenia jest: [Dal Bó, 2006].

Po drugie, mechanizm ten, zapewniając inwestorom zwrot kosztów zastosowania wybranych przez rząd technologii, przesuwając wszystkie związane z tym kategorie ryzyka na przyszłych odbiorców energii elektrycznej lub/i podatników. To z kolei ma dwie istotne, negatywne konsekwencje. W pierwszej kolejności oznacza to co najmniej poważne osłabienie bodźców do rozwoju innych, niż te wybrane, technologii niskoemisyjnych, ale i także osłabienie bodźców wymuszających efektywną i szybką finalizację subsydiowanych projektów [Fri, 2003].

Sceptycy wobec opartych na subsydiach (państwowych lub też obciążających rachunki odbiorców) mechanizmach wspierania technologii energetycznych wskazują na inne jeszcze argumenty. Po pierwsze, badania zmierzające do określenia efektywności nakładów związanych z wspieraniem działalności badawczo-rozwojowej w obszarze energetyki wskazują, że raczej rzadko występują tu przypadki, by ich zaktualizowana wartość jest dodatnia. Po drugie, specyfika postępu technicznego w energetyce wskazuje, że ma on charakter stopniowy, a zatem lepiej zdać się tutaj na działanie sił rynkowych, zamiast ryzykować, że przyspieszanie tego tempa poprzez subsydia może z dużym prawdopodobieństwem skutkować kosztownymi błędami.

Mechanizm tworzenia równych warunków wyboru

W przeciwieństwie do powyższego mechanizmu, który oparty jest na adresowanych subsydiach, mających uczynić wybrane technologie niskoemisyjne konkurencyjnymi w stosunku do tanich, konwencjonalnych węglowych i gazowych technologii wytwarzania energii elektrycznej, mechanizm tworzenia równych warunków wyboru zorientowany jest na rozwiązywanie w sposób bezpośredni problemu emisji CO₂. U podstaw tego mechanizmu leży idea stosowania, opartych na rynku (*market-based*), instrumentów wspierania rozwoju niskoemisyjnej energetyki. Każdy ze stosowanych w ramach tego mechanizmu instrumentów kreuje cenę CO₂, czyli, ujmując inaczej, określa koszt emisji 1 tony tego gazu.

Mechanizm ten internalizuje zatem w długookresowym rachunku wytwórców energii elektrycznej koszty emisji CO₂ i w ten sposób zachęca ich do inwestowania w technologie niskoemisyjne, jednak bez wskazywania żadnej z nich jako technologii preferowanej. Ten wybór pozostawiony bowiem zostaje wytwórcom, którzy znają relatywne koszty stosowania poszczególnych technologii wytwarzania energii elektrycznej i na własne ryzyko dokonują wyboru, w oparciu o kryterium minimalizacji całkowitych kosztów dostosowania się do obowiązujących wymagań w zakresie redukcji emisji CO₂. Innymi słowy, ustalenie ceny CO₂ umożliwia dokonywanie wyboru technologicznego w trybie rynkowym.

Argumentacja przemawiająca za tego rodzaju mechanizmem jest dobrze znana w literaturze przedmiotu²⁶. Przede wszystkim chodzi o to, że stoso-

²⁶ Szerzej o teoretycznych podstawach tego rodzaju mechanizmu pisze m.in. Helm [2005].

wane tu instrumenty są neutralne względem wyboru sposobu radzenia sobie z wymogiem redukcji emisji. Koncentrując uwagę inwestorów na prowadzeniu rachunku kosztów – tak aby spośród dostępnych opcji technologicznych dokonywać wyboru tej, która najlepiej pod względem kryterium minimalizacji kosztów dostosowana jest do konkretnych warunków każdego z decydentów – w zasadzie likwidują one przesłanki do pojawienia się działań, które w mechanizmie wyboru zwycięzców podejmowane są przez podmioty gospodarcze, aby wpływać na korzystny dla nich, a dokonywany przez politycznych decydentów, wybór dotowanej technologii (niebezpieczeństwo technologicznego zawładnięcia).

Z faktu neutralności tych instrumentów wobec poszczególnych technologii niskoemisyjnych wynika inna, ważna ich zaleta. Stosowanie tych instrumentów oznacza bowiem tworzenie bodźców stymulujących, w równym stopniu badania nad doskonaleniem już istniejących technologii, jak również podejmowanie poszukiwań nowych rozwiązań technologicznych umożliwiających redukcję emisji CO₂. Wreszcie mechanizm ten pozwala na wykorzystanie ważnej, podkreślanej przez ekonomię austriacką zdolności mechanizmu rynku do agregacji informacji, co przesądza o występowaniu, odnotowanej już wcześniej, asymetrii informacji na korzyść podmiotów poddanych regulacji rynkowej. Tym samym oznacza to, że omawiany tu mechanizm wspierania technologii niskoemisyjnych implikuje kierunek alokacji ryzyka w sposób zgodny z zasadą, aby ryzyko ponosiły te podmioty, które z racji posiadanej przewagi informacyjnej są lepiej do tego przygotowane.

Podsumowując zatem przedstawianą wcześniej argumentację, oba typy mechanizmów wsparcia reprezentują odmienne sposoby, w jaki państwo może odpowiedzieć na wyzwania związane ze zmianą klimatu. Istnienie szerokiego spectrum niskoemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej implikuje konieczność wyboru, który może być dokonany albo bezpośrednio przez państwo, albo też przez rynek. W tym drugim przypadku rola państwa polega na zapewnieniu odpowiedniej ceny emisji CO₂, aby w ten sposób stworzyć warunki do zdecentralizowanego, opartego na kryterium efektywności ekonomicznej, mechanizmu podejmowania decyzji. W warunkach asymetrii informacji mechanizm taki nie tylko oddala niebezpieczeństwo technologicznego zawładnięcia, ale także zapewnia właściwą alokację ryzyka, które zawsze towarzyszyć będzie tego rodzaju wyborom.

Powstaje tu jednak ważne pytanie o zasady wyboru rodzaju ekonomicznego instrumentu wsparcia technologii niskoemisyjnych. Wokół tego pytania rozwinęła się w literaturze zachodniej bardzo ożywiona debata, w której centrum znalazły dwa podstawowe instrumenty wsparcia, a mianowicie – system handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (*cap and trade schemes*) oraz podatek węglowy (*carbon tax*). Chociaż w kategoriach teoretycznych posiadają one zdolność do stymulowania efektywnych ekonomicznie wyborów w zakresie sposobu osiągnięcia założonego celu w zakresie redukcji emisji CO₂, to w kategoriach praktycznych wybór między nimi musi uwzględniać dodatkowe, ważne okoliczności [Kuby, Bielicki, Middleton, 2009, s. 21].

System handlu emisjami

Jest to z pewnością najczęściej rozpatrywany w kategoriach praktycznego wykorzystania ekonomiczny instrument wsparcia rozwoju niskoemisyjnych technologii. Instrument ten opiera się na trzech elementach. Pierwszym z nich jest ustalenie przez organ publiczny, odpowiedzialny za politykę państwa w zakresie dekarbonizacji gospodarki (*carbon policy*), limitów dopuszczalnej emisji CO₂. Drugi element dotyczy sposobu alokacji przez ten organ uprawnień do emisji pomiędzy poszczególnych emitentów. Możliwe tu spectrum rozwiązań zawiera się między stosowanym dotąd powszechnie mechanizmem bezpłatnej alokacji określonych ilości uprawnień a aukcyjnym mechanizmem alokacji. Element trzeci to stworzenie mechanizmu handlu tego rodzaju uprawnieniami, który prowadzi do ustalenia się ceny CO₂. Instrument ten często określany jest jako instrument ilościowy, w odróżnieniu od podatku węglowego, który określa się mianem instrumentu cenowego [Hepburn, 2006].

Jest tak dlatego, że w przypadku stosowania instrumentu ilościowego zdefiniowany jest nieprzekraczalny pułap (*cap*) wielkości emisji, w ramach którego rozdzielone zostają indywidualne uprawnienia do emisji, których suma nie może przekraczać określonego wcześniej globalnego pułapu. A zatem stosowanie tego instrumentu gwarantuje, że osiągnięty zostanie założony cel w zakresie kontroli emisji. Z kolei wymóg efektywnej alokacji uprawnień – w sytuacji, gdy ich wstępna alokacja dokonuje się w trybie bezpłatnego, opartego na arbitralnie określonym kryterium rozdziału – spełniony zostaje tutaj poprzez uruchomienie rynku handlu tymi uprawnieniami. Działanie tego rynku pozwala bowiem minimalizować całkowite, ponoszone przez emitentów koszty redukcji emisji CO₂ do zakładanego pułapu.

Trzeba bowiem pamiętać, że poszczególni emitenci charakteryzują się różnymi kosztami redukcji emisji. W przypadku zatem, gdy przydział uprawnień dokonuje się w oparciu o mechanizm ich bezpłatnej alokacji, tak aby ich suma odpowiadała przyjętemu pułapowi dopuszczalnej emisji, wówczas uruchomienie rynku obrotu tymi uprawnieniami umożliwi emitentom ponoszącym koszty redukcji 1 tony CO₂ niższe od ustalonej przez rynek ceny odsprzedaży odpowiedniej części uprawnień emitentom, których koszt redukcji jest wyższy od ceny rynkowej. Proces rynkowego obrotu uprawnieniami prowadziłby więc do optymalnego rozdziału zadań w zakresie redukcji emisji wyrażonego przez zrównanie się ceny rynkowej 1 tony CO₂ z krańcowym kosztem redukcji emisji o tę samą wielkość.

Podstawowa wada tego systemu wspierania inwestycji w technologii niskoemisyjne polega na wysoce niestabilnej cenie rynkowej uprawnień do emisji oraz braku pewności, że ceny te osiągną dostatecznie wysoki poziom, aby zapewnić komercyjnym inwestorom wystarczająco duży, biorąc pod uwagę rozmiar ponoszonego tu ryzyka, zwrot na kapitale zainwestowanym w tego rodzaju technologie. Wskazują na to dobrze już znane doświadczenia pierwszego, stosowanego w skali międzynarodowej systemu handlu uprawnieniami, zwanego ETS (*Emissions Trading Schemes*), który od 2003 roku funkcjonuje

w Unii Europejskiej. Ustalana na tym rynku cena jednego uprawnienia odznaczała się wyjątkowo dużą zmiennością, wahając się od poziomu 8 euro za 1 tonę CO₂ do odpowiednio 30 euro, gdy tymczasem niezbędny do uruchomienia inwestycji w niskoemisyjne technologie poziom ceny kształtował się w przedziale od 40 do 60 euro [*Stopping climate...*, 2009, s. 11]. Trudno w związku z tym oczekiwać, aby w tych warunkach komercyjnie zorientowani inwestorzy angażowali się w kosztowne przedsięwzięcia związane z wdrażaniem technologii wytwarzania energii elektrycznej umożliwiającej trwałą redukcję CO₂, w tym zwłaszcza technologii wymagających wielkich kapitałów, tak jest w przypadku energetyki węglowej i atomowej [*Don't hold...*, 2010, s. 67].

Istotną słabością tego rodzaju systemu jest jego podatność na inny, niż wspomniany wyżej, rodzaj zawłaszczenia. Chodzi tutaj o niebezpieczeństwo regulacyjnego zawłaszczenia (*regulatory capture*), które występuje w odniesieniu do drugiego elementu tego systemu, tj. mechanizmu alokacji uprawnień na poszczególnych emitentów, jeśli alokacja ta dokonuje się w trybie bezpłatnie przyznawanych uprawnień. Ponieważ tego rodzaju decyzje regulacyjne mają poważne implikacje finansowe dla poszczególnych emitentów – większy przydział oznacza albo znaczące obniżenie kosztów spełnienia wymagań w zakresie redukcji emisji, albo też znaczące przychody z tytułu odsprzedaży nadwyżkowych uprawnień – stąd też trudno uniknąć, aby emitenci objęci tym systemem nie próbowali wpływać na sposób ich rozdziału [Ford, 2008].

Sposobem na uniknięcie tego rodzaju niebezpieczeństwa jest przyjęcie aukcyjnego mechanizmu alokacji uprawnień. To rozwiązanie jest jednak trudne do zastosowania w praktyce, co najlepiej pokazuje przebieg dyskusji wokół przyszłości europejskiego systemu handlu emisjami. W dyskusjach tych zaznaczył się bowiem niezwykle silny opór niektórych krajów²⁷ wobec forsowanego przez Komisję Europejską stanowiska, aby w kolejnej fazie rozwoju tego systemu całkowicie lub w znaczącej części odejść od dotychczasowej praktyki przydzielania bezpłatnych uprawnień na rzecz mechanizmu aukcyjnego. Przewiduje to obowiązująca obecnie dyrektywa ETS. Według przygotowywanego obecnie rozporządzenia o aukcjach, tego rodzaju mechanizm alokacji uprawnień będzie obowiązywał już od 2013 roku, przy czym corocznie zmniejszana będzie o 1,74% całkowita, możliwa do zakupu liczba uprawnień.

Ponadto zakłada się, że początkowo obowiązek zakupu akcji będzie obejmował znaczącą, choć nie całkowitą, liczbę uczestników tego systemu, którymi obok elektrowni jest również szereg innych sektorów. Wyłączenia o charakterze ogólnym dotyczyć będą tych sektorów, które narażone są na ryzyko ucieczki emisji, czyli ryzyko przenoszenia wysokoemisyjnych sektorów przemysłowych do krajów nieobjętych systemem handlu emisjami. Sektory te będą mogły otrzymywać do 100% darmowych uprawnień [Nowicki, 2009]. Inny rodzaj wyłączeń, to wyłączenia o charakterze indywidualnym. Dobrym przykładem jest tu wynegocjowana przez Polskę wstępną zgodą KE na przyznanie po 2012

²⁷ Chodzi o kraje ze znaczącym udziałem sektora energetycznego opartego na węglu. Nie zaskakuje więc, że jednym z tych krajów była Polska.

roku darmowych uprawnień do emisji CO₂ nowo budowanym w naszym kraju elektrowniom węglowym. Chodzi tu o elektrownie, których budowa zaczęła się przed końcem 2008 [KE wstępnie..., 2009].

Podatek węglowy

Z uwagi na powyższe słabości systemu handlu uprawnieniami wielu ekonomistów rekomenduje instrument podatku węglowego. W przeciwieństwie do pierwszego instrumentu, który bezpośrednio określa wymagany zakres redukcji CO₂, instrument drugi w sposób bezpośredni określa cenę CO₂, pozostawiając natomiast poszczególnym emitentom prawo decydowania, w jakim stopniu opłaca im się obniżyć emisję CO₂. Cena ta wyznacza bowiem koszt, jaki muszą oni ponieść z tytułu emisji każdej tony tego gazu. Fakt, że instrument ten może w długim okresie stabilizować wysokość tego rodzaju kosztu, przesądza o jego potencjalnej skuteczności w stymulowaniu inwestycji w niskoemisyjne technologie. Jest to istotne, bowiem tego rodzaju inwestycje charakteryzują się wysokim poziomem kapitałochłonności i długim okresem zwrotu poniesionych nakładów, a zatem decyzja o ich podjęciu wiąże się z wysokim ryzykiem, które rośnie tym bardziej, im większy jest stopień zmienności opłat z tytułu emisji CO₂, w przypadku, jeśli ich poziom określa popyt i podaż na rynku handlu emisjami.

Z jednej strony potrzeby minimalizowania kosztów redukcji CO₂, z drugiej zaś kreowania stabilnych, długookresowych bodźców inwestycyjnych ma kluczowe znaczenie dla sposobu, w jaki zamierza się prowadzić politykę podatku węglowego. W literaturze zwraca się uwagę, że z uwagi na ogromne koszty inwestycji o charakterze dekarbonizacyjnym ważne jest, aby proces dekarbonizacji rozłożony był w czasie w taki sposób, by obciążenia z tytułu emisji CO₂ narastały stopniowo, według określonego z góry harmonogramu, ale żeby temu towarzyszyło przekonanie o nieuchronności tego wzrostu do poziomu, który potwierdzi efektywność ponoszonych obecnie inwestycji w technologie niskoemisyjne. W związku z tym proponuje się, aby w pierwszym okresie wysokość podatku węglowego ustalona była na niskim poziomie, a następnie w sposób regularny podnoszona, aż do osiągnięcia, niezbędnego dla wywołania odpowiednich działań po stronie emitentów, poziomu [Ford, 2008, s. 521].

Inna, ważna korzyść wprowadzenia tego rodzaju podatku miałyby charakter fiskalny. Byłoby to dodatkowe, istotne, i co ważne – neutralne, z punktu widzenia alokacji zasobów, źródło dochodów budżetowych. Dochody te mogłyby nie tylko ułatwić rozwiązywanie problemów związanych z deficytem budżetowym, ale także zmniejszać obciążenia podatkowe w odniesieniu do tych rodzajów podatków, które zakłócają optymalną alokację zasobów, jak na przykład podatki dochodowe. Wprowadzenie tego podatku implikuje więc powstanie tzw. podwójnej dywidendy [Helm, 2005, s. 208]. Z jednej strony bowiem podatek koryguje ten rodzaj niesprawności rynku, który wiąże się z wystąpieniem negatywnych efektów zewnętrznych, w postaci kosztów wynikających ze spowodowanego działalnością gospodarczą ocieplania się klimatu, z drugiej zaś strony sprzyja

poprawie efektywności ekonomicznej. W pierwszym przypadku czyni to poprzez internalizację kosztów zewnętrznych, w drugim zaś poprzez poprawę struktury podatków.

Chociaż podatek ten ma silne poparcie środowisk ekonomicznych, a także funkcjonuje już w różnym zakresie w wielu krajach, to ciągle uważa się go w kręgach politycznych, po pierwsze, za instrument trudniejszy do przeforsowania niż system handlu uprawnieniami, oraz po drugie – jako instrument, który w przeciwieństwie do systemu handlu uprawnieniami nie gwarantuje uzyskania ściśle określonego stopnia redukcji emisji. Jeśli chodzi o pierwszą kwestię, to jest ona mocno eksponowana w literaturze przedmiotu zarówno w kategoriach szerszych, odwołujących się do ekonomii politycznej [Helm, 2005, s. 213], jak również w kategoriach czysto politycznych.

W tym drugim przypadku chodzi zwłaszcza o szczególnie silną opozycję wobec podatku węglowego, która występuje w USA. Ze względu na obecną skalę emisji CO₂ przypisywaną USA – jest to 25% światowej emisji tego gazu – stanowisko tego kraju decydować będzie o powodzeniu programu redukcji emisji. Sprzeciw amerykański wobec podatku węglowego jest podyktowany ogólną niechęcią do wszelkich podatków i stąd też w języku polityki termin podatek jest tam często opatrzony przymiotnikiem brudny (*dirty word*). Również i w przypadku Unii Europejskiej rezygnacja z instrumentu podatkowego podyktowana była obawą, że nie uda się go szybko zastosować, ze względu na obowiązujące w UE prawo wymagające, aby w sprawach podatkowych uzyskiwać akceptację wszystkich krajów członkowskich [Ford, 2008, s. 523].

Z kolei, jeśli chodzi o drugą kwestię, wskazywano, iż mniejsze poparcie polityczne dla podatku węglowego wynika z przekonania, że aby tego rodzaju instrument gwarantował – tak jak czyni to system handlu uprawnieniami – osiągnięcie ściśle określonego celu w zakresie stopnia redukcji CO₂, organ kreujący ten podatek musiałby znać koszty redukcji. Dopiero ich znajomość pozwoliłaby na określenie takiej wysokości tego podatku, która skłoni emitentów do podjęcia odpowiednich działań skutkujących oczekiwanym spadkiem emisji. Bardziej szczegółowe analizy porównawcze obu tych instrumentów, uwzględniające długookresowe koszty wynikające ze zmian klimatycznych oraz koszty monitorowania emisji, nie pozostawiają jednak wątpliwości, że osiągnięcie tego samego celu w zakresie redukcji emisji przynosi zdecydowanie większe korzyści netto (oczekiwane korzyści minus oczekiwane koszty) w przypadku zastosowania instrumentu podatkowego²⁸.

Uwagi końcowe

Trwająca już od dwóch dekad intensywna debata wokół wyboru ekonomicznych instrumentów wspierania rozwoju technologii emisyjnej zdaje się zmierzać w dwóch kierunkach. Pierwszym z nich jest poszukiwanie lepszych,

²⁸ Według niektórych szacunków korzyść netto jest w tym przypadku 5-krotnie większa [Pizer, 1999, s. 8].

od omawianych wyżej – podatku węglowego i systemu handlu uprawnieniami – instrumentów lub też wysuwanie propozycji doskonalenia jednego z nich.

W pierwszym przypadku przykładem może być wysunięta przez Helma propozycja tzw. *carbon contracts*, czyli kontraktów zawieranych przez rząd z podmiotami, które gotowe są ograniczyć w określonym stopniu emisję CO₂ [Helm, Hepburn, 2005, s. 6 i dalsze]. Kontrakty zawierane byłyby w trybie aukcyjnym, aby w ten sposób wyłonić podmioty, które zobowiążą się do redukcji emisji po najmniejszym koszcie. Kontrakty te rozwiązują jeden z najważniejszych, a nie poruszanych w tym artykule szerzej, problemów związanych ze stosowaniem instrumentów ekonomicznych. Chodzi tutaj o kwestię ryzyka politycznego, tzn. niepewności, co do tego, czy w dalszej perspektywie organ prowadzący politykę dekarbonizacji nie zmieni swoich priorytetów w zakresie redukcji CO₂ i sposobu posługiwania się instrumentami jej realizacji, w sposób który zasadniczo pogorszy stopień opłacalności inwestycji w niskoemisyjne technologie²⁹.

Inną, mającą charakter instytucjonalny, propozycją zorientowaną na zmniejszanie ryzyka politycznego jest utworzenie rządowej agencji energetycznej odpowiedzialnej za politykę dekarbonizacji. Istota tej propozycji sprowadza się do nadania tej instytucji podobnego, jak w przypadku Banku Centralnego, statusu niezależności, aby w ten sposób stworzyć warunki do zwiększenia wiarygodności (*credibility*) tego rodzaju polityki [Helm, Hepburn, Mash, 2005, s. 317 i dalsze]. Z kolei przykładem drugiego rodzaju poszukiwań jest propozycja zreformowania systemu handlu uprawnieniami, w sposób który usunąłby jeden z mankamentów tego systemu, jakim jest wysoki koszt jego funkcjonowania [Michel, 2009].

Jak się jednak wydaje, główny wysiłek badawczy zorientowany na poszukiwanie rozwiązań hybrydowych, tj. rozwiązań, które łączą instrument podatkowy z instrumentem ilościowym w sposób, który umożliwiałby zachowanie pozytywnych właściwości obu instrumentów. U podstaw leży tu przekonanie, że w chwili obecnej decydującą rolę w wyborze instrumentu polityki dekarbonizacyjnej odgrywa czynnik polityczny, co oznacza preferencję dla systemu handlu uprawnieniami. Hybrydowość oznaczałaby tu poszukiwanie rozwiązania, które, zachowując cechy umożliwiające polityczną akceptację, pozwalałyby jednocześnie zwiększać zdolność do stymulowania wyborów w zakresie technologii niskoemisyjnych, jakie implikowałyby niższy koszt redukcji CO₂. Z przeprowadzonych analiz wynika, że tego rodzaju hybrydowe instrumenty

²⁹ Chodzi tu o znany w literaturze regulacyjnej problem tzw. niespójności w czasie (*time inconsistency*), który pojawia się wszędzie tam, gdzie inwestycje odznaczają się pewnym zespołem cech, a mianowicie wysokim poziomem kapitałochłonności, nieodwracalnością, w sensie braku możliwości wykorzystania stworzonego w ich wyniku potencjału na innych rynkach (*sunk*), duża różnica między kosztami przeciętnymi i krańcowymi oraz wysokie prawdopodobieństwo wystąpienia tzw. kosztów osieroconych (*stranded costs*) stwarzają warunki do wystąpienia po stronie rządu czy regulatora pokusy odejścia od zaciągniętych wobec inwestorów zobowiązań (*commitment*) co do respektowania ustalonych *ex-ante* warunków, które zapewnić miały niezbędną w sensie rynkowym stopę zwrotu od wyłożonych nakładów. Szerzej o tym problemie np. w: Helm [2009b, s. 315 i dalsze].

pozwalaby na radykalne podniesienie efektywności w zakresie obniżania emisji w stosunku do standardowego systemu handlu emisjami³⁰.

Bibliografia

- A time for retrospection*, [February 6th 2010], „The Economist”.
- Bień K., [2009], *Ekologiczna pułapka*, „Dziennik Gazeta Prawna”.
- CCS is Looking More Expensive than Hoped*, [November 2009], „The Electricity Journal”.
- Climate Change. Mail-strom*, [November 28th 2009], „The Economist”.
- Cohen L.R., Noll R., [1991], *The technological Pork barrel*, Washington D.C., Brookings Institute.
- Dal Bó E., [2006], *Regulatory Capture: A Review*, „Oxford Review of Economic Policy”, Vol. 22, No. 2.
- Don't hold your breath*, [February 6th 2010], „The Economist”.
- Energy security and climate change Policy interactions. An Assessment Framework. IEA Information Paper*, [2007], International Energy Agency.
- Fri R.W., [2003], *The Role of Knowledge: Technological Innovation in the Energy System*, „The Energy Journal”, Vol. 24, No. 4.
- Ford A., [2008], *Global Climate Change and the Electric Power Industry*, [w:] F. Sioshansi, (ed.), *Competitive Markets: Design, Implementation, Performance*, Elsevier.
- Helm D., [2005], *Economic Instruments and Environmental Policy*, „The Economic and Social Review”, Vol. 36, No. 3, Winter.
- Helm D., [2009a], *EU Energy and Environmental Policy: Options for Future*, [w:] *The UE in a world of transition: Fit for what purpose*, Policy Network.
- Helm D., [2009b], *Infrastructure investment, the cost of capital, and regulation: an assessment*, Oxford „Review of Economic Policy”, Vol. 25, No. 3.
- Helm D., Hepburn C., [October 2005], *Carbon Contracts and energy policy. An outline proposal*, New College and St. Hugh's College, Oxford.
- Helm D., Hepburn C., Mash R., [2005], *Credible Carbon Policy*, [w:] D. Helm (ed.), *Climate-Change Policy*, Oxford University Press, Oxford, s. 317 i dalsze.
- Hepburn C., [2006], *Regulation by Prices, Quantities, or Both: A Review of Instrument Choice*, Oxford „Review of Economic Policy”, Vol. 22, No. 2.
- IEA's \$10 Trillion Climate Price Tag*, [December 2009], „The Electricity Journal”, Vol. 22, Issue 10.
- IEA World Energy Outlook*, [2004], International Energy Agency.
- IEA World Energy Outlook*, [2006], International Energy Agency, Paris.
- IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, [2005], Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge and New York.
- Is it worth it?*, [December 5th 2009], „The Economist”.
- Jankowski B., [2010], *Ocena skutków społecznych i gospodarczych unijnej polityki klimatycznej*, Badania Systemowe „EnergSys” Sp. z o.o.
- KE wstępnie akceptuje polską interpretację w sprawie CO₂*, [21.11.09], www.wnp.pl/wiadomości.
- Kuby M., Bielicki J., Middleton R., [8 July 2009], *Optimal Spatial Deployment of Carbon Dioxide Capture and Storage Given a price on Carbon Dioxide*, Special Issue for ISOLDE XI.
- Łakoma A., [20 kwietnia 2009], *Rachunek za pakiet klimatyczny: 100 mld. euro*, „Rzeczpospolita”.
- Malko J., Wojciechowski H., [2007], *Przechwytywanie i magazynowanie CO₂ – technologie CCS*, „Wokół Energetyki”, nr 3.
- McKinsey&Company, [September 2008], *Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics*.

³⁰ Istnieje w tej mierze bogata już literatura. Por. [Pizer, 2002], [Vollebergh, De Vries, Koustaal, 1997].

- Michel S., [October 2009], *A Cheap and Effective Cap-and-Trade for Electricity*, „The Electricity Journal”, Vol. 22, Issue 8.
- Nowicki M., [21.11.09], *MŚ: wdrożenie pakietu klimatycznego to priorytet dla Polski*, www.wnp.pl/wiadomości.
- Nuttal W., Manz D., [2007], *A New Energy Paradigm for the Twenty-First Century*, CESSA Working Paper, Cambridge.
- Pizer W., [July 1999], *Choosing Price or Quantity Controls for Greenhouses Gases*, Resources for the Future, Climate Issues Brief No. 17.
- Pizer W., [2002], *Combining price and quality controls to mitigate global climate change*, „Journal of Public Economics”, 85.
- Raport 2030. Wpływ proponowanych regulacji unijnych w zakresie wprowadzenia europejskiej strategii rozwoju energetyki wolnej od emisji CO₂ na bezpieczeństwo energetyczne Polski a w szczególności możliwości odbudowy mocy wytwórczych wykorzystujących paliwa kopalne oraz poziom cen energii elektrycznej*, Polski Komitet Energii Elektrycznej, Warszawa, wrzesień 2008.
- Reiner D., Gibbins J., Holloway S., [2008], *Bridging technologies: can carbon capture and storage offer a bridge to a sustainable energy future in the UK?*, [w:] Grubb M., Jamasb T., Pollitt M.G., (eds), *Delivering a Low-Carbon Electricity System. Technologies, Economics and Policy*, Cambridge University Press.
- Stern N., [2006], *Stern Review. The Economics of Climate Change*, London HM Treasury.
- Stern's Pointed Question: At What Price Growth?*, [November 2009], „The Electricity Journal”, Vol. 22, Issue 9.
- Stopping Climate change*, [December 5th 2009], „The Economist”.
- Szablewski A.T., [2009], *Szanse, zagrożenia i bariery technologii CCS*, Politechnika Łódzka, Zeszyty Naukowe, Organizacja i Zarządzanie, Łódź, Nr 45.
- Szablewski A.T., [2009], *Uwarunkowania rozwoju energetyki atomowej*, „Gospodarka Narodowa”, nr 11-12.
- Szablewski A.T., [2010], *Ewolucja polityki energetycznej UE i jej implikacje – aspekt bezpieczeństwa dostaw i ekonomiczny*, opracowanie przygotowane na konferencję naukową nt. *Polskie przedsiębiorstwa na rynku unijnym*, organizowaną przez Wyższą Szkołę Menedżerską w Warszawie przy współpracy z INEPAN, Zakopane.
- Ślęzak Cz., [17 listopada 2009], *Nikt nam nie zabroni modernizacji*, „Dziennik Gazeta Prawna”.
- Vollebergh H., De Vries J., Koustaal P., [1997], *Hybrid Carbon Incentive Mechanisms and Political Acceptability*, Environmental and Resource Economics, 9, Kluwer Academic Publishers.
- Wind Power in America. Becalmed*, [August 2009], „The Economist”.

THE IMPLICATIONS OF THE EUROPEAN UNION'S CLIMATE POLICY FOR THE POWER SECTOR

Summary

The European Union's carbon policy, designed to prevent climate change, is a key determinant of the bloc's energy policy, along with the security of energy supply and market liberalization. While the EU's energy security agenda is beyond dispute, its carbon policy priority can be questioned in two ways, according to Szablewski. First, the soundness of the policy's fundamentals raises some serious doubts, and second, the policy can be questioned in the context of its extensive economic implications, especially for the coal-based power sector. Considering that 95 percent of Poland's electricity is produced from coal, the latter issue is too rarely raised in the ongoing debate on

the future of Poland's power sector, the author says. His analysis focuses on available mechanisms and means of supporting the deployment of low-carbon technologies, which, Szablewski says, are grossly uncompetitive with regard to the traditional coal and gas generation technology. The paper aims to show how low-carbon technologies can be deployed in an effective and economically efficient manner – an issue that has been hotly discussed in international research reports over the past few years.

The analysis starts with sketching out the main points of the key mechanisms of supporting low-carbon technologies, i.e. picking winners and level playing field. It then focuses on two economic instruments applied in this area – carbon tax and cap and trade schemes. The conclusion is that there is a conflict between economic efficiency and political considerations.

Keywords: carbon policy, low-carbon-technologies, picking winners mechanism, level playing field mechanism, cap and trade schemes, carbon tax